

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

На правах рукописи

КОРОБКИН ВАСИЛИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА
СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЕНСАЦИИ ВЛИЯНИЯ
ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ДЛЯ УСЛОВИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых»

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук, доцент
Фания Мансуровна Барс

Москва,
2020

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ.....	4
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
ГЛАВА 1. Стандартная обработка сейсмических данных в Восточной Сибири: проблемы и ограничения	17
1.1 Геолого-экономический обзор Восточно-Сибирского региона	17
1.2 Проблемы и ограничения стандартных методик обработки данных.....	23
1.3 Сейсмогеологическое моделирование как необходимый инструмент для разработки эффективной методики обработки и интерпретации данных.....	29
ГЛАВА 2. Построение детальной модели верхней части разреза	36
2.1 Построение модели ВЧР по преломленным и отраженным волнам.....	36
2.2 Построение модели ВЧР с использованием полноволновой инверсии FWI	40
2.2.1 Теоретические основы и история развития алгоритма	40
2.2.2 Адаптация технологии FWI к условиям Восточной Сибири.....	43
2.2.3 Выбор исходного импульса для полноволнового моделирования	45
2.2.4 Построение модели ВЧР с использованием FWI на синтетических данных.....	47
2.2.5 Построение модели ВЧР с использованием FWI на реальных данных.....	50
ГЛАВА 3. Широкополосная обработка с сохранением энергии низких частот	56
3.1.1 Развитие парадигмы широкополосной записи и ее значимость при работе с данными из Восточной Сибири	56
3.1.2 Частотно-зависимые процедуры шумоподавления	61
3.1.3 Частотно-зависимые процедуры амплитудной коррекции.....	68
ГЛАВА 4. Подавление кратных волн с использованием алгоритмов моделирования.....	73
4.1.1 Проблема кратных волн в Восточной Сибири.....	73
4.1.2 Адаптация и применение метода SRME для наземных данных	79
4.1.3 Апробация иных алгоритмов подавления кратных волн.....	86
4.1.3.1 Дегостинг	86
4.1.3.2 Предсказывающая деконволюция с переменным интервалом предсказания.....	87
4.1.3.3 1Д моделирование межслойных кратных волн.....	88
4.1.3.4 Предсказание межслойных кратных волн через моделирование их формы.....	90
4.1.4 Результаты применения комплексного подхода к подавлению кратных волн на основе моделирования.....	91

ГЛАВА 5. Оценка эффективности разработанной методики обработки, повышения качества сейсмического изображения и достоверности геолого-геофизической интерпретации.....	96
5.1.1 Повышение качества сейсмического изображения и сравнительный анализ с архивными материалами.....	96
5.1.2 Повышение достоверности результатов структурных построений и динамического анализа	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	113
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	115

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1-1 - Динамика открытия месторождений углеводородов различной крупности в Восточной Сибири [27].....	18
Рисунок 1-2 - Структура начальных суммарных ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по России и Восточной Сибири [38]	19
Рисунок 1-3 - Хроностратиграфическая схема осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы с указанием основных элементов УВС [8]	20
Рисунок 1-4 - Карта перспективных лицензионных участков в Восточной Сибири [27].....	22
Рисунок 1-5 - Пример сложнопостроенной модели ВЧР	24
Рисунок 1-6 - Ограничения при построении моделей ВЧР на основе первых вступлений.....	24
Рисунок 1-7 - Пример влияния аномалий верхней части разреза на качество сейсмического разреза (слева наверху). Срезы модели ВЧР изображены справа, рассчитанные в разных окнах амплитудно-частотные характеристики – внизу.....	25
Рисунок 1-8 - Влияние поверхностных условий на АЧХ сигнала в пределах одной площади....	26
Рисунок 1-9 - Пример различного влияния рельефа и ВЧР на характеристики сигнала в разных частотных диапазонах.....	27
Рисунок 1-10 - Пример отрицательного влияния чрезмерного расширения спектра в сторону высоких частот. Вариант 1 – разрез с преобладанием ВЧ, Вариант 2 – разрез с преобладанием НЧ	28
Рисунок 1-11 - Рельеф и геологическая карта выхода пород на поверхность на участке работ для сейсмогеологического моделирования	30
Рисунок 1-12 - Сейсмогеологическое строение модельного профиля (внизу) и использовавшийся для построения опорный сейсмический разрез (наверху)	31
Рисунок 1-13 - Сравнение синтетических и реальных 2Д и 3Д сейсмограмм ОПВ.....	32
Рисунок 1-14 - Сравнительный анализ модельных и реальных сейсмических разрезов: а) Исходная глубинно-скоростная модель (ГСМ), б) Результат свертки ГСМ, переведенной во время, и импульса Рикера, в) Обработанный синтетический разрез, г) Использовавшийся для построения модели сейсмический разрез реальных 3Д данных.....	33
Рисунок 1-15 - Сравнительный анализ результатов интерпретации и инверсии на модельных и реальных сейсмических разрезах	35
Рисунок 2-1 - Алгоритм построения начальной модели ВЧР по преломленным волнам.....	37
Рисунок 2-2 - Уточнение модели ВЧР с помощью линейной инверсии.....	37
Рисунок 2-3 - Уточнение модели ВЧР с помощью нелинейной томографии	38

Рисунок 2-4 - Основные этапы построения скоростной модели с использованием полноволновой инверсии FWI.....	41
Рисунок 2-5 - Характеристики исходных данных и выбор стартовой частоты для расчета FWI	44
Рисунок 2-6 - Алгоритм расчета исходного импульса для FWI в случае вибро-источника.....	46
Рисунок 2-7 - Алгоритм расчета исходного импульса для FWI в случае взрывного источника (а) и его сравнение с реальными данными в разных частотных диапазонах (b).....	47
Рисунок 2-8 - Исходная синтетическая модель для восстановления (а) и diving-waves analysis (b)	48
Рисунок 2-9 - (а) Пример лучшего восстановления исходной синтетической модели (справа) с помощью FWI (в центре) по сравнению с томографией по преломленным волнам (слева) и (b) временные разрезы со статикой по каждой модели	49
Рисунок 2-10 - Пример использования FWI на реальных 2Д данных: а) Построенная модель ВЧР, б) Временной разрез со статикой по модели ВЧР, с) Исходные сейсмограммы ОПВ, d) Сейсмограммы после полноволнового моделирования на основе построенной модели FWI.....	51
Рисунок 2-11 - Повышение сходимости между реальными (а) и рассчитанными через полноволновое моделирование (b-d) сейсмограммами ОПВ по мере увеличения детальности и точности модели ВЧР	52
Рисунок 2-12 - Сопоставление моделей после томографии и FWI с геологической картой выхода пород на поверхность	53
Рисунок 2-13 - Сопоставление скоростей после томографии по преломленным волнам и FWI с акустическим каротажем в точках скважин	54
Рисунок 2-14 - Увеличение детальности модели ВЧР после расчета FWI (b) по сравнению с моделью после томографии по преломленным волнам (а). Слева – вертикальные глубинные срезы, справа – горизонтальные глубинные срезы.....	55
Рисунок 3-1 - Эффект улучшения фотографического изображения за счет расширения спектра	57
Рисунок 3-2 - Влияние ширины спектра сейсмических данных на форму импульса	58
Рисунок 3-3 - Эффект улучшения результатов акустической инверсии за счет расширения спектра сейсмических данных [62].....	58
Рисунок 3-4 - Возможности расширения спектра записи за счет изменений в технологиях выполнения полевых работах [83].....	60
Рисунок 3-5 - Эффект улучшения сейсмического изображения за счет расширения спектра записи	60

Рисунок 3-6 - Пример сейсмограммы ОПВ, разложенной на частотные октавы. Различие волновой картины в разных частотных диапазонах приводит к необходимости использования частотно-зависимых процедур шумоподавления	62
Рисунок 3-7 - Пример потери части сигнала при выполнении шумоподавления на сейсмограммах ОСТ. На разнице видно, что в НЧ диапазоне наблюдается ослабление энергии сигнальной части, хотя в полном диапазоне частот этого незаметно.....	63
Рисунок 3-8 - Анализ результатов шумоподавления и изменения АЧХ данных до деконволюции: наверху – сейсмограммы ОСТ, внизу – суммарный разрез	64
Рисунок 3-9 - Моделирование и вычитание поверхностных волн. Слева-направо: сейсмограммы до подавления, после подавления и смоделированные поверхностные волны	65
Рисунок 3-10 - Влияние параметров деконволюции на сейсмическое изображение: менее агрессивные параметры и тщательный выбор окна расчета оператора помогает сохранить НЧ сигнал и улучшить изображение на разрезе справа.....	66
Рисунок 3-11 - Пример успешного построения широкополосного изображения в результате применения частотно-зависимых процедур шумоподавления.....	67
Рисунок 3-12 - Пример лучшего восстановления наклонных отражений и изображения в малоинформативных зонах за счет применения частотно-зависимых процедур шумоподавления: сравнение результатов стандартной (а) и широкополосной обработки (b).....	68
Рисунок 3-13 - Пример различного распределения амплитудных аномалий на разных частотах: характер и знак аномалий в одних и тех же местах но на разных частотах сильно отличается. Наверху – карты RMS амплитуд в широком окне, внизу – суммарные разрезы.....	69
Рисунок 3-14 - Поверхностно-согласованная коррекция амплитудных аномалий в двух частотных диапазонах. Наверху – карты RMS амплитуд в широком окне, внизу – суммарные разрезы	70
Рисунок 3-15 - Амплитудно-частотная балансировка. Слева – суммарные разрезы до (наверху) и после (внизу) балансировки, в центре – RMS карты до балансировки, справа – RMS карты после балансировки	71
Рисунок 3-16 - Повышение качества изображения за счет сохранения энергии низких частот и устранения латеральных неоднородностей записи в процессе широкополосной обработки (справа) по сравнению со стандартной обработкой (слева). Наверху – суммарные разрезы, внизу - АЧХ в разных окнах.....	72
Рисунок 4-1 - Проблема фрагментарности кратных волн и выделения кратнобразующих интервалов на суммарном разрезе в Восточной Сибири	74
Рисунок 4-2 - Выделение кратнобразующих границ и интервалов на примере синтетического ВСП и кривая скоростей продольных волн.....	75

Рисунок 4-3 - Кратные волны различных типов на синтетических и реальных 2Д/3Д сейсмограммах ОСТ.....	76
Рисунок 4-4 - Кратные волны на разрезах ближних и дальних удалений и их сравнение с эталонным синтетическим разрезом, содержащим только однокартные отражения	77
Рисунок 4-5 - Алгоритмы подавления кратных волн, опробованные в рамках работы.....	78
Рисунок 4-6 - Различные модификации метода SRME: слева – предсказание кратных от свободной поверхности и межслойных кратных на основе свертки, справа – предсказание модели кратных на основе экстраполяции волнового поля, используя модель коэффициентов отражения	79
Рисунок 4-7 - Подготовка данных к SRME: пример сейсмограмм ОПВ и ОСТ до и после шумоподавления.....	80
Рисунок 4-8 - Подавление кратных волн с помощью SRME на синтетических данных	82
Рисунок 4-9 - Эффект подавления кратных волн с помощью SRME на синтетических разрезах	83
Рисунок 4-10 - Подавление межслойных кратных волн с помощью SRME	84
Рисунок 4-11 - Подавление кратных волн с помощью SRME на реальных 3Д данных. Наверху – до подавления, внизу – после подавления	85
Рисунок 4-12 - Пример эффективного подавления кратных волн с помощью SRME на транзитных 3Д данных	86
Рисунок 4-13 - Функция автокорреляции по синтетическому 2Д разрезу	86
Рисунок 4-14 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю до (слева) и после (справа) подавления кратных волн с помощью дегостинга.....	87
Рисунок 4-15 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю до (слева) и после (справа) подавления кратных волн с помощью предсказывающей деконволюции.....	88
Рисунок 4-16 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю, иллюстрирующие вычитание смоделированных через 1Д предсказание межслойных кратных волн: а – до вычитания, б – после вычитания, в – ожидаемое положение кратной волны, г – исходная модель	89
Рисунок 4-17 - Подавление межслойных кратных волн с использованием 1Д моделирование на реальных 3Д разрезах	90
Рисунок 4-18 - Суммарные разрезы до (слева) и после (справа) подавления межслойных кратных волн в фундаменте с помощью моделирования формы волны. Пример на реальных 3Д данных	91
Рисунок 4-19 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на синтетических сейсмограммах ОСТ.....	92

Рисунок 4-20 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на финальных разрезах по синтетическому 2Д профилю.....	92
Рисунок 4-21 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на финальных разрезах и сейсмограммах ОСТ по реальным 3Д данным.....	93
Рисунок 4-22 - Контроль подавления кратных волн на основе анализа привязки в точке опорной скважины. Черным прямоугольником отмечена область сильного искажения полезного сигнала, что послужило основой для пересмотра параметров подавления.....	94
Рисунок 5-1 - Повышение качества статического решения при использовании детальной FWI модели (внизу) по сравнению с вариантом расчета по модели после линейной инверсии (наверху). 2Д реальные данные.....	97
Рисунок 5-2 - Результаты построения ГСМ и глубинной миграции при использовании детальной модели ВЧР и их сопоставление со скважинными данными.....	98
Рисунок 5-3 - Повышение качества изображения при использовании детальной модели ВЧР. Слева наверху – FWI модель ВЧР, справа наверху – временной разрез после PSTM со стандартной статикой, слева внизу – временной разрез после PSTM с FWI статикой, справа внизу – временной разрез после PSDM	98
Рисунок 5-4 - Улучшение прослеживаемости основных отражений при использовании предлагаемой методики обработки	100
Рисунок 5-5 - Повышение качества изображения и фокусировки разломных нарушений за счет сохранения низкой частоты при использовании предлагаемой методики обработки	100
Рисунок 5-6 - Улучшение распределения амплитуд с удалением при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн.....	101
Рисунок 5-7 - Ослабление частично-кратных волн в целевом интервале при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн (в центре) на синтетическом профиле.....	102
Рисунок 5-8 - Улучшение детализации малоазмерных объектов в целевой части разреза при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн (справа) на 3Д разрезе	102
Рисунок 5-9 - Использование детальной ГСМ как дополнительного инструмента для повышения качества структурных построений	104
Рисунок 5-10 - Повышение детальности вновь построенной (справа) ГСМ по сравнению с архивной (слева), использовавшихся для структурных построений [32].....	105
Рисунок 5-11 - Оценка эффективности разработанной методики обработки – повышение качества и достоверности структурных построений. Слева – результаты обработки и построенная ГСМ, в центре – структурные карты, справа – сопоставление со скважинами	105

- Рисунок 5-12 - Оценка эффективности разработанной методики обработки – подтверждение качества ГСМ и структурных построений путем сопоставление с информацией из новой пробуренной скважины 106
- Рисунок 5-13 - Повышение качества спектральной декомпозиции на уровне усть-кутского горизонта, выполненной по данным на основе разработанной методики обработки (справа), по сравнению с архивными результатами (слева) и построенная карта фаций 107
- Рисунок 5-14 - Сравнительный анализ результатов структурной интерпретации архивных и обработанных по предлагаемой методике данных: наверху – слайсы кубов когерентности по горизонтам А (а и в) и М2 (б и г), внизу – фрагменты временных разрезов с наложенной корреляцией 108
- Рисунок 5-15 - Сравнительный анализ результатов структурной интерпретации архивных и обработанных по предлагаемой методике данных на временных разрезах 109

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1-1 - Опорные горизонты, выделяемые на синтетическом разрезе	33
Таблица 3-1 – Вопросы, определяющие возможность эффективного использования низких частот	56
Таблица 3-2 – Способы повышения уровня низких частот	59
Таблица 4-1 - Классификация выделенных кратных волн.....	76
Таблица 4-2 – Разработанная методика адаптации метода SRME к данным из Восточной Сибири	81

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Восточно-Сибирский регион является одним из наиболее перспективных направлений по разведке на нефть и газ [4, 17, 27]. За последнее десятилетие добыча нефти в регионе увеличилась почти в 40 раз – с 1,4 млн тонн в 2008 году до 55 млн тонн в 2018-м; непрерывно растет и объем исследовательских работ [39]. Такая динамика обусловлена постепенным истощением традиционных месторождений в Западной Сибири и необходимостью поиска новых источников восполнения ресурсной базы [27]. При этом, нужно учитывать, что нефтегазодобыча в Восточной Сибири сопряжена с серьезными трудностями, с одной стороны связанными с географическими и экономическими причинами, такими как удаленность объектов исследования, слабо развитая инфраструктура и др. С другой стороны, сложность региона объясняется геолого-геофизическими особенностями, в первую очередь, связанными с малыми и неструктурными поисковыми объектами, в отличие от больших антиклинальных залежей Западно-Сибирской провинции.

В таких условиях заметно повышается роль качественной геологоразведки, призванной понизить риски непродуктивного бурения и повысить достоверность геологического прогноза, являющегося основой для последующего технико-экономического обоснования проекта разработки. Принимая во внимание сложившиеся экономические реалии в нефтегазовой отрасли 2010 гг. и стремления большинства компаний минимизировать количество сухих скважин, в том числе поисково-разведочных, вопрос повышения эффективности методов геологоразведки получил новый импульс развития.

Основным методом геологоразведки в Восточной Сибири на протяжении последних десятилетий остается сейсморазведка. На данный момент это в большей степени 3Д площадные работы, хотя 2Д исследования по-прежнему играют существенную роль на ранних стадиях поисковых работ. Методологически, сейсморазведочные работы можно разделить на 2 стадии – полевые и камеральные. Каждое из направлений непрерывно развивается, но камеральным исследованиям, главным образом, обработке сейсмических данных, в последние несколько лет удалось совершить качественный скачок [54]. В первую очередь, такой скачок стал возможным за счет развития вычислительных возможностей современных программных комплексов, что позволило реализовать многие теоретические идеи и подходы в производственном режиме, укладываясь в текущую экономику проектов.

На практике, использование современных подходов в обработке позволяет получать сейсмические изображения более высокого качества, чем это было возможно раньше. При этом,

улучшаются как качественные, так и количественные критерии оценки качества изображения, ключевыми из которых являются непрерывность прослеживания основных отражений, латеральная и вертикальная разрешенность, динамическая однородность записи и структурная согласованность результирующих кубов [19].

Большой шаг вперед удалось сделать в плане построения глубинно-скоростных моделей (ГСМ) среды и корректном учете поверхностных условий и сложного строения верхней части разреза (ВЧР). Аномалии ВЧР оказывают негативное влияние на сейсмический материал и могут приводить к существенным проблемам на этапах обработки и интерпретации, влияя как на точность структурных построений, так и на результаты динамического анализа. Поэтому применение современных инструментов обработки важно не только в контексте улучшения изображения, но и в плане повышения геологической достоверности получаемых результатов.

Для Восточной Сибири вопрос повышения качества изображения является крайне важным. Осадочный чехол здесь представлен терригенными и галогенно-карбонатными породами с несколькими уровнями внедрения магматических интрузий и надвиговыми деформациями [33]. Целевые горизонты (в основном, терригенные и карбонатные пласты, залегающие в основании разреза) характеризуются небольшими мощностями коллекторов. Сложное строение разреза обуславливает наличие сейсмогеологических неоднородностей, приводящих к формированию резких и значительных вертикальных и латеральных вариаций упругих характеристик среды [31]. Размеры погруженных скоростных аномалий, таких как интрузии, могут варьироваться от первых десятков до тысяч метров, а глубины залегания достигать $\frac{3}{4}$ и более глубины осадочного чехла [41]. Наличие разномасштабных амплитудно-частотных и пространственных вариаций требуют применения специальных процедур обработки, чтобы на финальных материалах достигнуть максимального соотношения сигнал/шум, не искажая истинного значения амплитуд.

Важнейшим вопросом при обработке данных региона является учет неоднородностей ВЧР. Низко- и высокоскоростные аномалии, приуроченные к верхним интервалам разреза, а также большие перепады рельефа, значительно осложняют восстановление истинного положения целевых горизонтов. Также, в зонах под аномалиями зачастую наблюдается значительное понижение качества сейсмического изображения, вплоть до его полного отсутствия, что приводит к проблемам с прослеживанием целевых отражений.

Наиболее распространенные способы построения моделей ВЧР, основанные на использовании преломленных или отраженных волн, не всегда дают удовлетворительные результаты. Так, например, метод преломленных волн не работает при наличии высокоскоростной инверсии в

верхнем интервале, а длины годографа отраженной волны обычно не хватает для надежного восстановления скоростного поля в верхней части. Это приводит к необходимости упрощения моделей и повышению уровня неопределенности в финальном результате.

Еще одной традиционной проблемой в Восточно-Сибирском регионе являются кратные волны. Высокоскоростной контрастный характер разреза создает предпосылки к формированию большого количества кратных отражений разной природы. Ввиду сильной интерференции разделение кратных и однократных отражений весьма затруднительно, и стандартные подходы, основанные на различиях в скоростных характеристиках отражений, в такой ситуации оказываются неэффективными, что искажает динамическую картину записи и влияет на распределение амплитуд с удалением.

Описанные проблемы показывают, что разработка новых эффективных методик обработки, повышающих качество сейсмического изображения и достоверность последующей интерпретации, – тема актуальная для Восточной Сибири.

В диссертационной работе предлагается использование комплексного подхода к обработке данных из Восточно-Сибирского региона, включающего 3 основных направления повышения качества:

1. Построение детальной модели верхней части разреза с помощью полноволновой инверсии (full waveform inversion FWI) для более корректного учета приповерхностных неоднородностей.
2. Широкополосная обработка с сохранением энергии низких частот, подразумевающая применение частотно-зависимых параметров и направленная на получение латерально выдержанных финальных наборов с широким спектром.
3. Подавление кратных волн с помощью алгоритмов моделирования, таких как подавление кратных волн от свободной поверхности (surface related multiple elimination SRME), которые основаны на предсказании волнового поля, а не на различиях в скоростных характеристиках кратных и однократных отражений.

Цель исследования

Разработать методику повышения качества сейсмических изображений для данных из Восточно-Сибирского региона, основанную на компенсации влияния верхней части разреза.

Задачи исследования

В соответствии с поставленной целью решаются следующие задачи:

1. Анализ основных проблем, возникающих при обработке сейсмических данных в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири;
2. Построение детальной модели верхней части разреза с использованием полноволновой инверсии;
3. Разработка методики широкополосной обработки сейсмических данных;
4. Разработка методики подавления кратных волн различной природы в условиях высокоскоростного разреза.

Методы исследования

В процессе работы автор использовал следующие методы, позволившие обеспечить достоверность исследования и обоснованность теоретических и практических выводов и предложений:

1. Методы системного анализа и обобщения материалов открытых источников;
2. Метод сравнений и аналогий для оценки преимуществ и недостатков различных подходов к обработке и интерпретации сейсмических данных;
3. Конечно-разностное моделирование для построения эталонных и восстановленных моделей среды;
4. Исследование алгоритмов построения глубинно-скоростных моделей и подавления кратных волн;
5. Разработка и адаптация методик обработки сейсмических данных;
6. Экспериментальная обработка 2Д/3Д сейсмических данных разных лет.

Научная новизна

1. Впервые для разреза Восточной Сибири разработана методика построения детальной модели верхней части разреза с применением полноволновой инверсии.
2. Предложена методика амплитудно-частотной коррекции искажений волнового поля, вызванных влиянием верхней части разреза, основанная на широкополосной обработке сейсмических данных.

3. Предложен способ адаптации метода подавления кратных волн от свободной поверхности (SRME) для наземных сейсмических данных.
4. На основе комплексного анализа помехообразующих факторов разработана авторская методика компенсации влияния верхней части разреза при обработке сейсмических данных.

Защищаемые положения

1. Разработанная методика учета верхней части разреза на основе полноволнового моделирования позволяет восстановить структурные и динамические характеристики волнового поля в зонах с низким соотношением сигнал/помеха.
2. Предложенный граф амплитудно-частотной коррекции сейсмических записей, основанный на широкополосной обработке, дает возможность скомпенсировать искажения волнового поля, связанные с неоднородностями в верхней части разреза.
3. Доказана возможность эффективного применения адаптированного метода подавления кратных волн от свободной поверхности (SRME) для разреза Восточной Сибири.
4. Разработанная автором комплексная методика обработки данных сейсморазведки повышает качество сейсмического изображения и достоверность геологической интерпретации в Восточно-Сибирском регионе.

Практическая значимость работы и личный вклад автора

Предлагаемые в работе подходы к обработке сейсмических данных и построению глубинно-скоростных моделей позволяют значительно улучшить качество и детальность сейсмического изображения, повысить достоверность структурных построений, динамической интерпретации и геологического прогноза.

Автор работы лично занимался адаптацией алгоритмов полноволновой инверсии FWI и подавления кратных волн от свободной поверхности SRME для условий наземных сейсмических данных со сложными приповерхностными условиями, а также принимал непосредственное участие в других исследованиях, составляющих основу диссертационной работы.

Апробация результатов работы

Результаты исследований и разработанные методики и подходы были внедрены в производственную практику компании СЖЖ Восток и рекомендованы к использованию ведущими нефтегазовыми компаниями России.

Основные положения и результаты диссертационной работы были получены автором в период с 2013 по 2019 гг. и докладывались на различных международных и внутривоссийских конференциях: 4-я международная конференция EAGE «ГеоБайкал 2016», г. Иркутск, 22-26 августа 2016 г.; «ГеоСочи-2017. Нефтегазовая геология и геофизика», г. Сочи, 24-28 апреля 2017 г.; «Роснефть – Технологии в области разведки и добычи», г. Москва, 3-4 октября 2017 г.; форум CGG «Искусственный интеллект в прогнозе свойств резервуара», г. Москва, 4 апреля 2018 г.; EAGE 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition «Инновации в геонауках - время открытий», г. Санкт-Петербург, 9-12 апреля 2018 г.; «Газпромнефть – Современные технологии и эффективность обработки сейсмических данных», г. Санкт-Петербург, 13 апреля 2018 г.; «Гео-Евразия-2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии», г. Москва, 4-7 февраля 2019 г.; 6-я научно-практическая конференция EAGE «Тюмень-2019», г. Тюмень, 25-29 марта 2019 г.; технологический форум «CGG GeoSoftware2019», г. Москва, 10 апреля 2019 г.; «Тюменский нефтегазовый форум ТНФ – 2019», г. Тюмень, 17-19 сентября 2019 г.

Публикации

Основные результаты исследований, представленные в диссертации, изложены в 12 опубликованных работах. Из них 3 статьи – в научных журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий ВАК, 1 статья – в международном индексируемом журнале на английском языке, 8 работ – тезисы докладов на международных и внутривоссийских конференциях.

Структура диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы из 93 наименований. Полный объем диссертации составляет 122 страницы, включая 82 рисунка.

Благодарности

Автор работы благодарит за оказание помощи в написании диссертации своего научного руководителя Барс Ф.М., Твердохлебова Д.Н., за многолетнюю совместную работу, результаты которой легли в основу диссертации, своих коллег из компании СЖЖ Восток Бурлакова А.В., Кудрявцева К.Ю. и Ляндреса А.Ю. за их советы и поддержку в процессе подготовки материалов, Карапетова Г.А., во многом повлиявшего на мое геофизическое мировоззрение во время обучения в университете, Рыжкова В.И. за оказанное доверие при подготовке и защите работы в качестве представителя кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем РГУ нефти и газа, а также свою семью за их любовь и терпение, которые помогают мне двигаться вперед.

ГЛАВА 1. СТАНДАРТНАЯ ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ: ПРОБЛЕМЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ

1.1 Геолого-экономический обзор Восточно-Сибирского региона

История развития нефтегазовой отрасли Восточной Сибири берет начало в 1870-м году, когда на территории Красноярского края на берегу р. Сья были обнаружены выходы на поверхность так называемого «горного масла», что являлось ничем иным, как природным битумоидом [35]. Датой проведения первых геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Восточной Сибири можно считать 1905-й год, когда была пробурена первая нефтепоисковая скважина в районе бассейна реки Теи Красноярского края.

В первые годы масштабы исследований были небольшими, что объясняется отсутствием спроса на большое количество углеводородов в начале XX в. Постепенно темпы увеличивались, чему способствовал общий рост индустриализации и механизации производства. Так, появление первых полупромышленных скважин на территориях Нордвин-Хатангского района и Усть-Енисейской впадины относится к 30-м годам, а заложение первой глубокой газоносной скважины состоялось в 1948 г. на Быстрянской площади.

Новый этап развития геологоразведочных работ в Восточной Сибири связан с появлением крупных предприятий и трестов, таких как «Красноярскнефтегазразведка» (1968), что привело к открытию крупнейших месторождений: Среднеботуобинское, Верхнечонское, Сузунское, Чаяндинское, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные, Ковыктинское газоконденсатное и многих других.

После распада СССР динамика освоения региона резко упала. Постепенное восстановление началось только с середины 2000-х гг., и сейчас Восточная Сибирь превратилась из сырьевого резерва России в новый быстроразвивающийся регион нефтегазодобычи: количество действующих лицензий увеличилось почти в 4 раза, открыто более 40 месторождений, ежегодно выполняется более 20 тыс.км. сейсмической съемки, бурится около 100 тыс.пог.м глубоких поисковых скважин [27]. При этом введены в эксплуатацию или готовятся к этому крупные нефте- и газопроводы: «Восточная Сибирь – Тихий Океан», «Куюмба-Тайшет», «Сила Сибири». Это увеличивает и экспортный, и инвестиционный потенциал региона.

Стоит заметить, что несмотря на активное развитие геологоразведки крупных открытий в Восточно-Сибирском регионе уже давно не происходило (Рисунок 1-1). С одной стороны, это общемировая тенденция, а с другой – может косвенно свидетельствовать о том, что множество

районов остаются неисследованными, а текущие работы проводятся в основном в районах с развитой инфраструктурой, недалеко от уже открытых крупных месторождений.

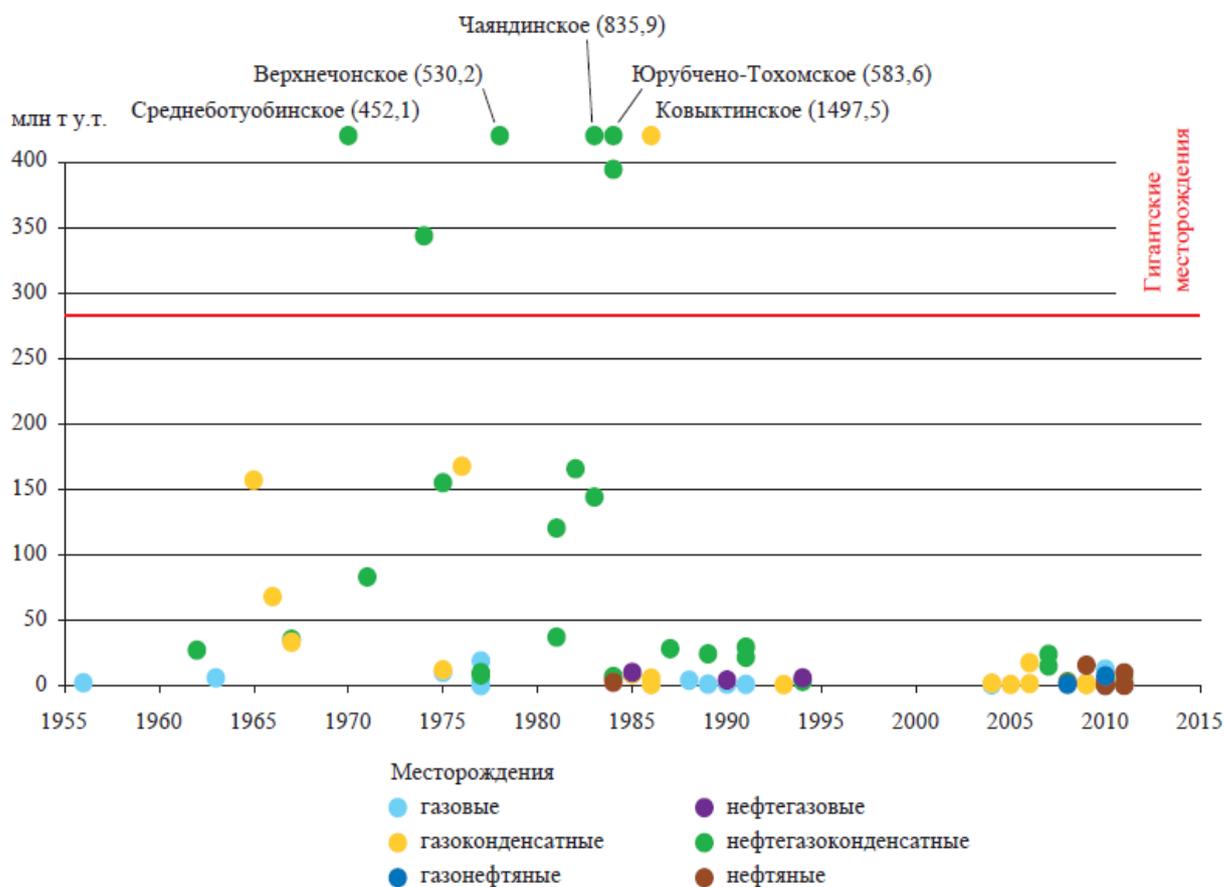


Рисунок 1-1 - Динамика открытия месторождений углеводородов различной крупности в Восточной Сибири [27]

На сегодняшний день Восточная Сибирь и Дальний Восток аккумулируют около 16 млрд. т. начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, или около 20 % НСР нефти России [11, 15], а разведанные и предварительно оцененные запасы превышают 3,6 млрд. т. при степени разведанности 11,8 %, в то время как в целом по стране этот показатель составляет 44 % (Рисунок 1-2). Степень разведанности по газу еще ниже – 9% – при потенциальных запасах более 60 трлн. куб. м. [38]. Таким образом, доля неоткрытых ресурсов составляет около 80%, что свидетельствует об очень серьезном потенциале региона и необходимости проведения дополнительных геологоразведочных работ.

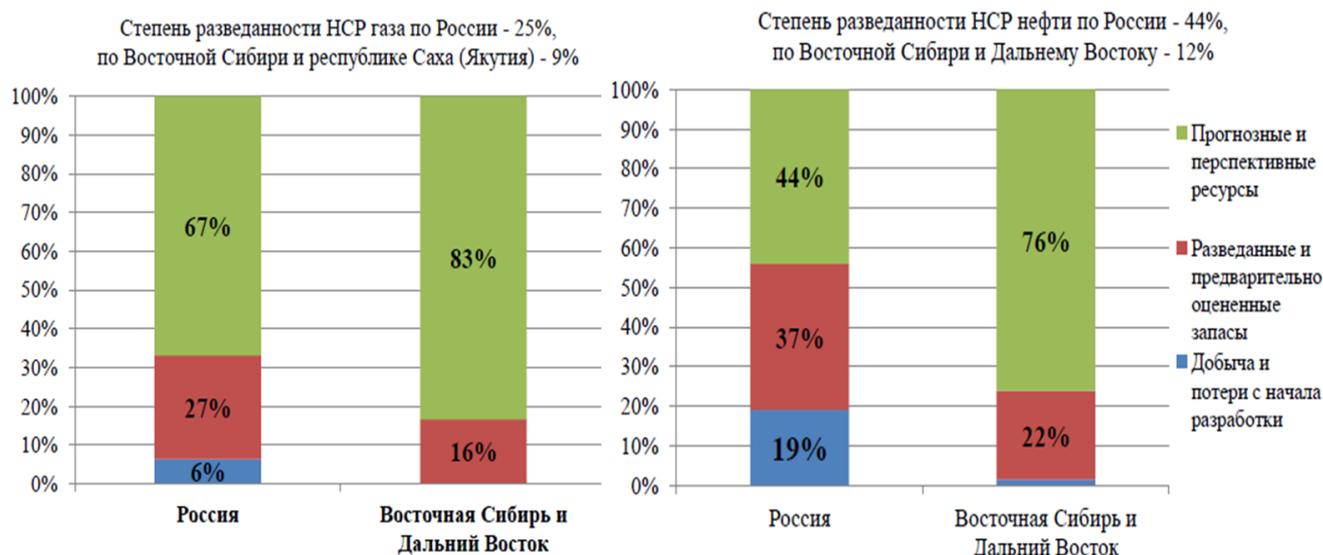


Рисунок 1-2 - Структура начальных суммарных ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по России и Восточной Сибири [38]

По территориальному признаку наиболее значительными начальными ресурсами нефти и газа в Восточной Сибири обладает Красноярский край, с долей около 50%; далее идут Республика Саха (Якутия) и Иркутская область с примерно одинаковыми запасами.

Основным недропользователем в регионе является Роснефть, разрабатывающая Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Ванкорское, Среднеботуобинское, Куюмбинское и другие месторождения. Сургутнефтегазу принадлежат Талаканское и Алинское месторождения, Газпрому – Тымпучиканское и Игнялинское, Газпрому – Ковыктинское и Чаяндинское. Также в регионе присутствуют много менее крупных участников, таких, например, как Иркутская нефтяная компания (ИНК), занимающаяся добычей на Ярактинском и Ичединском участках.

С геологической точки зрения Восточная Сибирь – это Восточно-Сибирская мегапровинция (ВСМП), которая является одной из трех крупнейших в мире. Результатам исследований геологического строения, тектодинамического развития, литологической стратификации и выделения областей нефтегазоносности посвящено большое количество работ [3, 8, 18, 40, 41].

ВСМП характеризуется чрезвычайно сложным строением осадочного чехла с большим количеством дизъюнктивных нарушений и магматических врезов. По типу пород здесь присутствуют: карбонаты, соли, песчаники, глины, угли, сланцы, платобазальты и др. Мощность осадочного чехла относительно небольшая, до 4 км, основные этапы формирования – венд-кембрий и пермо-триас. В литологическом плане строение крайне неоднородное, с постоянным прослаиванием разнотипных фаций, флюидальная система малоподвижна за счет наличия водных рассолов.

Основными очагами нефтегенерации в Восточной Сибири являются Тунгусская и Присяно-Енисейская синеклизы, Предпатомский региональный прогиб, Ыгыаттинская и Кемпендяйская впадины. Нефтематеринские породы представлены терригенными и терригенно-карбонатными отложениями рифей-венд-кембрийского возраста. Месторождения на Сибирской платформе в основном приурочены к крупным положительным тектоническим структурам: Ангаро-Ленская ступень, Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы [8].

Характерная черта почти всех залежей независимо от типа ловушки (антиклиналь, выступ фундамента, моноклираль, флексура) заключается в том, что в объеме их продуктивность определяется литологической изменчивостью, распределением свойств коллектор-неколлектор в пределах одного и того же горизонта, причем независимо от карбонатного или терригенного состава пород [27].

В диссертационной работе большое количество практического материала относится к территории, приуроченной к Непско-Ботуобинской антеклизе, поэтому есть смысл рассмотреть ее строение более детально (Рисунок 1-3).

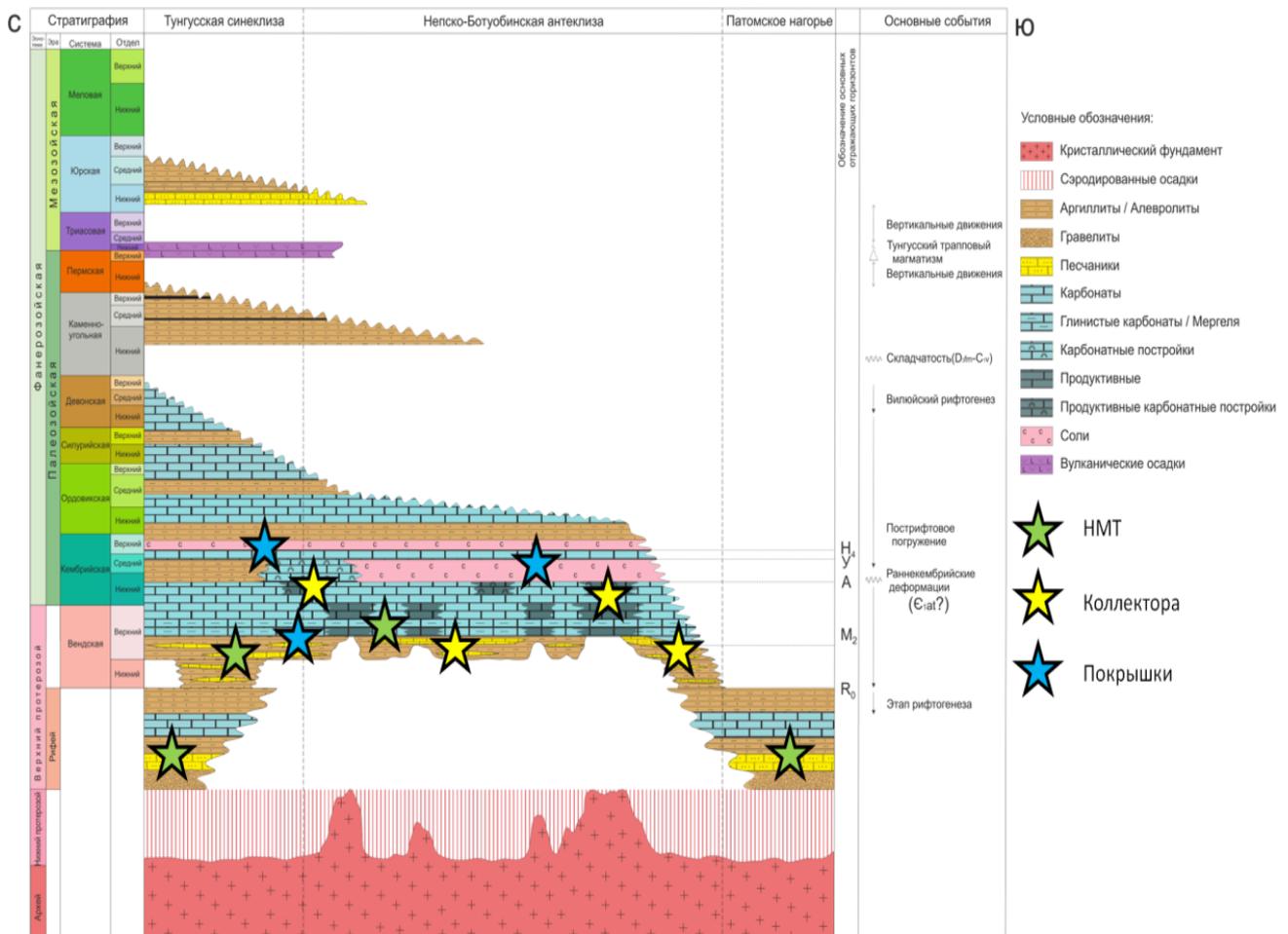


Рисунок 1-3 - Хроностратиграфическая схема осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы с указанием основных элементов УВС [8]

На Рисунок 1-3 приведена хроностратиграфическая схема осадочного чехла Непско-Ботубинской антеклизы, на которой видно, что история развития бассейна началась в рифейское время, когда сформировались мощные карбонатные, карбонатно-терригенные и терригенные толщи. В начале вендского времени сформировались терригенные отложения разной мощности, а поздний венд характеризуется выдержанным карбонатным характером осадконакопления. В раннем кембрии начались тектонические движения, что привело к формированию рифовых построек осинского времени. После этого произошла смена режима с карбонатного на карбонатно-галогенный тип осадконакопления, который представлен еще двумя литологическими комплексами в разрезе: юра-поздний кембрий и поздний кремний-ранний кремний. Большое влияние на строение разреза оказали трапповый магматизм в триасовое время и тектонические движения в девоне.

На сегодняшний момент в качестве наиболее перспективных объектов в Восточной Сибири рассматриваются карбонатные постройки осинского времени, что связано с их высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и доказанной нефтеносностью. Другими перспективными объектами являются усть-кутские горизонты, приуроченные к выступам фундамента, и литологические ловушки в непской свите.

В заключение обзорной части работы можно резюмировать, что Восточно-Сибирская мегапровинция является одной из крупнейших в мире и имеет большой потенциал развития. На данный момент разведана небольшая часть территорий, тогда как огромные пространства остаются неисследованными. В связи со слабо развитой инфраструктурой и сложными природными условиями такие исследования требуют значительных инвестиций, которые в свою очередь нуждаются в обосновании, причем обосновании и технико-экономическом, и геолого-геофизическом.

С геолого-геофизической точки зрения, Восточная Сибирь является крайне сложным регионом для исследований. Помимо природных и географических ограничений это связано с чрезвычайно неоднородным строением осадочного чехла, в котором присутствует большое количество магматических тел и разломов. Перспективные объекты небольшого размера, поэтому их поиск требует привлечения высокотехнологичных решений на всех этапах разведки.

Для оценки инвестиционной привлекательности региона крупные нефтегазовые компании и научно-исследовательские институты проводят совместные работы, благодаря которым удастся построить карты перспективных поисковых участков региона (Рисунок 1-4), и которые также могут рассматриваться в качестве ориентира при планировании геологоразведочной деятельности.

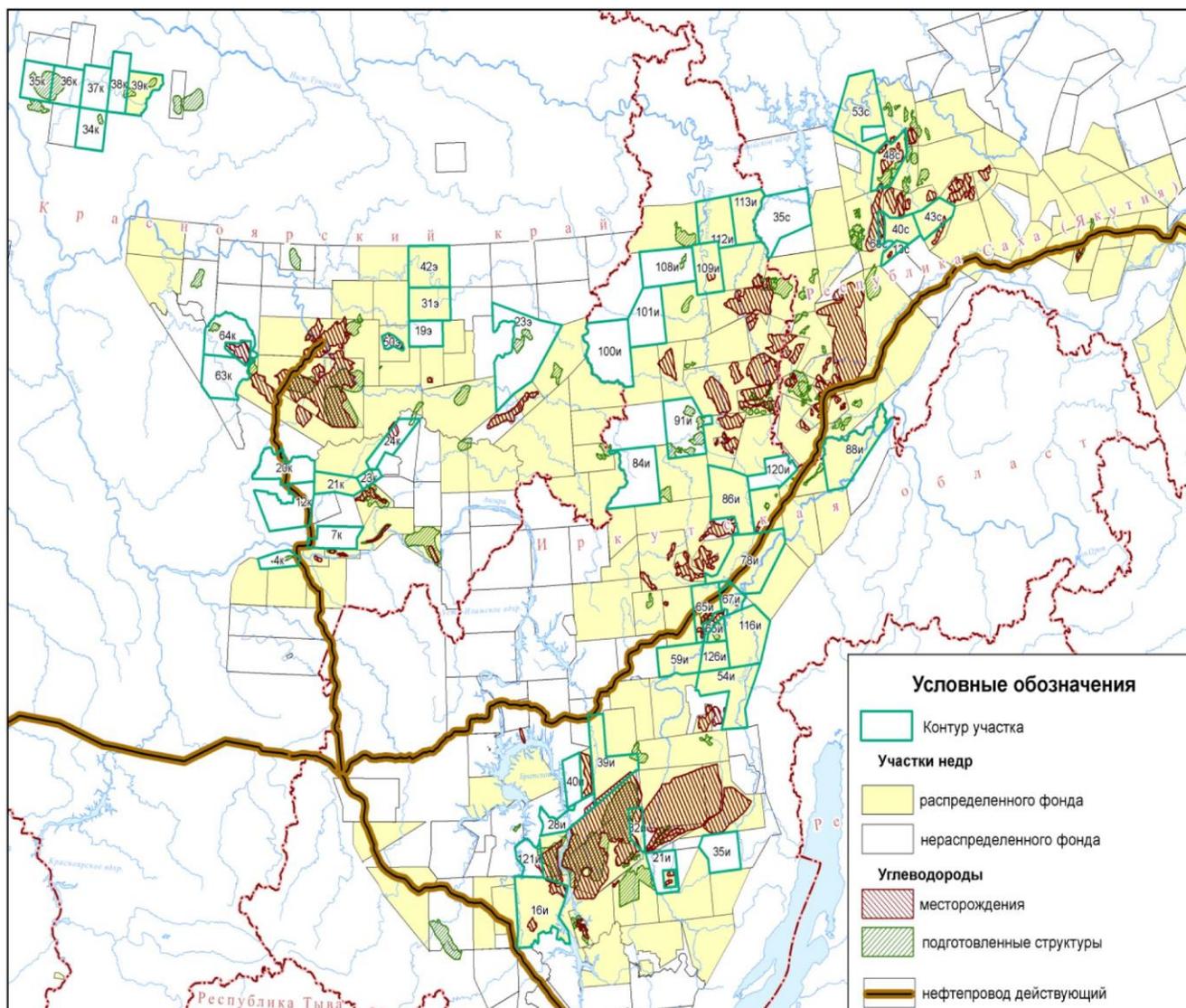


Рисунок 1-4 - Карта перспективных лицензионных участков в Восточной Сибири [27]

Еще одной причиной, вызывающей необходимость проведения новых геологоразведочных исследований, является постепенное истощение старых, давно открытых месторождений. Многие из них уже прошли пик добычи, поэтому для поддержания общего уровня и восстановления ресурсного потенциала необходимы новые открытия.

Несмотря на истощение старых месторождений, Восточная Сибирь по-прежнему остается весьма перспективным регионом добычи углеводородов. Безусловно, одним из основных драйверов развития служит близость к динамически развивающемуся Азиатско-Тихоокеанскому экономическому региону, который нуждается все в большем количестве ресурсов. С другой стороны, активно развиваются методы разведки полезных ископаемых, позволяя реализовывать проекты, которые раньше казались неэффективными или нерентабельными. Обработка сейсмических данных является одним из таких методов, в котором за последние годы достигнут серьезный прогресс.

1.2 Проблемы и ограничения стандартных методик обработки данных

Восточно-Сибирский регион характеризуется большим объемом накопленного сейсмического материала разных лет. Здесь присутствуют как протяженные региональные профили, так и специализированные исследования в пределах конкретных лицензионных участков. Тип материала менялся вместе с развитием сейсмических методов разведки. Так, большинство архивных данных – это 2Д профили, а в последнее десятилетие все больше работ проводятся с помощью площадных 3Д съемок.

Учитывая сложное строение геологического разреза, параметры 3Д сейсмических работ постоянно оптимизируются. Например, компания Роснефть с 2010 года выполняет в основном широкоазимутальные сейморазведочные работы МОГТ-3Д на территории Иркутской области, что позволяет учитывать азимутальные особенности распространения волнового поля.

На данный момент накоплен значительный опыт выполнения обработки сейсмических данных 2Д и 3Д. Можно отметить таких авторов как Спасский [30], Завьялов [14], Иванов [58], Твердохлебов [33], Сорокин [29] и др., а также дискуссии на региональных и внутрироссийских профессиональных конференциях. Тем не менее, ряд вопросов по-прежнему остается открытым и требует привлечения новых методов для их решения.

Традиционно обработка данных из Восточной Сибири ведется во временной области, а учет скоростных аномалий верхней части разреза и других погруженных неоднородностей выполняется путем итеративного перебора и уточнения моделей ВЧР с последующим многократным расчетом остаточных статических поправок, включая использование методов интерактивной коррекции [85]. Такой подход в руках опытных обработчиков позволяет добиться хороших результатов в построении сейсмического изображения, однако требует больших трудозатрат, постоянного взаимодействия с группой интерпретации и анализа результатов глубокого бурения для лучшего учета длиннопериодной статической составляющей. Тем не менее, он позволяет добиться хорошей подтверждаемости структурных построений результатами поисково-разведочного бурения на уровне целевых горизонтов (точность до 4-20м), хотя прогнозный разрез для бурения надсолевой толщи варьируется в широких пределах из-за сложного строения ВЧР и низкой кратности для верхних отражающих горизонтов (Рисунок 1-5).

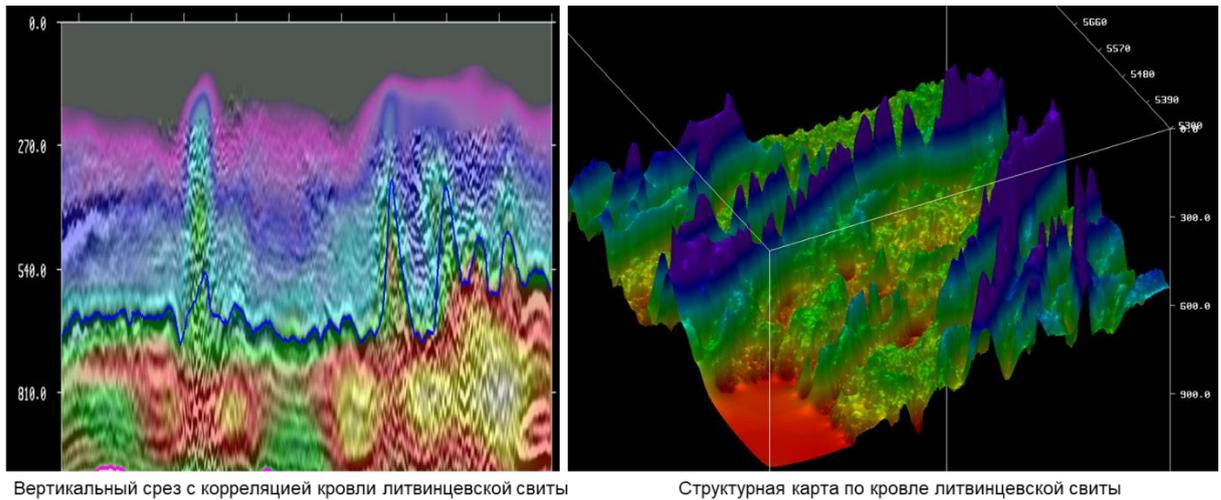


Рисунок 1-5 - Пример сложнопостроенной модели ВЧР

Наиболее распространенные способы построения моделей, основанные на использовании преломленных или отраженных волн, в случаях сложнопостроенной ВЧР не дают требуемой детальности, из-за теоретических и практических ограничений. Например, метод преломленных волн не работает при наличии инверсии скоростей в верхнем интервале, так как преломленная волна, скользящая по высокоскоростной границе, будет выходить на поверхность быстрее, чем преломленные волны от границ интервалов с меньшей скоростью (Рисунок 1-6). Учитывая, что преломленные волны пикируются по первым вступлениям, низкоскоростные интервалы не смогут попасть в зону анализа и, соответственно, не будут представлены в построенной модели.

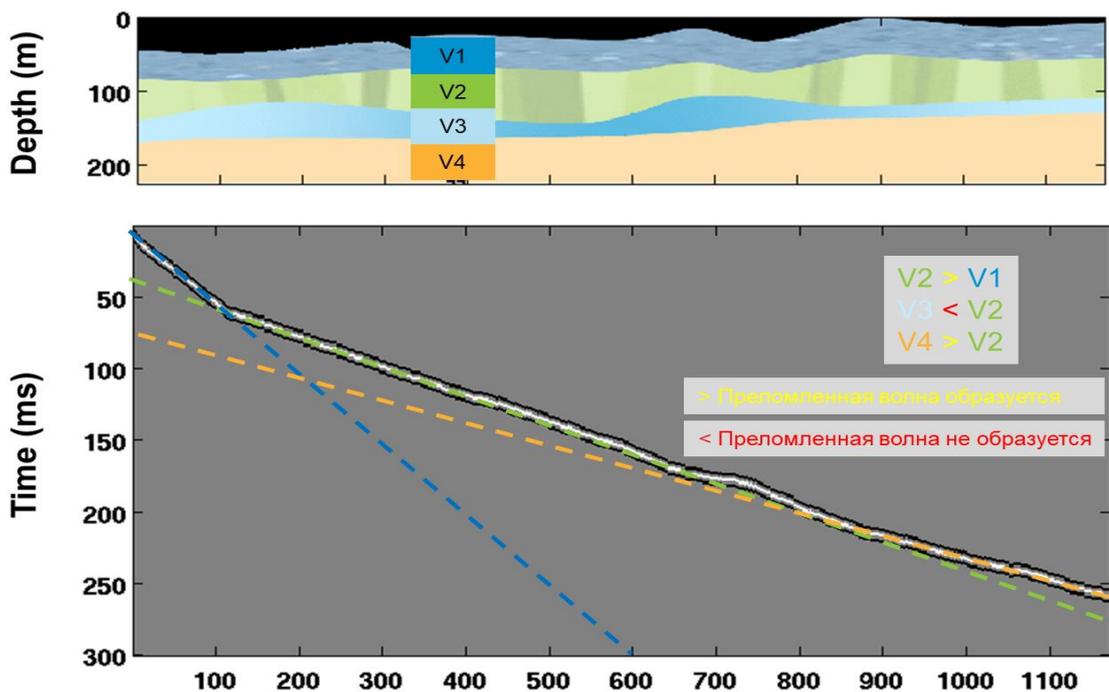


Рисунок 1-6 - Ограничения при построении моделей ВЧР на основе первых вступлений

Методы построения моделей, основанные на оценки остаточной кинематики отраженных волн, имеют серьезные практические ограничения в условиях восточносибирского разреза. Разрез является высокоскоростным, из-за чего времена прихода волн даже в верхней части очень небольшие. Это приводит к проблеме малой кратности для верхних отражающих горизонтов, из-за чего годографы отраженных волн состоят всего из нескольких трасс, что является недостаточным для надежной оценки остаточной кинематики. По этой причине оценку остаточной кинематики приходится выполнять на более низких отражающих горизонтах, так называемых «опорных», а все что выше рассматривать более-менее однородной толщей. Однако, это неизбежно влияет на детальность построенной модели ВЧР и крайне упрощает ее, что значительно повышает уровень неопределенности при последующих структурных построениях.

Проблема учета аномалий верхней части разреза заключается не только в сложности восстановления корректной скоростной модели, но и в компенсации их влияния на сейсмическое изображение. Под зонами, приуроченными к приповерхностным неоднородностям, на сейсмических разрезах часто наблюдаются интервалы с низким соотношением сигнал/шум и практически полным отсутствием изображения (Рисунок 1-7). Эта проблема является одной из наиболее типичных для Восточно-Сибирского региона и негативно влияет на процесс корреляции основных отражений.

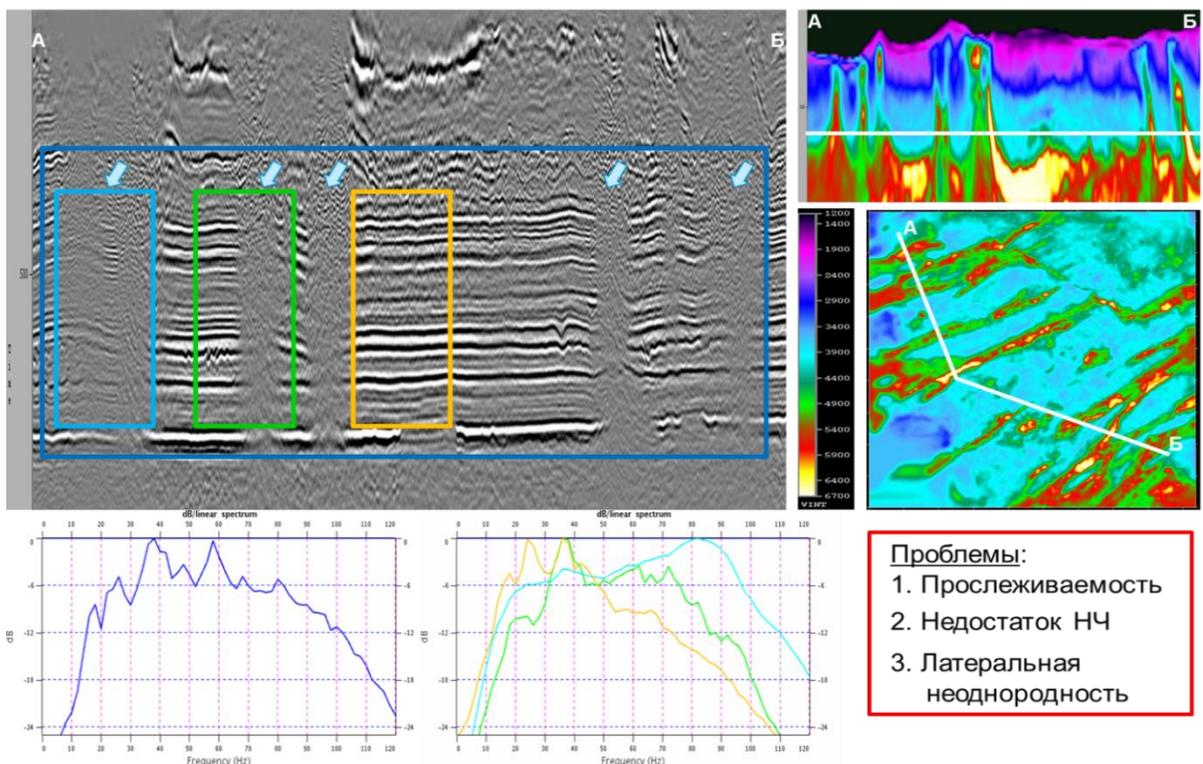


Рисунок 1-7 - Пример влияния аномалий верхней части разреза на качество сейсмического разреза (слева наверху). Срезы модели ВЧР изображены справа, рассчитанные в разных окнах амплитудно-частотные характеристики – внизу

Еще одним фактором, связанным с негативным влиянием приповерхностных условий, является значительная вариация амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сигнала в пределах сейсмической съемки. На приведенном выше Рисунок 1-7 это влияние продемонстрировано на примере рассчитанных в разных окнах АЧХ. Такое нестабильное поведение характеристик может быть большой проблемой при выполнении привязки и на этапе динамического анализа. Отдельно стоит отметить невысокий уровень низких частот (НЧ) в разрезе, что также отрицательно сказывается на качестве изображения.

Похожие проблемы наблюдаются и при значительных вариациях в поверхностных условиях, что характерно для многих лицензионных участков в регионе. Изрезанный рельеф с перепадами до 300-500 м, различные типы выходящих на дневную поверхность пород, извилистые русла рек и т.п. – все это отражается на характеристиках получаемых сейсмических данных (Рисунок 1-8).

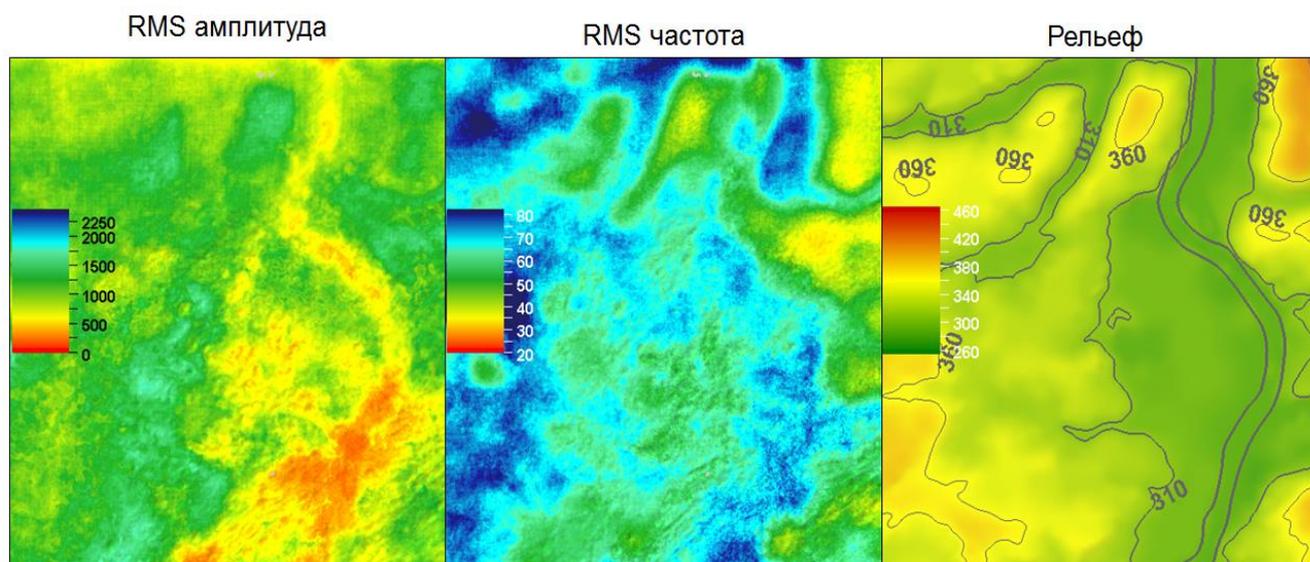


Рисунок 1-8 - Влияние поверхностных условий на АЧХ сигнала в пределах одной площади

Влияние ВЧР и рельефа на распределение АЧХ можно легко наблюдать при анализе сейсмических атрибутов в разных частотных диапазонах. Так, на Рисунок 1-9 приведены карты среднеквадратичных амплитуд сигнала, на которых хорошо заметны зоны с разной приповерхностной геологией, при чем на низких и высоких частотах общая картина и характер аномалий во многом отличаются. В такой ситуации использование стандартных процедур поверхностно-согласованной коррекции амплитуд будет неэффективно, так как требуется применение противоположных коэффициентов для каждого частотного диапазона. При этом, наличие больших вари-

аций АЧХ на финальных данных будет означать нестабильность извлекаемого импульса, проблемы при выполнении динамического анализа и, в конечном счете, влиять на достоверность полученных результатов.

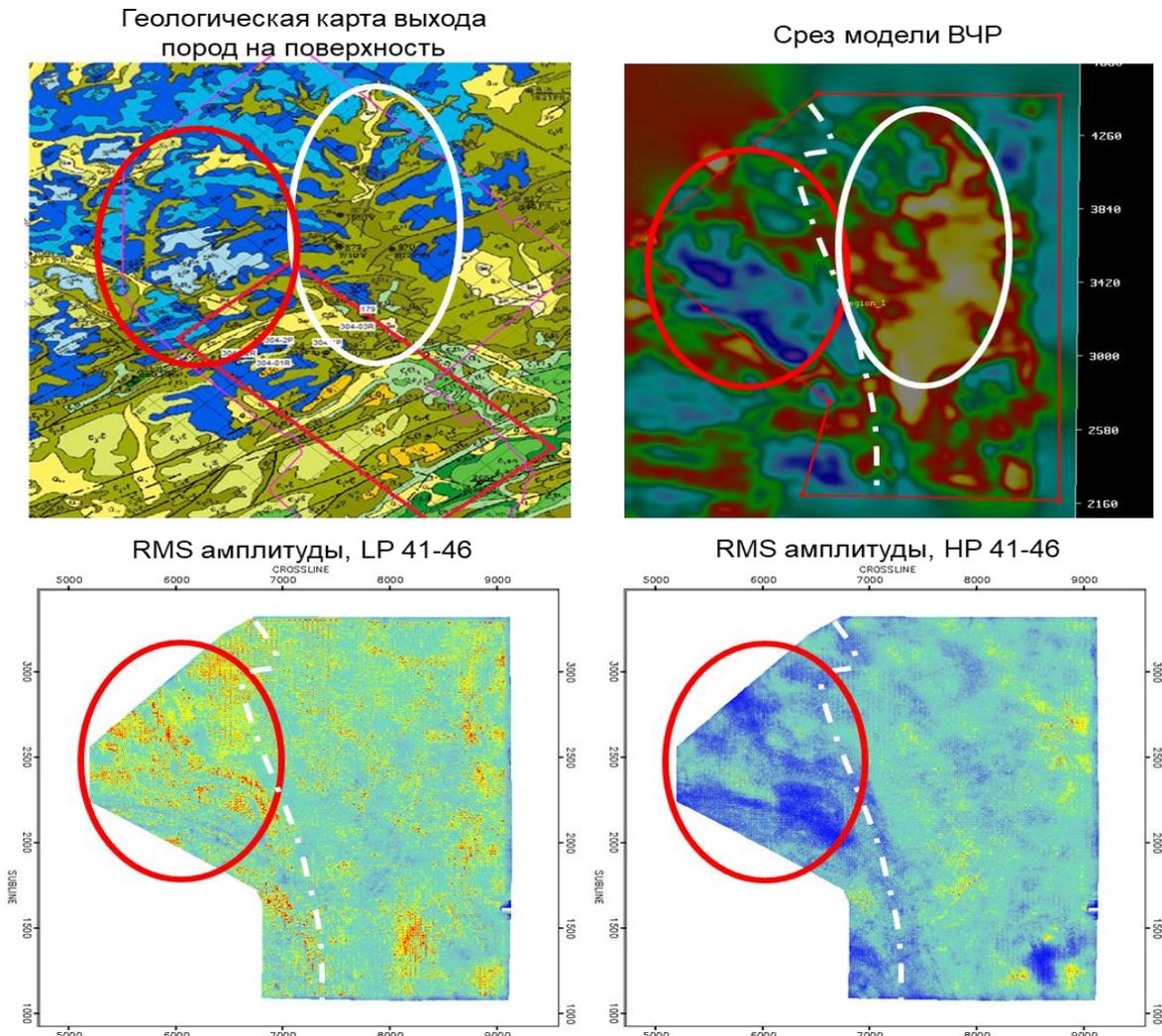


Рисунок 1-9 - Пример различного влияния рельефа и ВЧР на характеристики сигнала в разных частотных диапазонах

Как уже отмечалось, низкочастотная составляющая сигнала может играть важную роль при построение качественного изображения среды. С другой стороны, необоснованное расширение спектра записи в область высоких частот, наоборот, может выступать фактором, ухудшающим итоговый результат обработки.

На представленном на Рисунок 1-10 примере, наличие в варианте 1 (зеленое окно) более широкого спектра и большего количества фаз для корреляции может быть ошибочно воспринято как указание на более высокую вертикальную разрешенность и, как следствие, на корректность использованного графа обработки. Однако анализ данных в увеличенном масштабе (желтое

окно) показывает, что детальность изображения в варианте 1 на самом деле ниже, чем в варианте 2, и спектр корректнее расширять в сторону низких, а не высоких частот. Поэтому использование таких процедур как деконволюция и отбеливание в условиях Восточной Сибири требует очень аккуратного контроля. В противном случае возрастает риск ошибочной интерпретации и неверного прогноза.

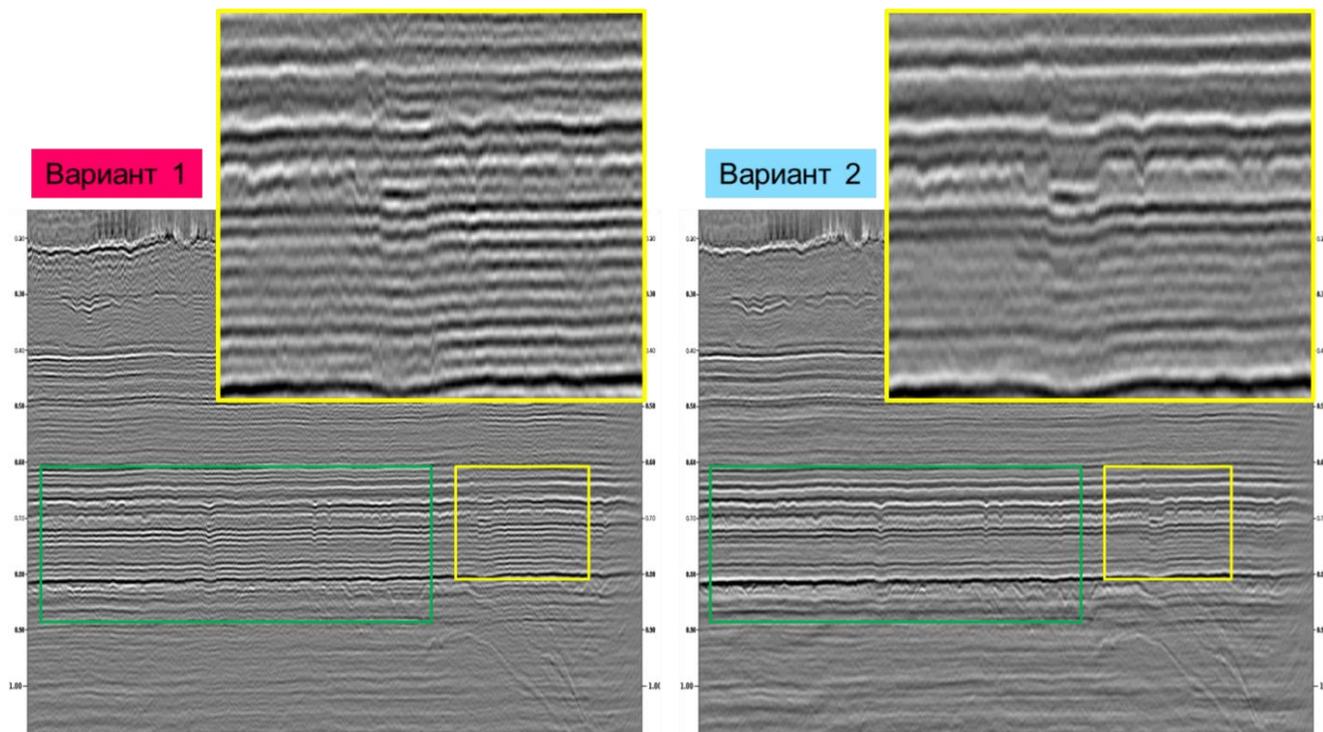


Рисунок 1-10 - Пример отрицательного влияния чрезмерного расширения спектра в сторону высоких частот. Вариант 1 – разрез с преобладанием ВЧ, Вариант 2 – разрез с преобладанием НЧ

Открытым остается и вопрос эффективного способа борьбы с кратными волнами. Высокоскоростной характер разреза с частыми и сильными контрастами в акустических свойствах переслаивающихся отложений приводят к формированию большого количества кратных волн и множественной интерференции кратных и однократных отражений [33]. В подавляющем большинстве случаев для их подавления на наземных данных используются стандартные подходы, основанные на различиях в скоростных характеристиках кратных и однократных отражений. Такие подходы имеют существенные ограничения по эффективности, особенно на самых ближних удалениях. В результате, не подавленные кратные волны могут оказывать существенное негативное влияние на результаты интерпретации, искажая как сейсмическое изображение и динамические характеристики, так и структурный план.

1.3 Сейсмогеологическое моделирование как необходимый инструмент для разработки эффективной методики обработки и интерпретации данных

Восточная Сибирь по-прежнему остается малоизученным регионом с наличием огромных неисследованных или слабо исследованных территорий. Доступ к таким территориям осложнен множеством трудностей: географических, экономических, инфраструктурных. Многие прямые и косвенные поисковые признаки говорят о том, что эти территории обладают большим ресурсным потенциалом, что, в свою очередь, привлекает в регион крупные нефтегазовые компании, готовые к инвестициям в разведку [11, 15, 27].

Сложности, связанные с доступностью территорий, и высокий уровень затрат на геологоразведку побуждает инвесторов искать максимально технологичные способы, позволяющие минимизировать риски прогноза и неверного бурения. Одним из таких подходов является геолого-геофизическое моделирование, позволяющее получать некоторые априорные представления о строении и физических свойствах изучаемых объектов.

В том или ином виде моделирование всегда присутствовало в геофизике. Но с развитием технологий и вычислительных мощностей появилась возможность не просто оценивать приблизительные свойства локальных объектов на основе сильно упрощенных уравнений, а реализовать большинство концептуальных подходов, ранее существовавших только в виде теории. Сегодня роль моделирования растет на всех этапах геологоразведки: от проектирования полевых работ до построения детальных 3Д моделей разрабатываемых месторождений.

В условиях сложнопостроенного Восточно-Сибирского разреза моделирование может играть существенную роль в повышении эффективности обработки и интерпретации данных. Описанные в предыдущих частях работы неоднородности рельефа и ВЧР, а также соли и другие погруженные аномалии на разных структурных уровнях формируют огромное количество волн-помех различной природы, которые существенно осложняют волновое поле и затрудняют выделение полезных отражений. Для повышения качества финальных результатов геологоразведки становится необходимым проводить углубленный анализ влияния этих факторов на характеристики сейсмической записи [1, 2, 16].

Сейсмогеологическое моделирование позволяет рассчитывать синтетические данные в различных приближениях, что открывает перед геофизиками широкие возможности для понимания тех или иных особенностей, присутствующих в волновом поле реальных данных. Возможность однозначного выделения полезных отражений как на сейсмограммах, так и на сейсмиче-

ских разрезах при одновременной идентификации волн-помех различной природы позволяет выполнять широкий набор тестов стандартных и нестандартных процедур обработки. Анализируя полученные результаты, становится возможным разработать новые эффективные методики для обработки не только синтетических, но и реальных полевых данных.

С целью расчета синтетических данных, максимально приближенных по своим характеристикам к реальным 2Д/3Д данным из Восточной Сибири, была построена детальная сейсмогеологическая модель. За основу был взят один из лицензионных участков в Иркутской области, относительно неплохо изученный сейсморазведкой и имеющий сеть поисково-разведочных скважин.

С точки зрения поверхностных условий, в пределах выбранного участка присутствуют реки, заболоченные и лесистые зоны; рельеф холмистый с перепадами отметок 290-480 м (Рисунок 1-11). На дневную поверхность выходят карбонатные породы кембрийского возраста, что дает возможность предположить наличие в верхней части разреза круто залегающих непских складок. Все это приводит к значительным различиям в характеристиках регистрируемых сейсмических данных.

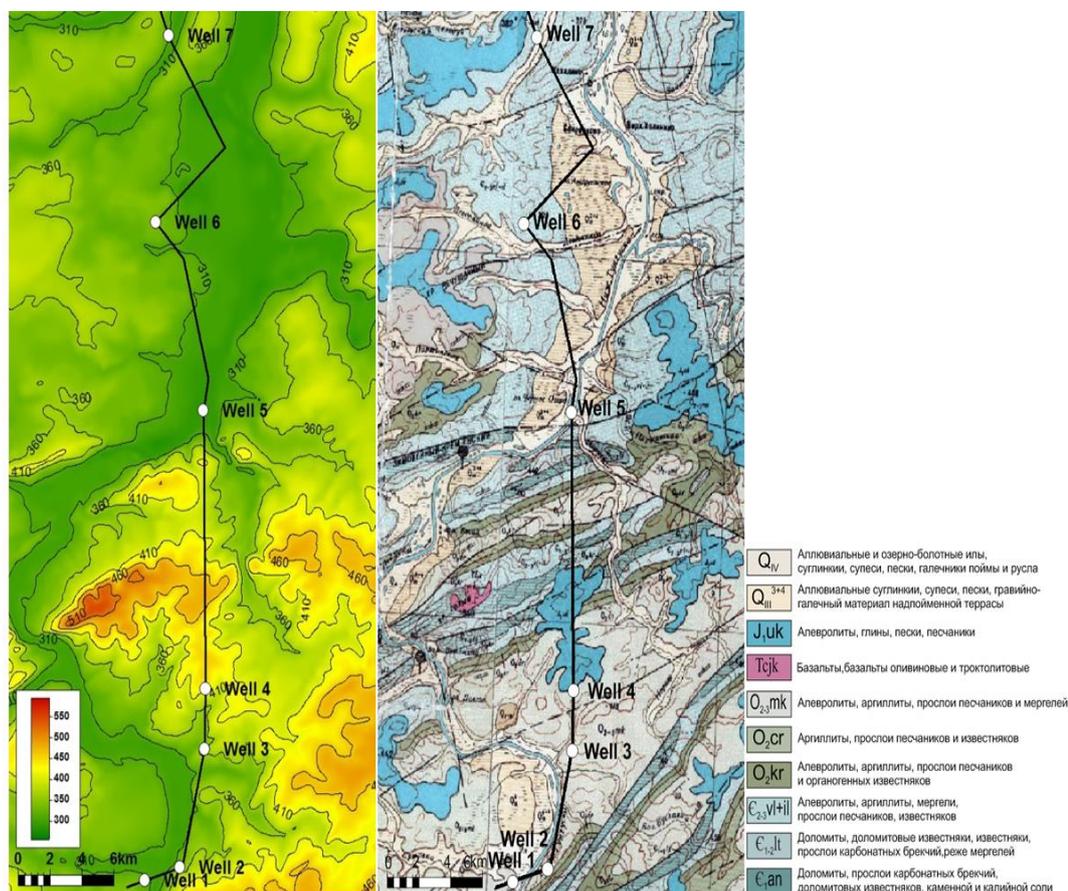


Рисунок 1-11 - Рельеф и геологическая карта выхода пород на поверхность на участке работ для сейсмогеологического моделирования

Построение сейсмогеологической модели выполнялось на основе информации из 7 буренных скважин в 2Д приближении. Общая длина построенной модели равнялась 50 км. Геологическое наполнение включало в себя все характерные для региона объекты: выступы фундамента с отсутствием перекрывающих терригенных отложений; участки увеличенных мощностей непсковской свиты (0-40 м); участки улучшенных коллекторов усть-кутского горизонта; участки увеличений толщины осинского горизонта (20 м-80 м), связанные с высокоскоростными карбонатными постройками; траповая интрузия в усольской свите; зоны перераспределения толщ солей в верхнеангарской подсвите; линейные зоны развития надвигов в ангарской свите - непские складки (Рисунок 1-12).

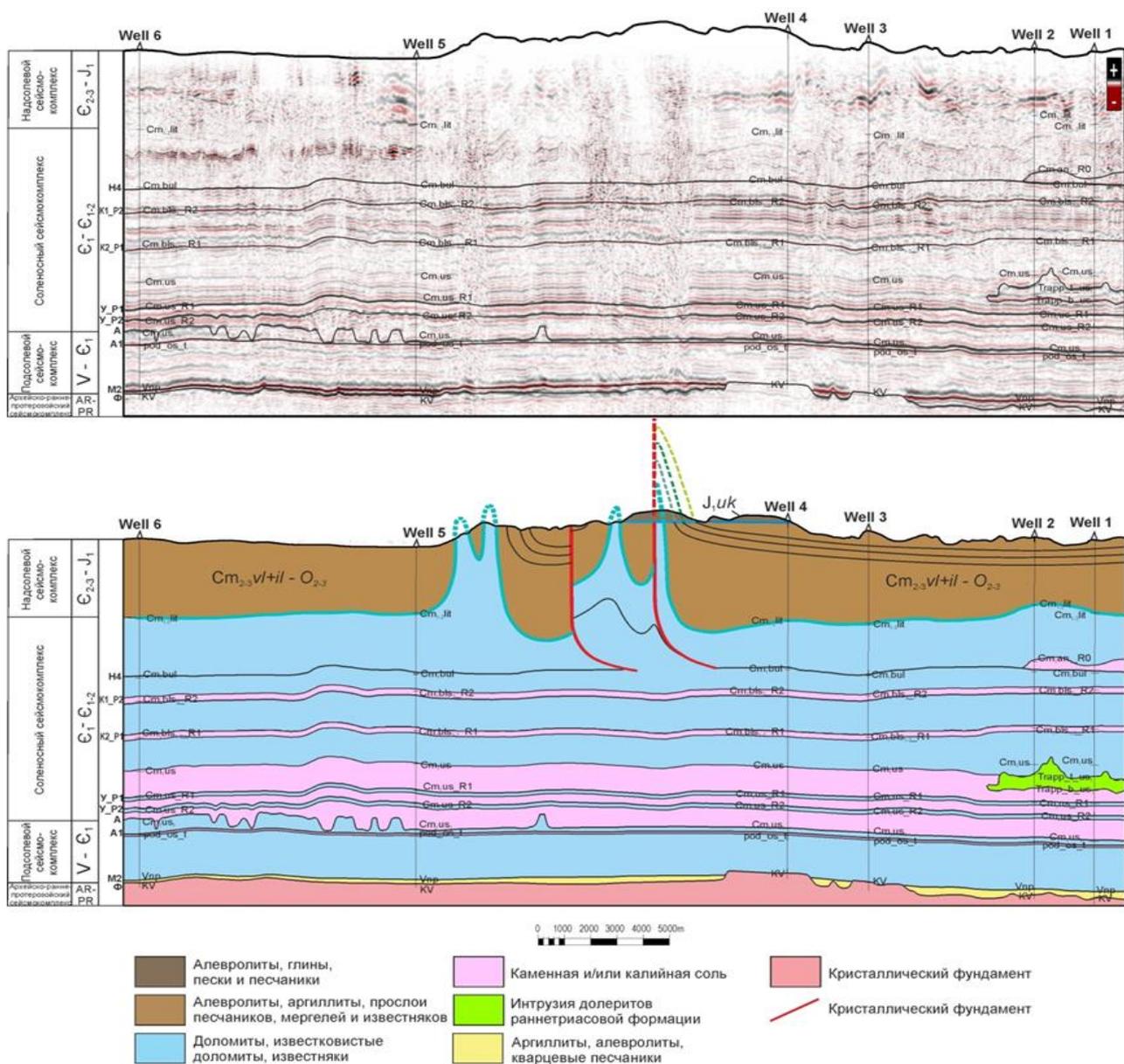


Рисунок 1-12 - Сейсмогеологическое строение модельного профиля (внизу) и использовавшийся для построения опорный сейсмический разрез (наверху)

Расчет синтетических сейсмограмм был выполнен методом конечных разностей в упругом режиме (с вариацией отношения V_p/V_s). Основные характеристики системы наблюдения были следующими: симметричная расстановка, шаг ПВ = 25 м, шаг ПП = 12,5 м, максимальное удаление = 3000 м. Такая система соответствует наиболее плотным работам 2Д с взрывным источником, выполняемым в регионе. Полученные синтетические сейсмограммы имеют высокий уровень корреляции с реальным волновым полем 2Д и 3Д данных, в том числе относительно шумовой составляющей (Рисунок 1-13), что было важно для последующей обработки.

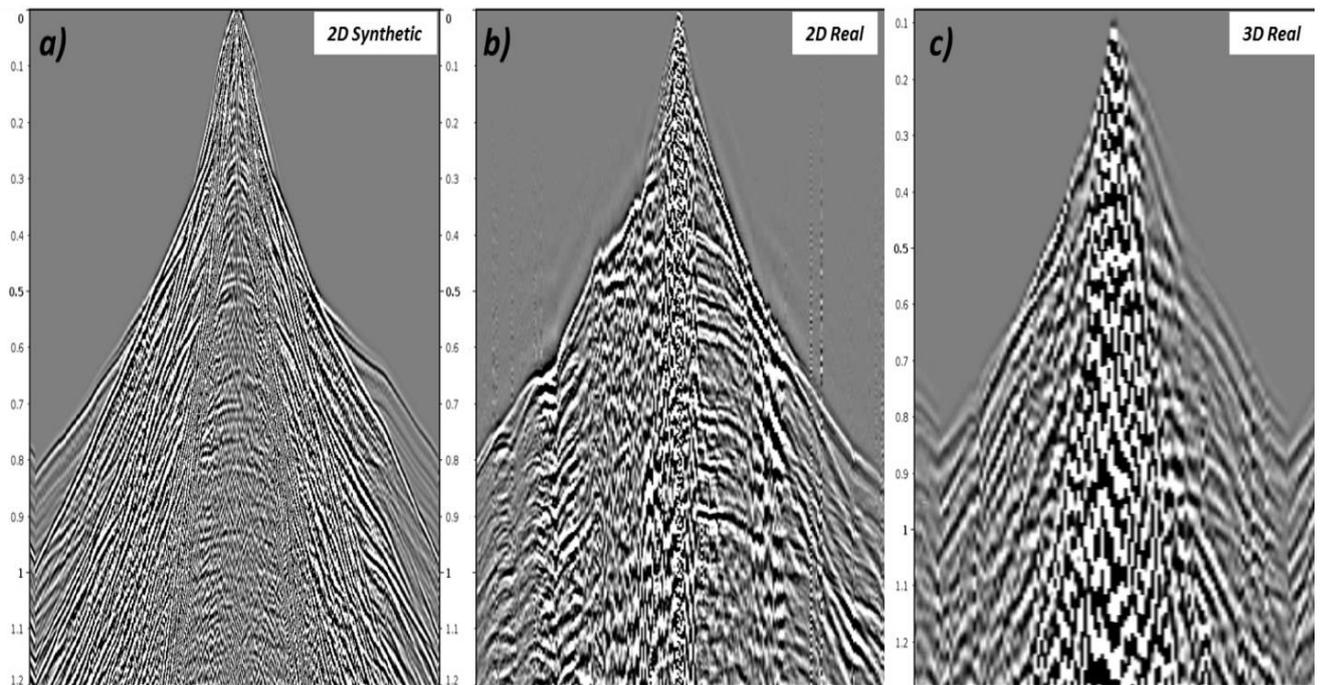


Рисунок 1-13 - Сравнение синтетических и реальных 2Д и 3Д сейсмограмм ОПВ

Построенный на основе синтетических данных суммарный разрез имеет сильные амплитудно-частотные вариации, связанные с заложенными в модель различиями в поверхностных условиях и аномалиями верхней части разреза. Основные реперные отражения полностью соответствуют исходному структурному каркасу, при этом хорошо прослеживаются основные геологические элементы: соль, надвиг, осинские рифы, выступы фундамента и зоны выклинивания терригенных отложений. Ниже кровли фундамента заметно присутствие кратных волн.

Характер работы с синтетическими данными позволяет использовать самую исходную модель как надежный источник для проверки достоверности восстановления волновой картины в процессе обработки. Это дает возможность протестировать разнообразные подходы к построению модели ВЧР, шумоподавлению, построению общего графа обработки, и в последствии использовать эту информацию при работе с реальными данными. Поэтому было крайне важно оценить характеристики и обработанного синтетического профиля.

Такой анализ показал высокую корреляцию синтетического разреза как с заложенной начальной моделью, так и с использовавшимся для ее построения композитным разрезом (Рисунок 1-14). Основные реперные горизонты уверенно прослеживаются (Таблица 1-1).

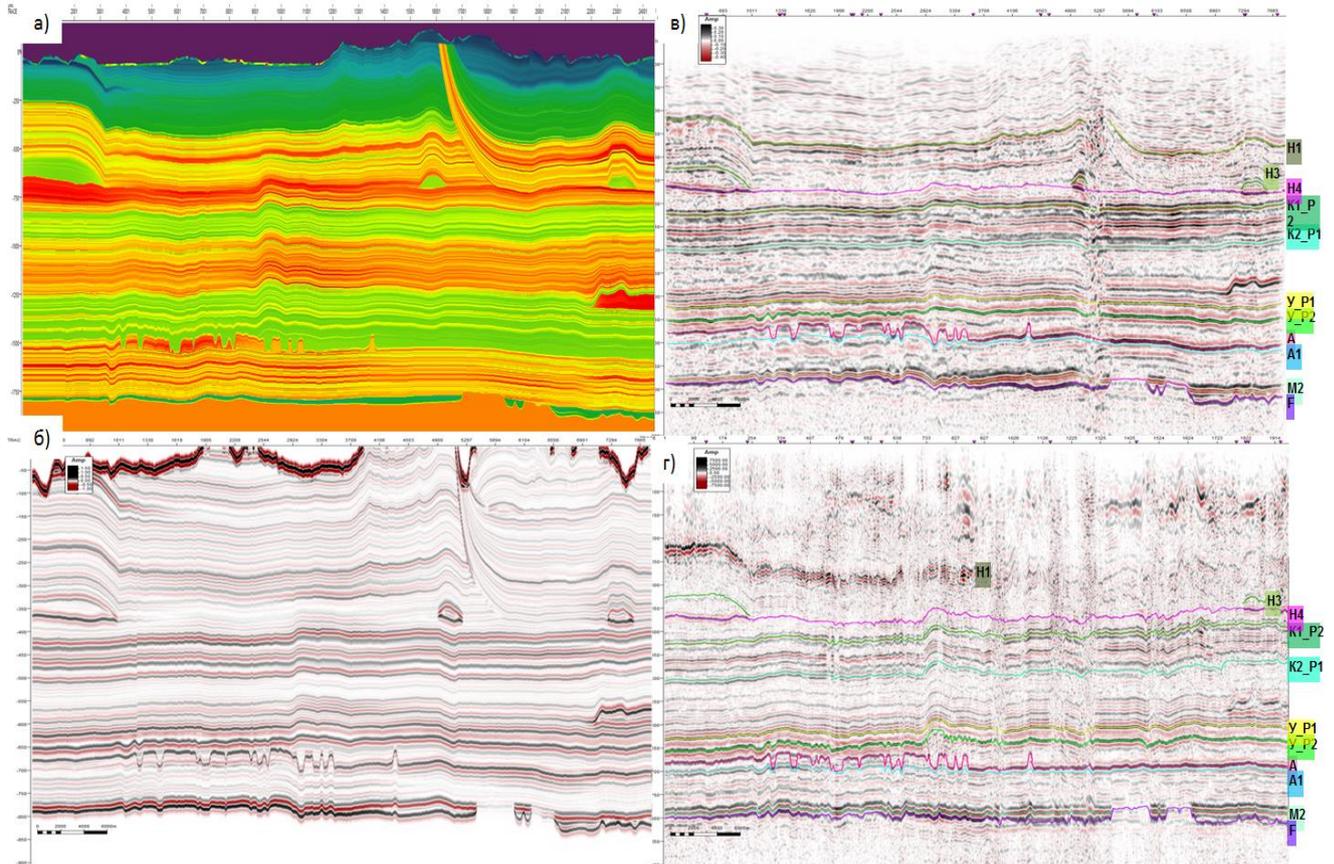


Рисунок 1-14 - Сравнительный анализ модельных и реальных сейсмических разрезов: а) Исходная глубинно-скоростная модель (ГСМ), б) Результат свертки ГСМ, переведенной во время, и импульса Рикера, в) Обработанный синтетический разрез, г) Использовавшийся для построения модели сейсмический разрез реальных 3Д данных

Таблица 1-1 - Опорные горизонты, выделяемые на синтетическом разрезе

Горизонт	Описание	Фаза
K1_P2 и K2_P1	кровли соляных реперов в карбонатах бельской свиты	отрицательные
Y_P1 и Y_P2	кровли карбонатных реперов в солях усольской свиты	положительные
A	кровля осинского горизонта, переход от солей к карбонатам в усольской свите	положительная
M2	кровля непской свиты, переход от карбонатных отложений к терригенным	отрицательная
Ф	кровля фундамента, подошва терригенных отложений	положительная

Принципиальное сходство результатов обработки синтетического профиля с обработанным ранее композитным профилем по реальным данным позволило сделать вывод о возможности использования синтетических/модельных данных для более детального изучения свойств реальных геологических объектов и их влияния на волновую картину записи. Основным интересом при этом представляют потенциально продуктивные объекты и пласты, являющиеся целевыми при разработке месторождений в Восточной Сибири.

В сейсмогеологическую модель в верхней части разреза был включен высокоскоростной надвиг относительно небольших размеров, который на сейсмических разрезах приводит к формированию зоны с плохим соотношением сигнал/помеха и отсутствием хороших отражений. Выполняя интерпретацию полученного изображения, можно предположить наличие в этой зоне разломного нарушения. Однако, имея представления об исходной модели, в которой разломы отсутствуют, становится очевидным, что это эффект недоучета влияния аномалии ВЧР. Аналогичные эффекты в большом количестве наблюдаются и на реальных данных, и анализ результатов обработки модельного профиля позволяет лучше понять их природу и возможные способы компенсации.

В исходной модели на уровне осинского горизонта были заложены рифовые постройки в виде увеличенных толщин карбонатов, тогда как нижележащие интервалы залегают моноκлинално с выдержанными мощностями. На обработанных сейсмических разрезах можно наблюдать обратный эффект, когда интервалы под осинским горизонтом имеют геометрию, отличную от плоской. На основании этого, можно уверенно утверждать, что данные искажения вызваны влиянием высокоскоростных рифов и могут быть устранены только при условии выполнения глубинной миграции.

На уровне кровли фундамента в исходной модели были заложены 2 выступа разной высоты, что описывает ситуации с отсутствием и наличием преобразованного горизонта, являющегося одним из потенциальных объектов разработки. За счет схожей акустической жесткости отложений фундамента и карбонатов над ним корреляция опорного горизонта Φ в этих местах является затруднительной. При этом, над выступами выше по разрезу были смоделированы зоны улучшенных коллекторских свойств усть-кутского горизонта – одного из основных объектов промышленной разработки углеводородов (УВ). Анализ результатов акустической инверсии по синтетическим наборам показал возможность ее использования для выделения участков улучшенных ФЕС, что подтверждает возможность их моделирования (Рисунок 1-15).

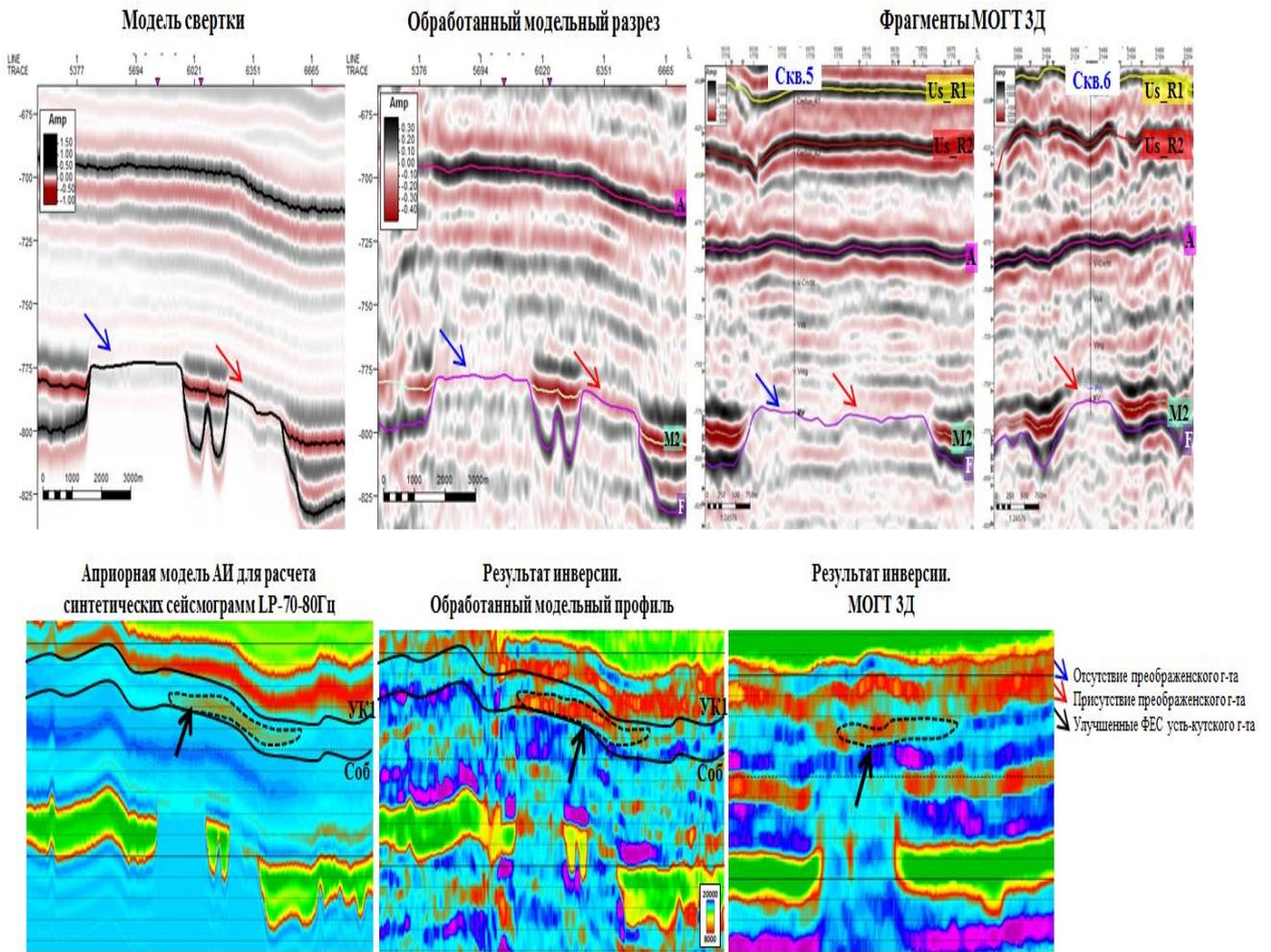


Рисунок 1-15 - Сравнительный анализ результатов интерпретации и инверсии на модельных и реальных сейсмических разрезах

Анализ результатов работы с модельным профилем показывает, что моделирование может быть сильным инструментом для понимания особенностей геолого-геофизического строения региона. При качественном подходе к построению исходной модели и расчету синтетических сейсмограмм удастся получить материал высокого качества, сопоставимый по своим свойствам с реально-наблюденными данными. Это позволяет опробовать различные методики обработки и интерпретации данных в условиях, когда решение обратной задачи заранее известно, что, в свою очередь, создает предпосылки для повышения их эффективности при восстановлении реального изображения среды и ее физических свойств.

ГЛАВА 2. ПОСТРОЕНИЕ ДЕТАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА

2.1 Построение модели ВЧР по преломленным и отраженным волнам

Вопросы построения глубинно-скоростных моделей среды и ВЧР, в частности, начали активно развиваться в середине прошлого века как в нашей стране силами Больших С.Ф. [5], Маловичко А.А. [25, 26], Гольдина С.В. [10], Урупова А.К. [36, 37], Глоговского В.М. [9], и др., так и за рубежом такими авторами как Dix С. [51], Taner Т. [81], Claerbout J.F. [48], Thomsen L. [84] и др.

Построение модели ВЧР для расчета статических поправок традиционно является важнейшим этапом в обработке наземных сейсморазведочных данных [21]. С повсеместным внедрением глубинной миграции построение качественной модели ВЧР стало важным шагом в построении общей глубинно-скоростной модели среды. В Восточной Сибири именно верхняя часть разреза имеет наиболее сложное строение и оказывает наибольшее влияние на получаемое изображение целевых интервалов.

На сегодняшний день среди методов построения ВЧР по сейсмическим данным наибольшее распространение получили методы, основанные на анализе кинематических характеристик годографов преломленных или отраженных волн.

Построение модели ВЧР по преломленным волнам является классическим и наиболее популярным алгоритмом, используемым обработчиками. Преимущество данного подхода в его относительной простоте и эффективности: пикируемые первые вступления ассоциируются с преломленными от различных границ волнами, и на основе простейших зависимостей инвертируются в слоевую скоростную модель (Рисунок 2-1). Такая модель обычно называется начальной и может быть уточнена различными инверсионными алгоритмами. Наиболее простым является алгоритм линейной инверсии, который аппроксимирует первые вступления серией прямых линий и, используя метод наименьших квадратов, минимизирует расхождения между реальными и построенными на основе текущей модели скоростей первыми вступлениями (Рисунок 2-2). Нужно отметить, что скорости по вертикали не могут меняться в пределах одного пласта, что ограничивает возможности метода.

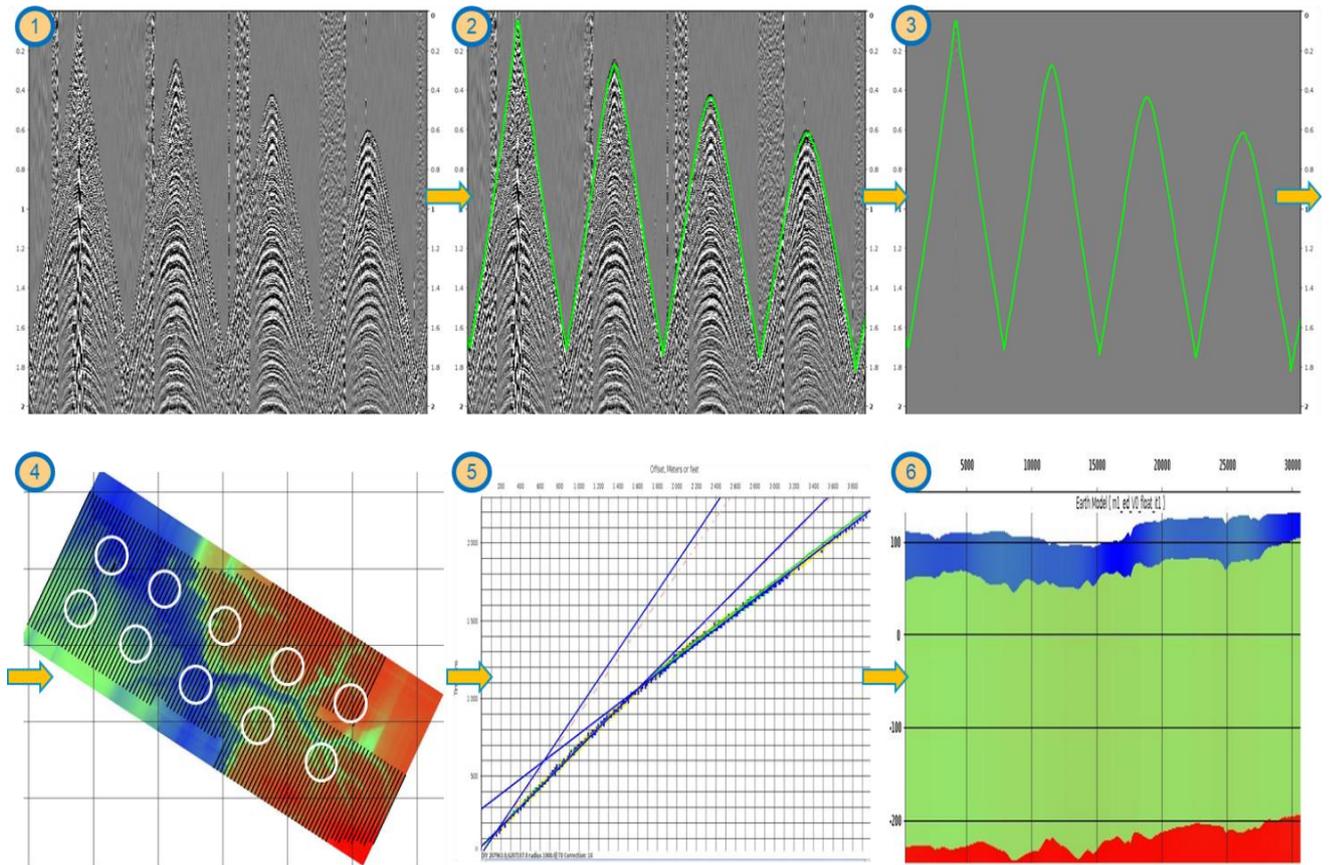


Рисунок 2-1 - Алгоритм построения начальной модели ВЧР по преломленным волнам

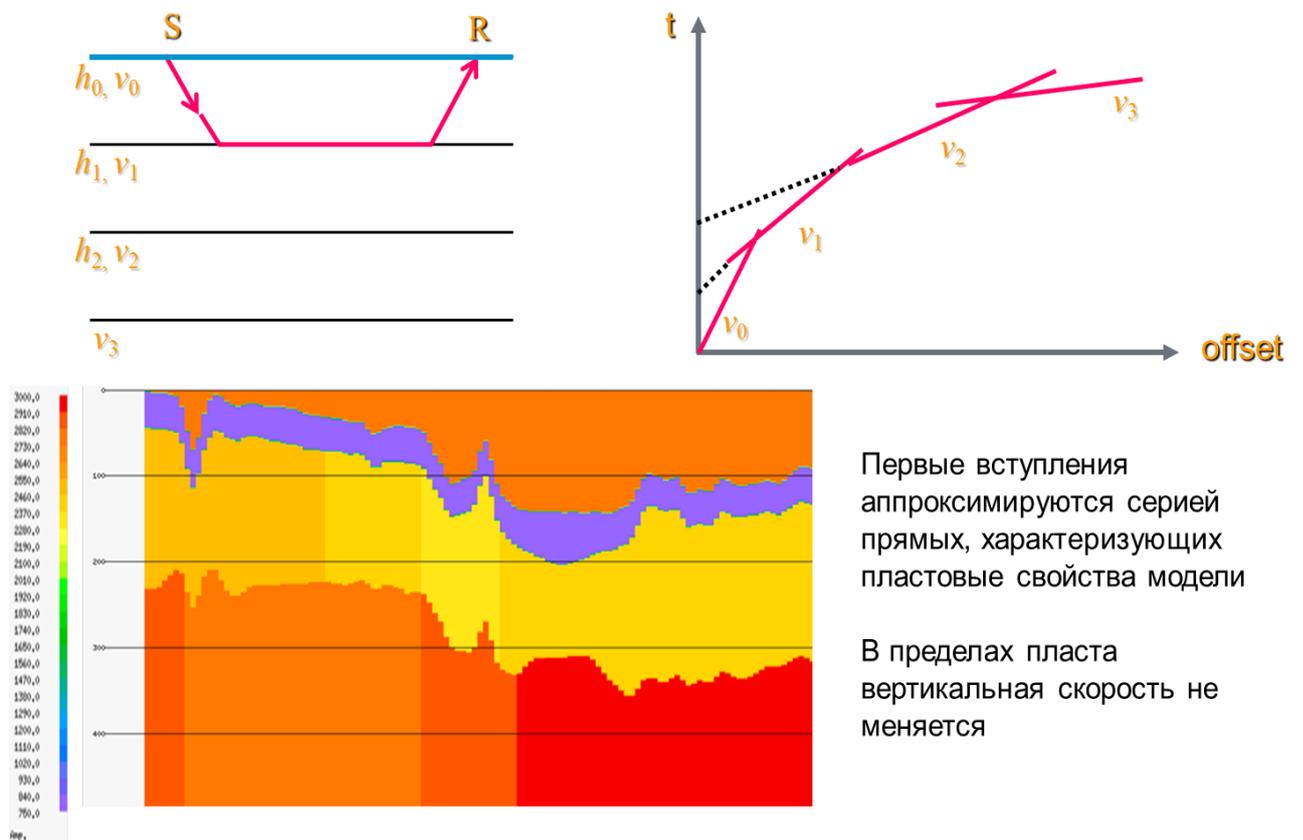


Рисунок 2-2 - Уточнение модели ВЧР с помощью линейной инверсии

В отличие от линейной инверсии уточнение модели ВЧР с помощью нелинейной томографии имеет значительные преимущества [71]. Они основаны на том, что в данном случае модель ВЧР описывается не через пластовые представления, а в виде так называемых ячеек (Рисунок 2-3). Значение скорости в каждой ячейке может меняться, а детальность модели напрямую зависит от размера ячейки. Благодаря этому, удастся выполнять аппроксимацию первых вступлений с помощью гладкой кривой, что позволяет получить лучшую сходимость при инверсии и найти более корректное обратное решение.

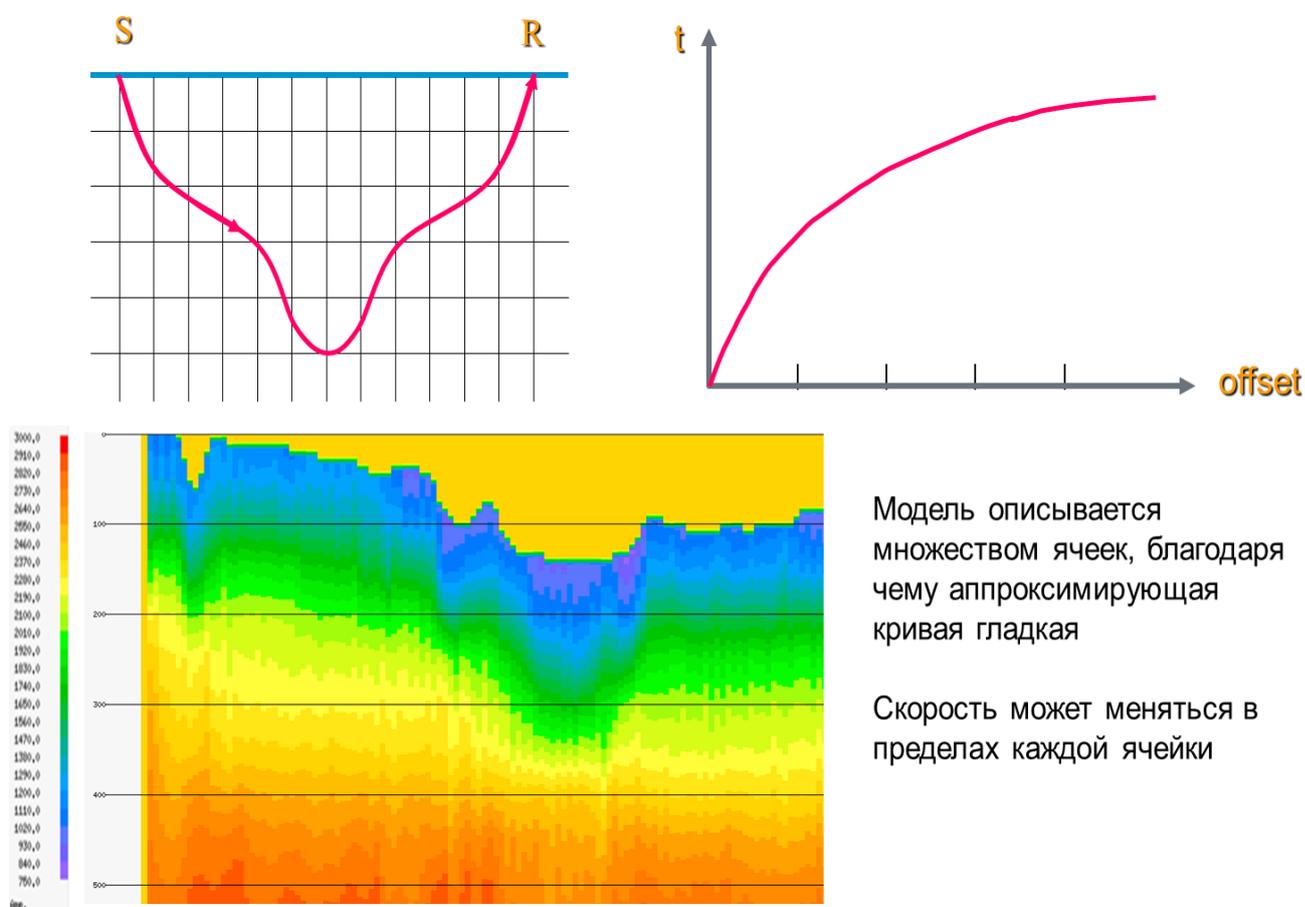


Рисунок 2-3 - Уточнение модели ВЧР с помощью нелинейной томографии

Из других методов построения модели ВЧР можно отметить томографию по отраженным волнам, использование верхнего отражающего горизонта с восстановлением зоны малых скоростей (ЗМС) и многолетних мерзлых пород (ММП), динамический аналог вертикального годографа ВСП, метод параметрического продолжения волнового поля и др.

Томография по отраженным волнам основана на минимизации остаточной кинематики для годографов, зафиксированных от максимально приближенных к поверхности горизонтов

[67]. Метод верхнего опорного горизонта основан на анализе горизонтальных спектров скоростей вдоль первого реперного отражения и имеет несколько модификаций, наиболее распространенной из которых является подход многоуровневой сейсморазведки [13]. Этот метод широко распространен в Западной Сибири, однако для Восточной Сибири очень часто оказывается неприменим. Рядом авторов был предложен алгоритм динамического аналога вертикального годографа ВСП, который основан на анализе спектра эффективных глубин и более устойчив к скоростным неоднородностям ВЧР [58]. Еще одним подходом, получившим распространение, является параметрический способ пересчета на гладкую поверхность, учитывающий распространение сейсмических лучей в ВЧР [80].

Каждый из вышеперечисленных методов имеет как свои преимущества, так и явные ограничения. Методы, основанные на преломленных волнах, зависят от надежности прослеживания первых вступлений, которое по объективным причинам не всегда удается выполнить на необходимом качественном уровне [78]. Поглощение, наличие скоростных инверсий, интерференция с другими видами энергии могут существенно ограничить диапазон удалений, на которых в принципе возможна пикировка этого вида волн.

Использование отраженных волн затруднено из-за малой длины годографа и низкого соотношения сигнал – помеха в верхней части разреза. Большинство подходов, основанных на отраженной волне, используют кинематику одного хорошо прослеживаемого горизонта, часто находящегося на довольно значительной глубине. При этом распределение скоростей выше этого горизонта аппроксимируется некой упрощенной моделью (константа, градиент), что означает, что в условиях сложнопостроенной верхней части разреза стандартные методы не могут дать требуемой детальности и точности ее восстановления.

Кроме того, полностью за рамками этих методов остаются динамические характеристики анализируемых видов волн, которые также могут привнести дополнительную информативность в построение модели. Исходя из этого, в последнее время набирают популярность алгоритмы построения модели ВЧР, основанные на иных принципах: инверсия поверхностных волн, инверсия волноводов, полноволновая инверсия [20]. Комплексное применение новых и традиционных алгоритмов может существенно повысить качество выходной модели и сейсмических данных [52, 55].

2.2 Построение модели ВЧР с использованием полноволновой инверсии FWI

2.2.1 Теоретические основы и история развития алгоритма

Полноволновая инверсия, или *full-waveform inversion FWI*, на сегодняшний день является одним из наиболее обсуждаемых алгоритмов в геофизическом сообществе. Несмотря на то, что первые теоретические описания FWI появились еще в начале 80-х XX в., широкое распространение на практике они получили только в последние несколько лет [65, 69]. Как и для множества других технологий, катализатором стали два фактора: индустриальный запрос на более совершенные методы решения существующих задач и развитие вычислительных мощностей.

Оригинальная концепция FWI была предложена в работах Lailly и Tarantola в 1983-1984 гг. [63, 82]. Уникальность алгоритма в том, что он не требует применения большого количества процедур обработки к данным, зарегистрированным в поле. То есть построение модели не привязано к особенностям обработки данных и может выполняться независимо на ранних этапах камеральных работ. Основные ограничения для применения FWI на практике находились в области технических проблем: необходимо было повысить устойчивость решения и скорость вычислений. Устойчивость связана с проблемой поиска локальных минимумов при переборе возможных решений и повышалась несколькими способами – от сужения области данных для инверсии до моночастотного подхода, предполагающего уточнение модели сначала на низких частотах, а потом на высоких [45, 47, 93].

В отличие от подавляющего большинства методов построения скоростных моделей, FWI использует не только кинематические, но и динамические характеристики волнового поля. С технической точки зрения, полноволновая инверсия основана на решении волнового уравнения, обычно представляемого в следующем виде (2-1):

$$\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} - \nabla^2 p = s \quad (2-1)$$

где s – это прилагаемая сила и p – давление меняются в пространстве и времени, а скорости в среде c – только в пространстве. Хотя в теории моделирование может выполняться как в акустическом, так и в эластическом приближении, в том числе позволяя оценивать параметры поглощения среды, наиболее распространенным вариантом является именно акустическое приближение.

Основной вид волн, используемых полноволновой инверсией, - ныряющие волны (*diving-waves*). Инверсионный процесс построен на итеративном уточнении модели на моночастотах – начиная с максимально возможной низкой частоты в сторону постепенного ее увеличения. Технически метод включает в себя следующие основные шаги – получение синтетических сейсмограмм на основе начальной глубинно-скоростной модели среды, сопоставление их с реальными сейсмограммами, оценка разницы, пересчет разницы в поправки к начальной модели и ее уточнение (Рисунок 2-4).

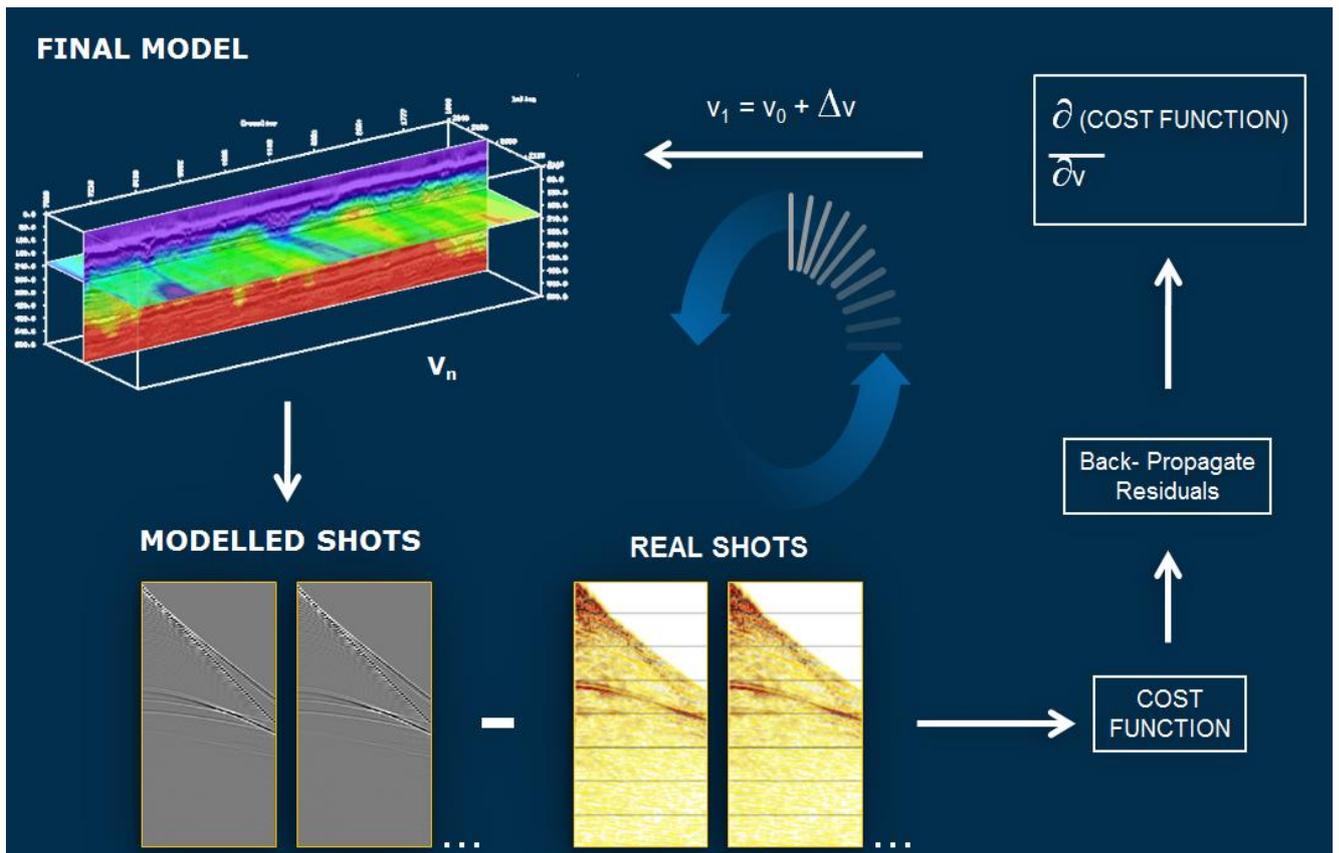


Рисунок 2-4 - Основные этапы построения скоростной модели с использованием полноволновой инверсии FWI

Разница между реальными и модельными сейсмограммами обычно описывается через так называемую *cost-function* $f(m)$, которую необходимо минимизировать (2-2). С другой стороны, искомая модель – это начальная модель m_0 + поправка δm (2-3). Дифференцируя искомую функцию $f(m)$ по dm можно перейти к уравнению (2-4), связывающему поправку и начальную модель через функцию градиента и матрицу Гессе (*Hessian matrix*). Подставляя вместо градиента разницу $\delta m = dcalc - dobs$ получаем связь между поправкой модели и исходными данными, что позволяет решить уравнение, используя, например, метод Гаусса-Ньютона.

$$f(\mathbf{m}) = \frac{1}{2} \|\mathbf{d}_{calc} - \mathbf{d}_{obs}\|^2 = \frac{1}{2} \|\delta \mathbf{d}\|^2 = \frac{1}{2} \delta \mathbf{d}^T \delta \mathbf{d} = \frac{1}{2} \sum_{n_s} \sum_{n_r} \sum_{n_t} |d_{calc} - d_{obs}|^2 \quad (2-2)$$

$$f(\mathbf{m}) = f(\mathbf{m}_0 + \delta \mathbf{m}) = f(\mathbf{m}_0) + \delta \mathbf{m}^T \left. \frac{\partial f}{\partial \mathbf{m}} \right|_{\mathbf{m}=\mathbf{m}_0} + \frac{1}{2} \delta \mathbf{m}^T \left. \frac{\partial^2 f}{\partial \mathbf{m}^2} \right|_{\mathbf{m}=\mathbf{m}_0} \delta \mathbf{m} + \mathcal{O}(\delta \mathbf{m}^3) \quad (2-3)$$

$$\delta \mathbf{m} \approx - \left(\frac{\partial^2 f}{\partial \mathbf{m}^2} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial \mathbf{m}} \equiv -\mathbf{H}^{-1} \nabla_{\mathbf{m}} f \quad (2-4)$$

Так как FWI основан на конечно-разностном пересчете волнового поля, то его разрешающая способность зависит только от шага ПВ, ПП, уровня шума и длины исходного импульса, в отличие от других методов, разрешающая способность которых также связана с размером зоны Френеля [89]. На практике это означает, что FWI модели практически всегда более детальные чем модели, полученные более стандартными способами.

Помимо высокой детальности выходных моделей, дополнительным толчком к развитию полноволновой инверсии стал прогресс в выполнении полевых работ, прежде всего морских. Наличие в данных ультранизких частот (1-2 Гц) и ультрабольших удалений (12-18 км) заметно повысило надежность и детальность FWI, а также глубинность получаемой в результате инверсии модели [87]. Это привело к появлению большого количества специализированных работ, демонстрирующих впечатляющие результаты по улучшению не только детальности модели, но и качества сейсмического изображения при использовании этих моделей для глубинной миграции [44, 69].

С другой стороны, характеристики наземных данных заметно отличаются от морских, что серьезно затрудняет использование полноволновой инверсии. Выполнить съемку с большими максимальными удалениями и ультранизкими частотами на суше чрезвычайно тяжело из-за поверхностных условий и поглощающих свойств верхней части разреза. Серьезными осложняющими факторами являются также низкое соотношение сигнал/шум, нерегулярность расстановки, нестационарность импульса и т.п. По этой причине в мировой практике можно найти всего несколько примеров относительно успешного применения алгоритма FWI на наземных данных – на территории Аляски и Ближнего Востока [65, 77].

2.2.2 Адаптация технологии FWI к условиям Восточной Сибири

Наиболее распространенным подходом к использованию FWI в производственных целях, является построение скоростной модели над уровнем основных поисковых объектов, что позволяет корректно учесть влияние вышележащих толщ на положение и сейсмическое изображение целевых горизонтов [89]. Восточно-Сибирский регион как раз характеризуется чрезвычайно сложным строением верхней части разреза, которую очень редко удается восстановить стандартными способами. Поэтому применение здесь FWI является крайне актуальной задачей, решение которой способно заметно повысить информативность выходных материалов [21].

В качестве исходного материала для FWI использовались данные широкоазимутальной 3Д съемки, полученные с использованием традиционной методики работ с взрывами в скважинах и геофонами. Максимальные удаления – 3500 м. Характеристики системы наблюдения и использованного оборудования значительно отличаются в худшую сторону от тех, что обычно используются при проведении полевых работ с целью дальнейшего выполнения FWI. Тем не менее, нужно отметить, что это одни из наиболее качественных сейсмических данных, полученных в Восточной Сибири.

Учитывая отсутствие информации об успешном применении FWI на наземных данных, полученных на основе описанных выше полевых наблюдениях, и особенности геологического строения, возникла необходимость проверки потенциала и эффективности метода в условиях Восточной Сибири. В ответе на эти вопросы значительную роль сыграли построенная ранее сейсмогеологическая модель и рассчитанные по ней синтетические сейсмограммы.

Общая идея заключалась в последовательной настройке основных параметров и проверке работоспособности алгоритма полномолновой инверсии на синтетических 2Д данных, последующей апробации технологии на реальных 2Д данных и, как основная цель работ, выполнение FWI на реальных 3Д данных [85].

На изучаемом участке работ наиболее сложным геологическим строением характеризуются первые 200-500 м разреза, что обусловлено как литологией, так и пост-седиментационными процессами. Галогено-карбонатные отложения верхнего-среднего кембрия перекрыты более низкоскоростными терригенными породами ордовика. *Dfm-Cvz* складчатость привела к формированию системы надвигов карбонатных пластов с детачментом по солям. Надвиги залегают и выходят на дневную поверхность под углами до 60 градусов, образуя узкие зоны латерального изменения скоростей и высокоскоростные неоднородности в толще терригенных осадков ордовика (Рисунок 1-14).

В качестве начальной модели инверсии для всех типов данных использовались модели, полученные на основе линейной инверсии LMI и томографии по преломленным волнам. Предварительная обработка исходных данных для повышения энергии низких частот выполнялась только для 2Д данных. В случае с 3Д данными любые попытки предобработки приводили к значительному искажению сигнальной части, что связано с очень низкой площадной выдержанностью/когерентностью НЧ сигнала и малым соотношением сигнал/шум. Минимально-приемлемой частотой для старта FWI, на которой присутствует сигнал, была определена частота 6 Гц (Рисунок 2-5). В стандартной производственной практике выполнение FWI начинается с первых Гц, и столь высокое значение стартовой частоты весьма нехарактерно для полноволновой инверсии и несет в себе высокие риски проявления *cycle-skipping* эффекта, поэтому требовался очень тщательный контроль после каждого обновления модели, особенно на самых низких частотах.

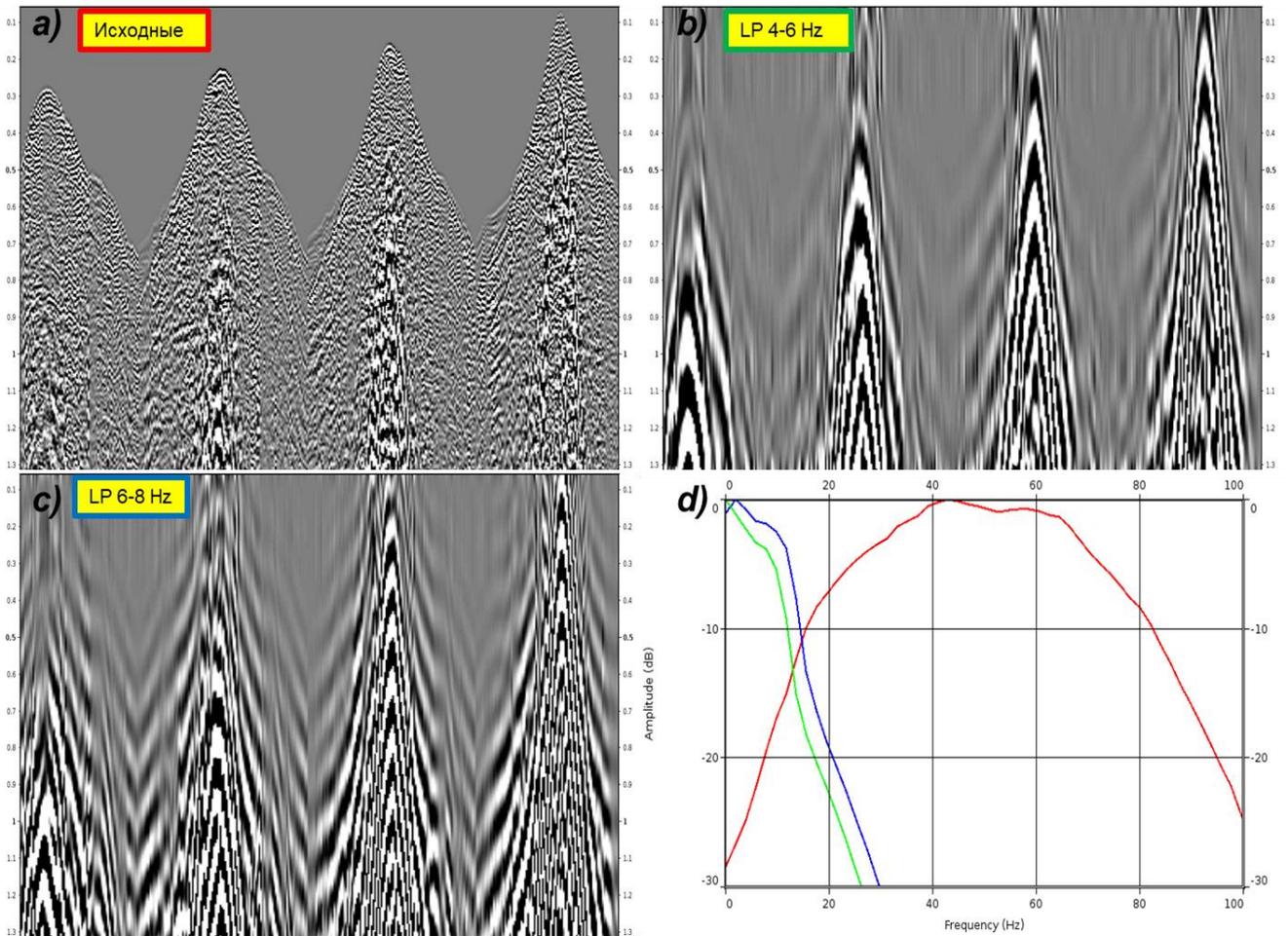


Рисунок 2-5 - Характеристики исходных данных и выбор стартовой частоты для расчета FWI

Рабочая область FWI определялась зоной наличия *diving-waves* и ограничивалась мьютингом 30 мс выше положения первых вступлений и внутренним мьютингом, отсекающим конус

поверхностных волн. Выполнялось 3 итерации уточнения модели для каждой моно-частоты с шагом 1 Гц в интервале 6-12 Гц и шагом 2 Гц выше этого интервала. Критерием определения конечной частоты являлась динамика изменения модели: если изменений до и после уточнения не наблюдалось, или они были минимальные – уточнение прекращалось. Таким образом, скоростная модель FWI для 2Д данных рассчитывалась до 50 Гц, для 3Д данных – до 30 Гц. Используемый FWI алгоритм работал во временной области и от реального рельефа, что позволило не вводить статических поправок за уровень приведения. С целью достижения максимальной детализации была выбрана кубическая единичная ячейка размером 12.5x12.5x12.5 м.

2.2.3 Выбор исходного импульса для полноволнового моделирования

Алгоритм полноволновой инверсии основан на сопоставлении реальных и смоделированных на основе известной скоростной модели сейсмограмм с последовательной минимизацией различий между ними за счет внесения изменений в исходную ГСМ. Ключевым моментом для корректного сопоставления реальных и модельных сейсмограмм является выбор импульса для моделирования – он должен максимально совпадать с формой импульса реальных данных. При этом, учитывая сложность реальной среды – влияние ВЧР, эффекты поглощения и рассеяния энергии, их зависимость от удаления пары ПВ-ПП, времени распространения волны, латеральных и вертикальных неоднородностей и т.д. – характеристики извлекаемого из реальных данных импульса могут значительно варьировать по площади. По этой причине исходный импульс для FWI не всегда может быть рассчитан теоретически или напрямую быть извлечен непосредственно из данных. Зачастую необходимо подбирать некоторый эффективный импульс, который будет максимально приближен к реальному на разных участках площади.

Для синтетических данных выбор импульса для моделирования, естественно, не является проблемой, так как он заведомо известен. В данном случае это был импульс Рикера с доминантной частотой 45 Гц.

Следующим типом исследуемых данных были реальные 2Д наборы. Здесь в качестве полевого источника возбуждения использовались вибраторы с рабочим свип-сигналом 8-100 Гц. Самым очевидным и простым способом получения импульса является его теоретический расчет, используя параметры свипа (Рисунок 2-6). В текущем исследовании полученный таким образом импульс оказался пригодным для FWI. Однако в работе было всего 3 2Д профиля (100 пог. км), и в общем случае для данных большего объема может потребоваться дополнительная коррекция параметров импульса.

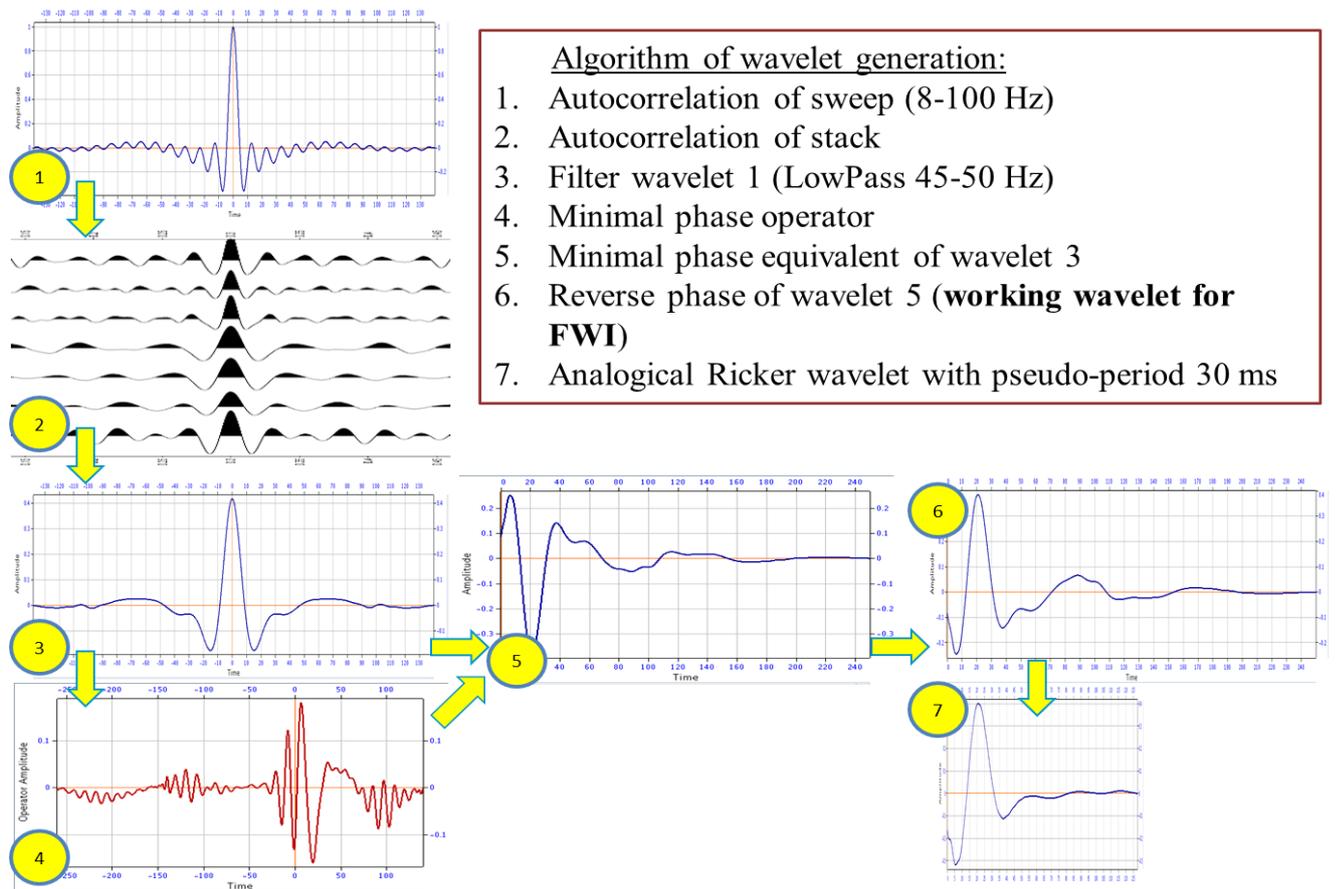


Рисунок 2-6 - Алгоритм расчета исходного импульса для FWI в случае вибро-источника

Гораздо сложнее ситуация, когда в качестве источника возбуждения используются не вибраторы, а взрывы. В этом случае мы лишь с высокой долей условности представляем себе параметры исходного сигнала и не можем описать его теоретически с достаточной точностью. В такой ситуации хороши любые способы, которые позволяют извлечь информацию об импульсе из исходных данных: автокорреляция, статистический расчет в широком окне, привлечение скважинной информации и т.д. Необходимо помнить, что любой из этих способов не может быть использован в чистом виде, так как каждый из них будет давать искаженный импульс по сравнению с тем, что мы наблюдаем на первых вступлениях, где находится основная часть *diving-waves*, использующихся в процессе инверсии ГСМ.

В общем, представляется, что нет универсального способа, как получить корректный импульс для взрывного источника, учитывая разнообразие возможных поверхностных условий, и в каждом отдельном случае необходим свой вариант решения. В рамках данной работы были доступны 2Д данные с виброисточниками и 3Д с взрывными источниками в пределах одной съемки. Обратив внимание на то, что общая форма записи для 2Д и 3Д данных похожа, и что теоретически рассчитанный импульс для 2Д данных похож на импульс Рикера с соответствующим псевдо-периодом, было решено опробовать импульс Рикера как рабочий и для 3Д данных (Рисунок 2-7,

а). Псевдо-период выбирался на основе функции автокорреляции (ФАК). Проверка импульса выполнялась на данных из разных участков площади путем визуального сопоставления реальных и модельных трасс на разных частотах, а также с использованием прямого моделирования (*forward modeling*) FWI (Рисунок 2-7, б). Дальнейшая работа по обновлению модели показала, что выбранный подход оказался верным, и подобранный импульс в полной мере удовлетворяет критериям корректности для FWI.

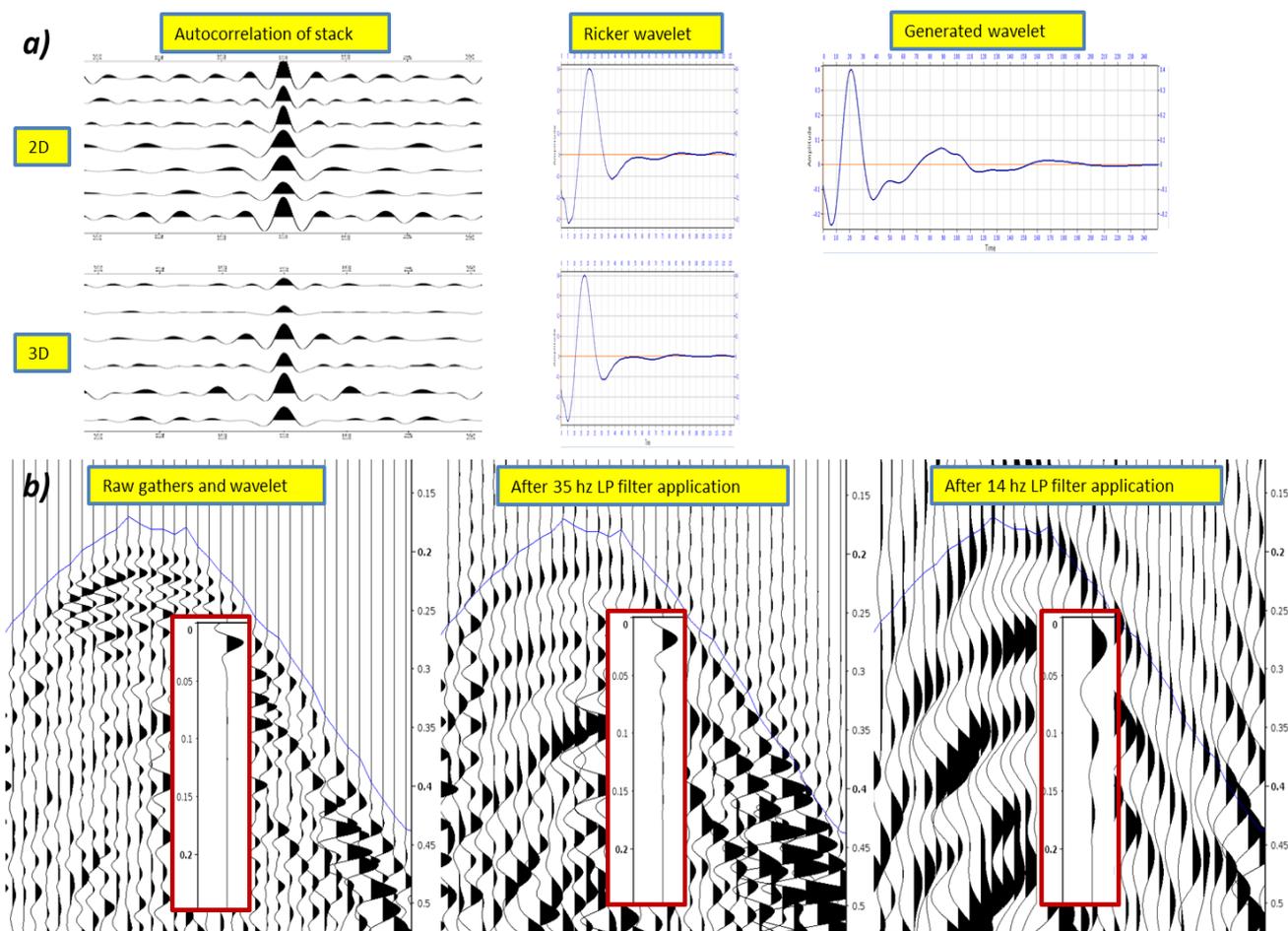


Рисунок 2-7 - Алгоритм расчета исходного импульса для FWI в случае взрывного источника (а) и его сравнение с реальными данными в разных частотных диапазонах (б)

2.2.4 Построение модели ВЧР с использованием FWI на синтетических данных

Предобработка исходных данных включала в себя подавление высокоамплитудных спаиков, антиалиасинг фильтрацию и подавление поверхностных волн. Рабочим импульсом был импульс Рикера (45 Гц), использовавшийся для прямого моделирования синтетических данных в пакете *Tesseral*. Начальная модель для FWI была построена с использованием LMI и томографии

по первым вступлениям, без использования любой априорной информации о модели. Выполненный *diving waves analysis* показал достаточность длины расстановки для уточнения скоростей на глубинах до 600-700м ниже рельефа, при этом глубина проникновения лучей практически полностью ограничивается кровлей первого высокоскоростного карбонатного слоя (Рисунок 2-8). Как показал анализ исходной модели, для надежного прослеживания более глубоких интервалов необходимы удаления ПВ-ПП выше 12000 м, что повышает требования к длине активной расстановки при выполнении полевых работ минимум в 4 раза. Отвечающие этим требованиям реальные полевые расстановки труднореализуемы в сложных условиях региона и кратно повышают стоимость полевых работ. Исходя из этого, основным объектом для уточнения с помощью FWI является верхняя часть разреза, построение которой традиционно считается одним из сложнейших этапов во всем процессе обработки наземных данных.

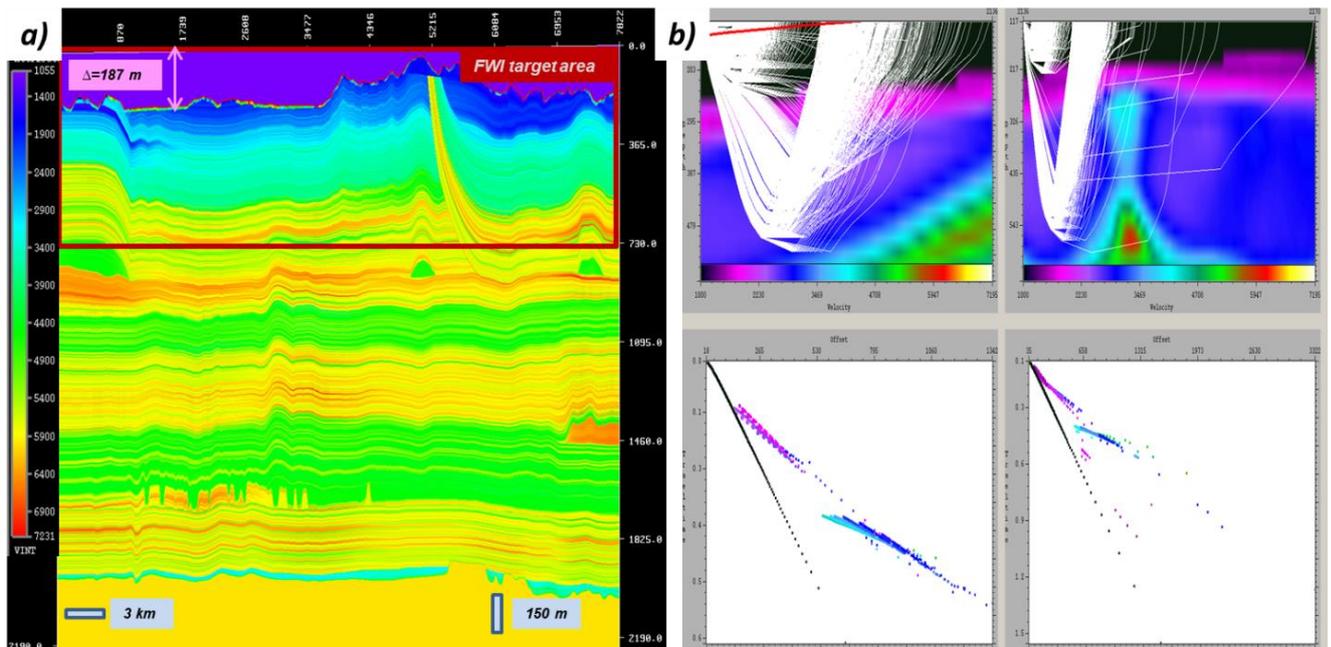


Рисунок 2-8 - Исходная синтетическая модель для восстановления (a) и diving-waves analysis (b)

Главной задачей, стоящей перед FWI на синтетических данных, была оценка максимально возможной детальности восстановления исходной модели. Но перед этим было необходимо ответить на вопрос: достаточно ли качество исходных данных для эффективной работы алгоритма? *Diving-waves analysis* показал, что существующие удаления подходят для этого, поэтому вопрос стало возможным переформулировать и сделать более узким: возможно ли построить достаточно хорошую начальную модель для старта FWI с 6 Гц, где сигнал на данных более-менее присутствует? Выполненная серия тестов показала, что при аккуратном подходе и максимальном использовании возможностей томографии, ответ является положительным.

Однако, такой ответ не сразу стал очевидным. Характер обновления модели после первых итераций FWI на низких частотах выглядел достаточно неоднозначным. Начальная модель для FWI была построена на основе томографии по преломленным волнам, которая минимизирует разницу между реальными и модельными данными для первых вступлений. Это вовсе не гарантирует корректность восстановления исходной модели в силу неединственности решения обратной задачи (Рисунок 2-9, а). Привлечение дополнительной информации в процесс инверсии (для FWI – это *diving-waves*) позволяет понизить неоднозначность обратного решения, при этом на первых итерациях уточнения происходит балансировка начальной модели для лучшего схождения всех типов волн. Так, на первых 6 итерациях наблюдалось дополнительное уменьшение скоростей и смещение положения первой контрастной границы – кровли литвинцевских карбонатов (граница H1) – вверх, демонстрировавшее негативный тренд восстановления. Но после стабилизации решения для *diving-waves* тренд изменил свой знак, и сходимость начала возрастать. Крайне важно не перепутать эффект такой «балансировки» и *cycle-skipping*, иначе существует высокий риск получения отрицательного результата. Впоследствии, этот опыт очень пригодился при работе с реальными данными, на которых наблюдался такой же эффект, но инструментов для проверки корректности работы FWI было гораздо меньше.

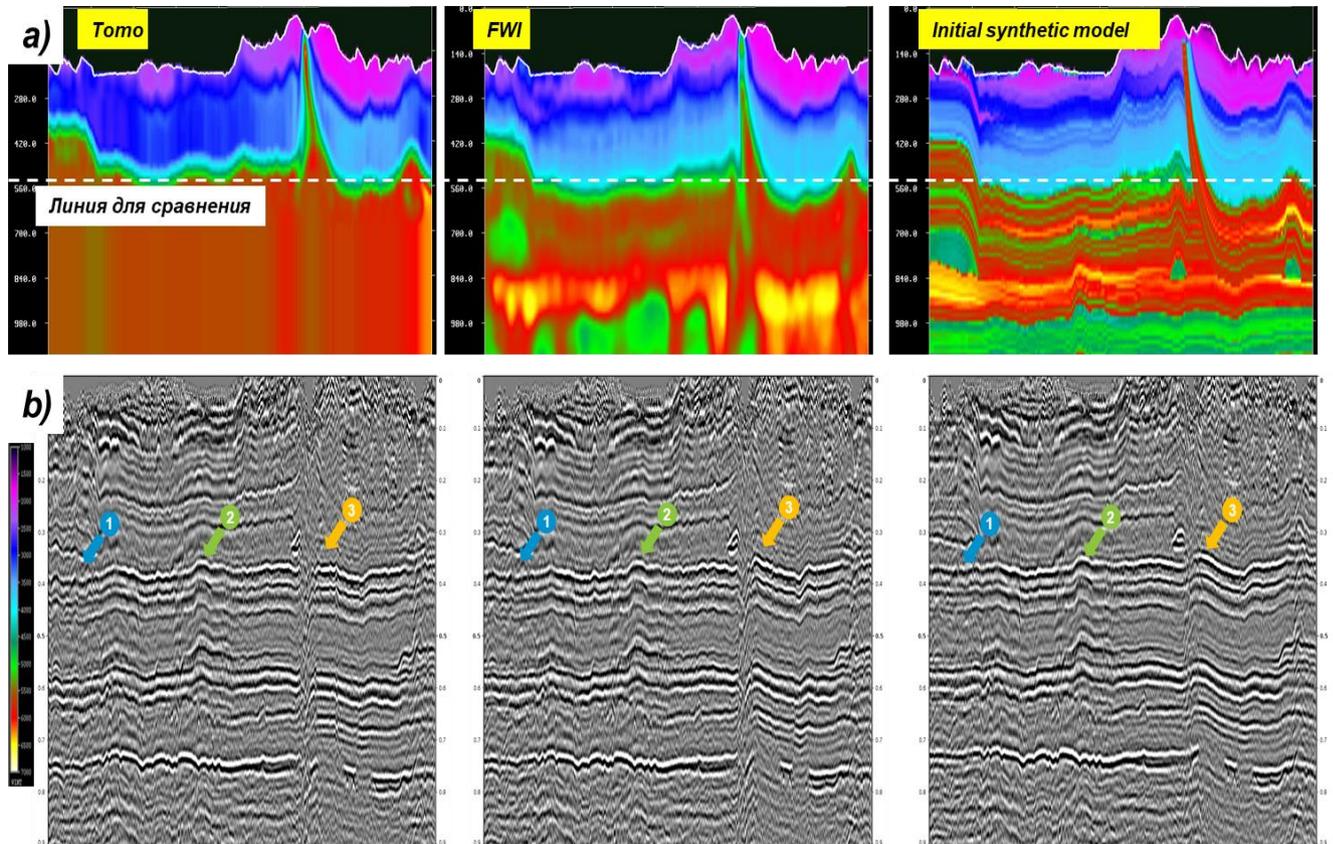


Рисунок 2-9 - (а) Пример лучшего восстановления исходной синтетической модели (справа) с помощью FWI (в центре) по сравнению с томографией по преломленным волнам (слева) и (б) временные разрезы со статикой по каждой модели

На синтетических данных было выполнено 120 итераций уточнения в моночастотном режиме до 50 Гц. Результаты оказались впечатляющими. Анализ финальной модели показывает, что удалось восстановить не только положение и геометрию границы Н1, но также положение и геометрию слабоконтрастных слоев небольшой мощности и максимально детализировать первые 100-150 м. Несмотря на то, что ниже границы Н1 детальность восстановленной модели падает, в ней присутствуют основные структурные неоднородности и скоростные границы из исходной модели, что говорит о потенциале использования FWI для данных сейсмогеологических условий.

Дополнительным инструментом проверки полученных результатов было сравнение статических решений, полученных по трем моделям (Рисунок 2-9, б). Очевидно, что статическое решение по модели FWI позволяет лучше учесть длинно- и среднепериодные аномалии ВЧР, в частности, удается практически полностью восстановить положение горизонтов под соляной подушкой (точка 1). В тех местах, где аномалия находится ниже подошвы ВЧР (точка 2), или латеральный размер аномалии ВЧР очень мал (точка 3), корректное восстановление положения нижележащих горизонтов в рамках временной обработки невозможно, что подчеркивает необходимость выполнения глубинной миграции. Так же нужно отметить, что, несмотря на неточность томографической модели, сейсмическое изображение в районе точки 3 именно здесь выглядит предпочтительнее, что могло бы привести к неверной оценке качества модели FWI, если бы заранее не было известно, какая из моделей точнее. Это еще один специфический момент работы во временной области, о котором необходимо помнить при построении модели на реальных данных.

2.2.5 Построение модели ВЧР с использованием FWI на реальных данных

Качественная работа FWI на синтетических данных была хорошей предпосылкой при переходе к реальным данным. Учитывая значительные временные и вычислительные мощности, необходимые для расчета FWI, а также тип синтетических данных, было решено опробовать алгоритм сначала на реальных 2Д данных.

Для этого было выбрано 3 архивных 2Д профиля общей протяженностью 100 пог.км., пересекающихся друг с другом. Для генерации сигнала использовались группы виброисточников, что повлияло на точность пикирования первых вступлений в сложных сейсмогеологических зонах и приводило к ошибкам в модели ВЧР, построенной по преломленным волнам. Для возбуждения сейсмического сигнала использовался линейный свип 8-100 Гц, что позволило начать уточнение исходной модели с помощью FWI только с 10 Гц. Несмотря на это, после 80 итераций

уточнения до частоты 50 Гц удалось получить детальную модель ВЧР, сопоставимую по качеству с синтетической моделью (Рисунок 2-10). Все скоростные неоднородности модели имеют четкую корреляцию с неоднородностями, наблюдаемыми на временных разрезах, что подтверждает их достоверность. Сопоставление реальных и модельных сейсмограмм показывает высокий уровень восстановления как общей формы наблюдаемых волн, так и отдельных локальных элементов. Дополнительной проверкой корректности построенных моделей выступало отсутствие невязок в точках пересечения профилей, несмотря на то, что расчет FWI проводился независимо для каждого профиля.

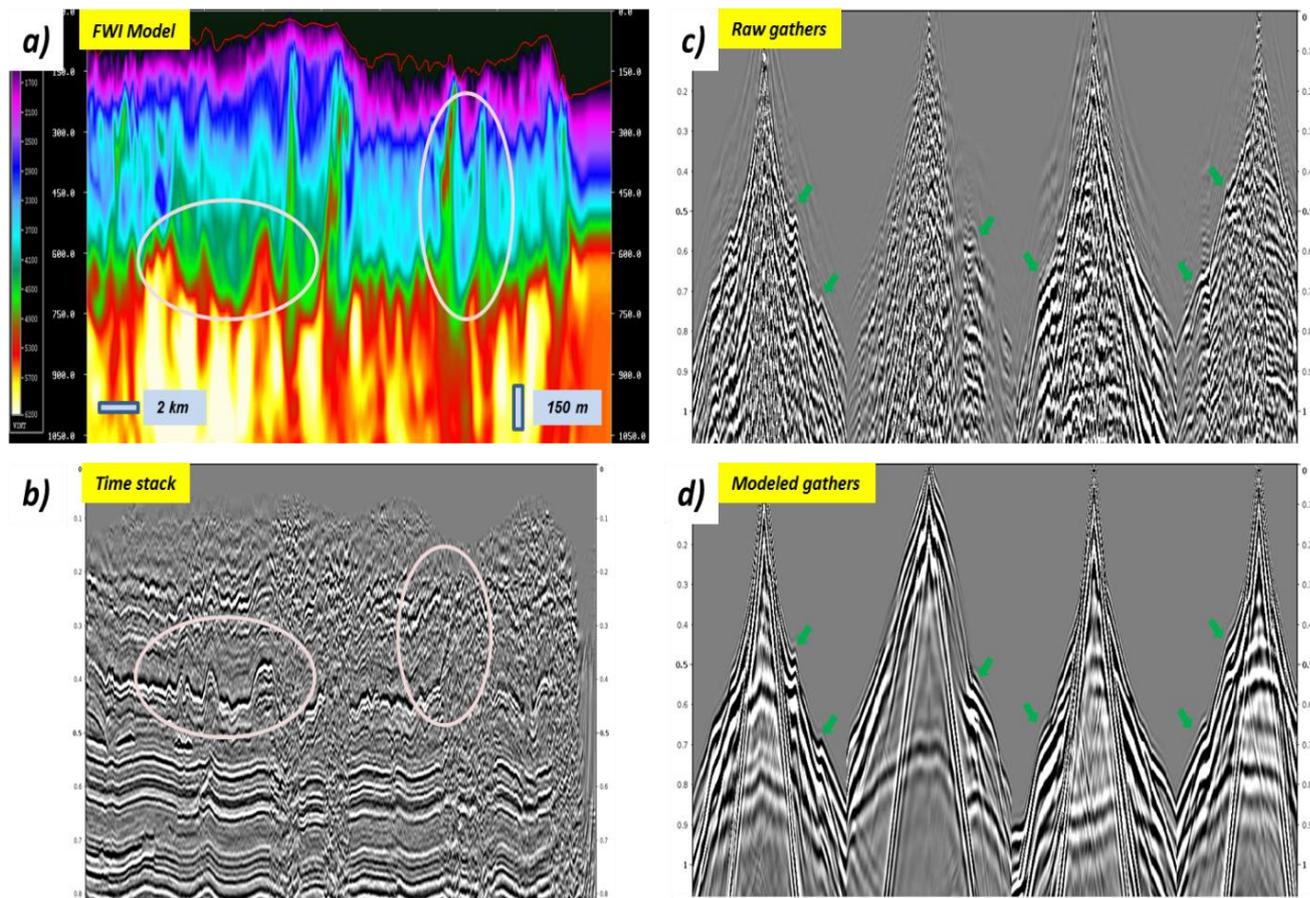


Рисунок 2-10 - Пример использования FWI на реальных 2Д данных: а) Построенная модель ВЧР, б) Временной разрез со статикой по модели ВЧР, с) Исходные сейсмограммы ОПВ, д) Сейсмограммы после полноволнового моделирования на основе построенной модели FWI

Построение FWI модели для 3Д данных выполнялось на участке площадью 500 кв.км, осложненным большим количеством высокоскоростных аномалий различного простирания. В пределах участка было пробурено всего 5 скважин, только 2 из которых имели акустический каротаж для верхней части разреза. Это значительно усложняло процесс контроля качества получаемых результатов, поэтому основными инструментами здесь были сопоставление реальных и

модельных сейсмограмм, *cycle-skipping* анализ и сравнение модели с имевшимися геологическими картами выхода пород на поверхность. В виду отсутствия априорной информации об анизотропии и нежелании вносить в алгоритм дополнительную неопределенность расчет FWI проводился в изотропном приближении.

Как и для предыдущих типов данных, начальной моделью для FWI была модель после томографии по преломленным волнам. Анализ начальной модели показал, что томография работала отлично, а теоретические первые вступления хорошо описывают реальные (Рисунок 2-11, а и б – зеленые стрелки). К сожалению, из-за неединственности решения обратной задачи, это не означает корректного восстановления реальной модели ВЧР, что выражается в большом расхождении положения волн, находящихся ниже первых вступлений. Причем с ростом удалений, то есть с ростом горизонтальной составляющей в траектории распространения волнового поля, расхождения увеличиваются (б и с – оранжевые и красные стрелки). Добавление в инверсионный процесс FWI информации о *diving-waves* уменьшает диапазон возможных решений, позволяет повысить сходимость между реальными и модельными сейсмограммами (б – красные стрелки, д – зеленые) и, как следствие, построить более реалистичную и детальную модель ВЧР.

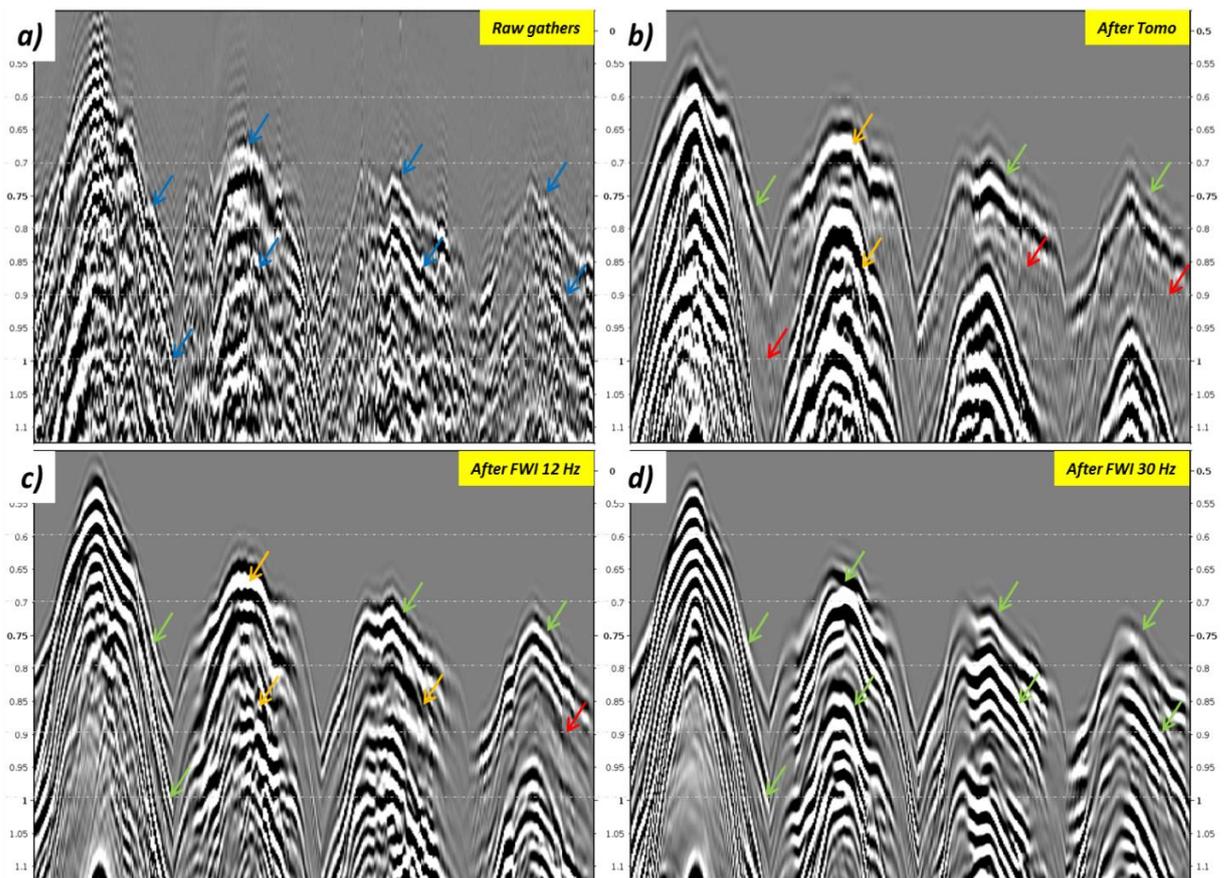


Рисунок 2-11 - Повышение сходимости между реальными (а) и рассчитанными через полноволновое моделирование (b-d) сейсмограммами ОПВ по мере увеличения детальности и точности модели ВЧР

Расчет FWI начинался с 6 Гц. После стабилизации начального решения на низких частотах, начиная примерно с 9 Гц, модель начала постепенно детализироваться. На уровне сейсмограмм это выражалось не только в минимизации расхождения времен прихода модельных и реальных данных, но и в большем соответствии их динамических характеристик. Практически не было проблем с *cycle-skipping*, в редких случаях, когда возникало подозрение о его наличии, модель в данной точке детально анализировалась и, в случае необходимости, корректировалась. В общей сложности было выполнено 80 итераций уточнения в диапазоне от 6 до 30 Гц.

Полученные модели ВЧР после томографии по преломленным волнам и после FWI хорошо коррелируются с геологической картой выхода пород на поверхность и представлениями о глубинном строении разреза – на горизонтальных срезах отчетливо прослеживаются негские складки (Рисунок 2-12). Однако, проверка моделей в точках скважин, где возможны прямые сопоставления с реально замеренными скоростными характеристиками среды, показывает, что скорости после томографии значительно расходились с акустическим каротажем, при чем это касается как общего тренда, так и точек излома (Рисунок 2-13). После FWI, наоборот, наблюдается хорошее схождение восстановленных и измеренных скоростей.

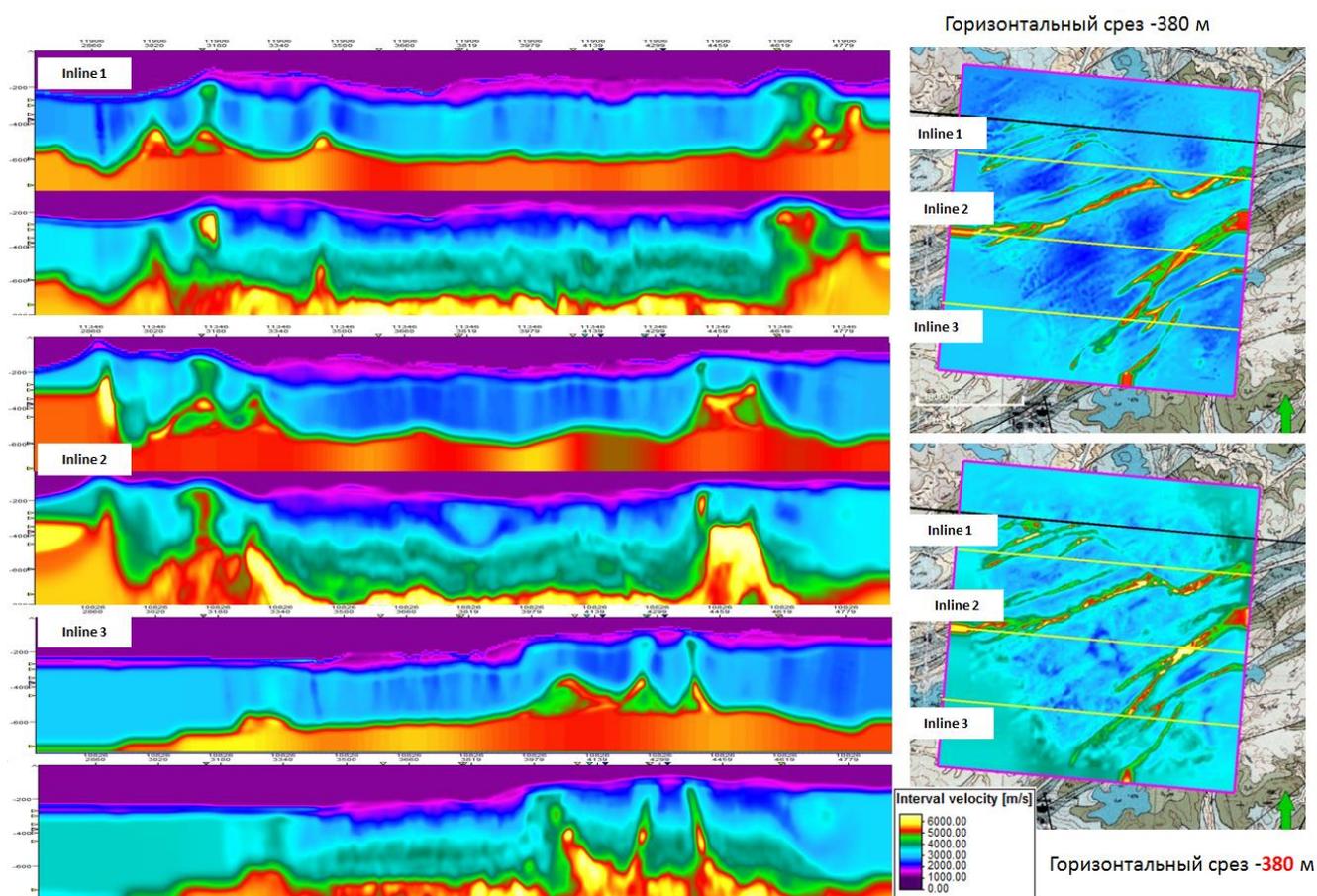


Рисунок 2-12 - Сопоставление моделей после томографии и FWI с геологической картой выхода пород на поверхность

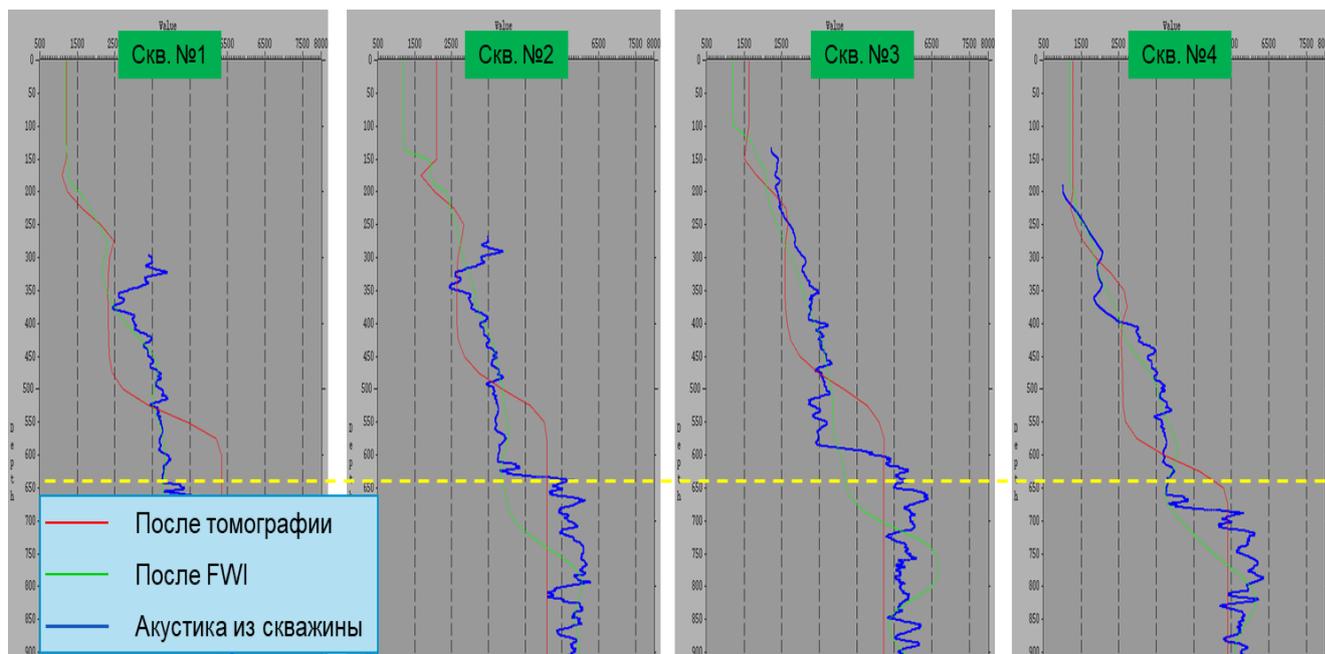


Рисунок 2-13 - Сопоставление скоростей после томографии по преломленным волнам и FWI с акустическим каротажем в точках скважин

Модель ВЧР после FWI обладает существенно большей детальностью (Рисунок 2-14). Минимальный размер отдельных элементов, которые удалось восстановить, достигает 250-300 м по латерали. Глубинность построенной модели – порядка 700 метров ниже рельефа, что примерно соответствует кровле высокоскоростной литвинцевской свиты, которая является сильным рефрактором. При этом, *diving-waves* от ниже лежащих границ образуются, но могут быть зарегистрированы только на удалениях, превышающих длину активной расстановки. Тем не менее, повышение детальности модели наблюдается и на больших глубинах – до 1000м – эффект, аналогичный тому, что наблюдался на синтетических 2Д данных.

Учитывая высокую конечную частоту 30 Гц, нужно отдельно сказать о временных затратах, потребовавшихся для расчета. Как известно, время счета для FWI растет нелинейно с ростом частоты итерирования, поэтому геолого-геофизическую эффективность необходимо сопоставлять с экономической. В данном случае время счета итерации на 6 Гц составляло около 2 часов (расчет проводился на 2-х GPU) и выросло до 40 часов на частоте 30 Гц. После каждой итерации наблюдалось повышение детальности модели, и только после 26 Гц изменения до/после обновления стали уменьшаться, что показывало исчерпание возможностей алгоритма в заданных условиях. Общее время, затраченное на построение модели по 3Д данным, составило около 2 месяцев, что является стандартным для Восточно-Сибирского региона и доказывает конкурентоспособность FWI не только в плане детальности, но также и в рамках соблюдения временных ограничений, существующих в рамках реальных проектов.

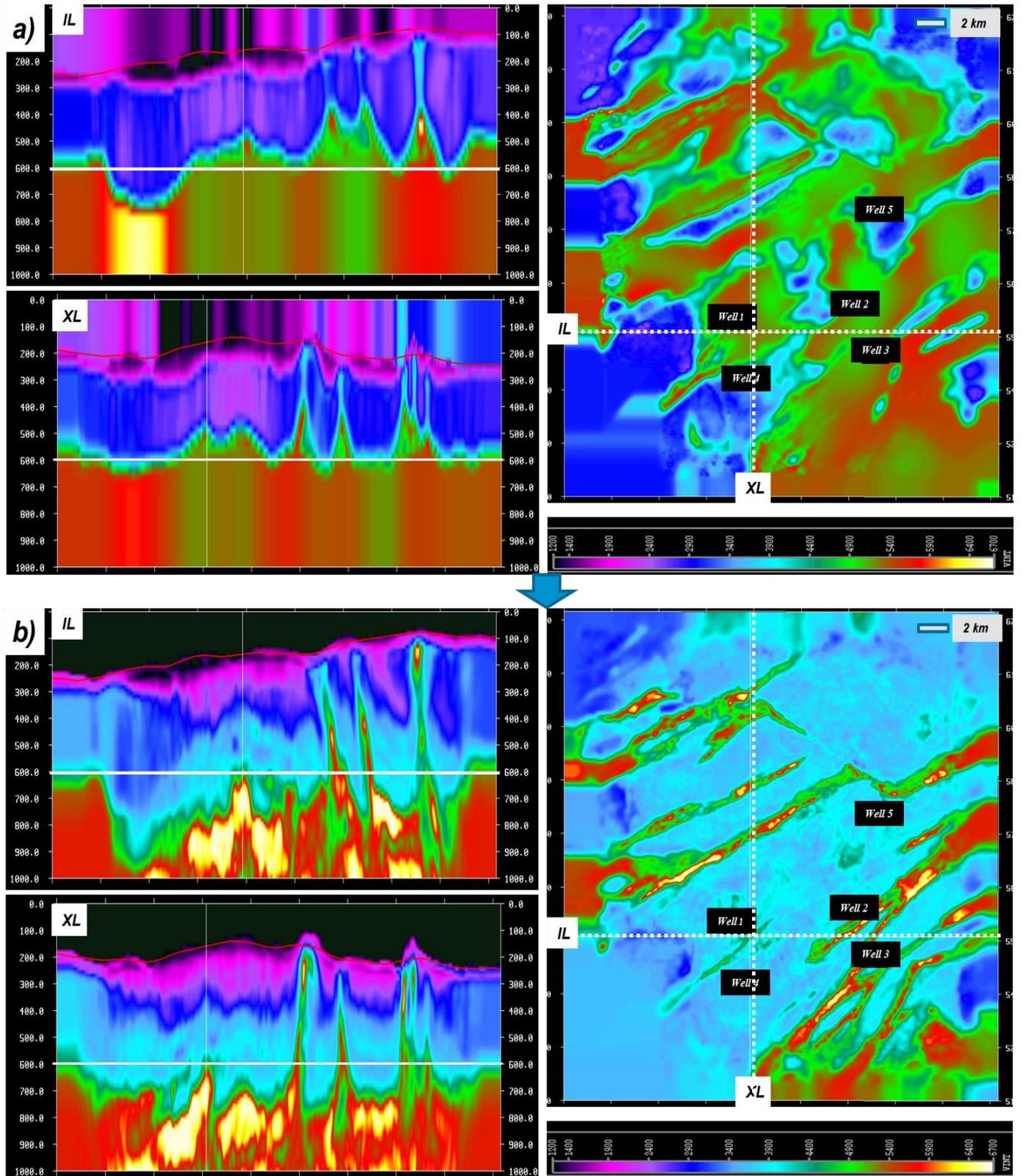


Рисунок 2-14 - Увеличение детальности модели ВЧР после расчета FWI (b) по сравнению с моделью после томографии по преломленным волнам (a). Слева – вертикальные глубинные срезы, справа – горизонтальные глубинные срезы

ГЛАВА 3. ШИРОКОПОЛОСНАЯ ОБРАБОТКА С СОХРАНЕНИЕМ ЭНЕРГИИ НИЗКИХ ЧАСТОТ

3.1.1 Развитие парадигмы широкополосной записи и ее значимость при работе с данными из Восточной Сибири

Расширение спектра сейсмической записи всегда являлось одним из наиболее интересных вопросов для геофизиков-обработчиков. Это связано с тем, что вместе с ростом количества частотных октав в сигнальной части записи растет и ее информативность, причем характер полезной информации в разных октавах может отличаться.

До недавнего времени значительное преимущество при анализе амплитудно-частотных характеристик записи отдавалось высоким частотам, что напрямую связано с желанием повысить вертикальную разрешенность сейсмического разреза и прослеживаемость отдельных локальных элементов. Однако, не всегда это дает положительный эффект, и чрезмерное расширение спектра в область высоких частот, наоборот, может выступать фактором, значительно ухудшающим итоговый результат, особенно в условиях Восточной Сибири (Рисунок 1-10).

В последнее десятилетие все большую популярность начали набирать идеи по расширению спектра в область не высоких, а низких частот [64, 70]. С одной стороны, это было связано с относительной новизной этого направления исследований и попытками извлечь больше информации из уже имеющихся данных. С другой стороны, скачкообразно выросли вычислительные и технические возможности, что позволило снять часть аппаратных ограничений при проведении сейсморазведочных работ. Со временем такие идеи нашли свое подтверждение как с теоретической, так и с практической точек зрения [19].

На практике эффективность работы с низкими частотами обычно сводится к решению следующих вопросов – Таблица 3-1.

Таблица 3-1 – Вопросы, определяющие возможность эффективного использования низких частот

№	Вопрос
1	Можем ли мы извлечь низкие частоты из сейсмических данных и, если да, то как?
2	Насколько полезной окажется извлеченная информация?

В большинстве случаев извлеченная из низких частот информация действительно может быть очень важной. Это касается не только геофизики, но и более общих прикладных сфер деятельности человека. Например, чем меньше шаг дискретизации звука, тем более качественной является оцифрованная запись. Или тот факт, что глубина фотографического изображения зависит не только от специальных приемов фотографа, но и от того, насколько широкий частотный диапазон есть у камеры. При этом детальность дают как высокие, так и низкие частоты, а последние еще отвечают и за ту самую глубину, которая погружает зрителя в фотографию (Рисунок 3-1).

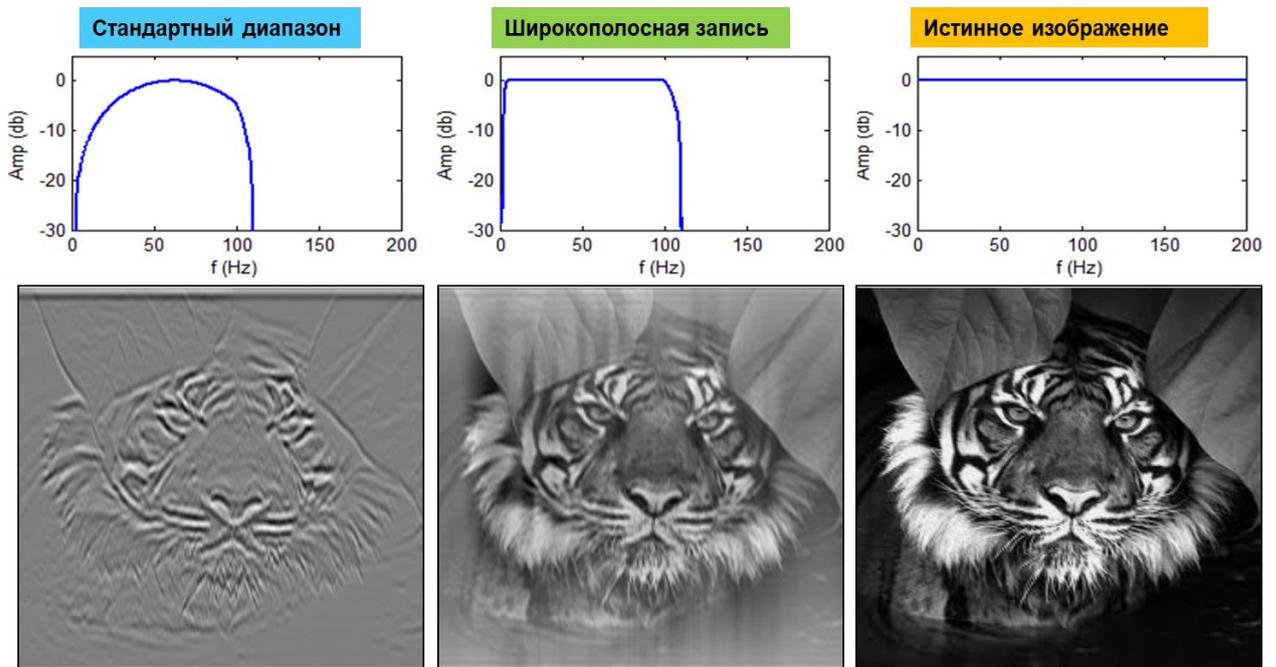


Рисунок 3-1 - Эффект улучшения фотографического изображения за счет расширения спектра

С точки зрения сейсморазведки ответ на этот вопрос также практически всегда является положительным [62]. Здесь наибольшее значение играет возможность извлечения НЧ непосредственно из финальных сейсмических наборов, что может в значительной мере способствовать более эффективной интерпретации, как на уровне структурных построений, так и на этапе инверсионных преобразований и AVO-анализа. Наличие низкочастотного сигнала позволяет повысить надежность корреляции горизонтов, точность и достоверность начальной НЧ модели для инверсии, стабильность извлекаемого импульса и, за счет уменьшения боковых лепестков, разрешающую способность записи (Рисунок 3-2) [74]. На Рисунок 3-3 показано, насколько сильно могут улучшаться результаты инверсии при добавлении информации о низких частотах: заметно повышается не только общая детальность полученной модели, но и оконтуривается водонефтяной контакт.

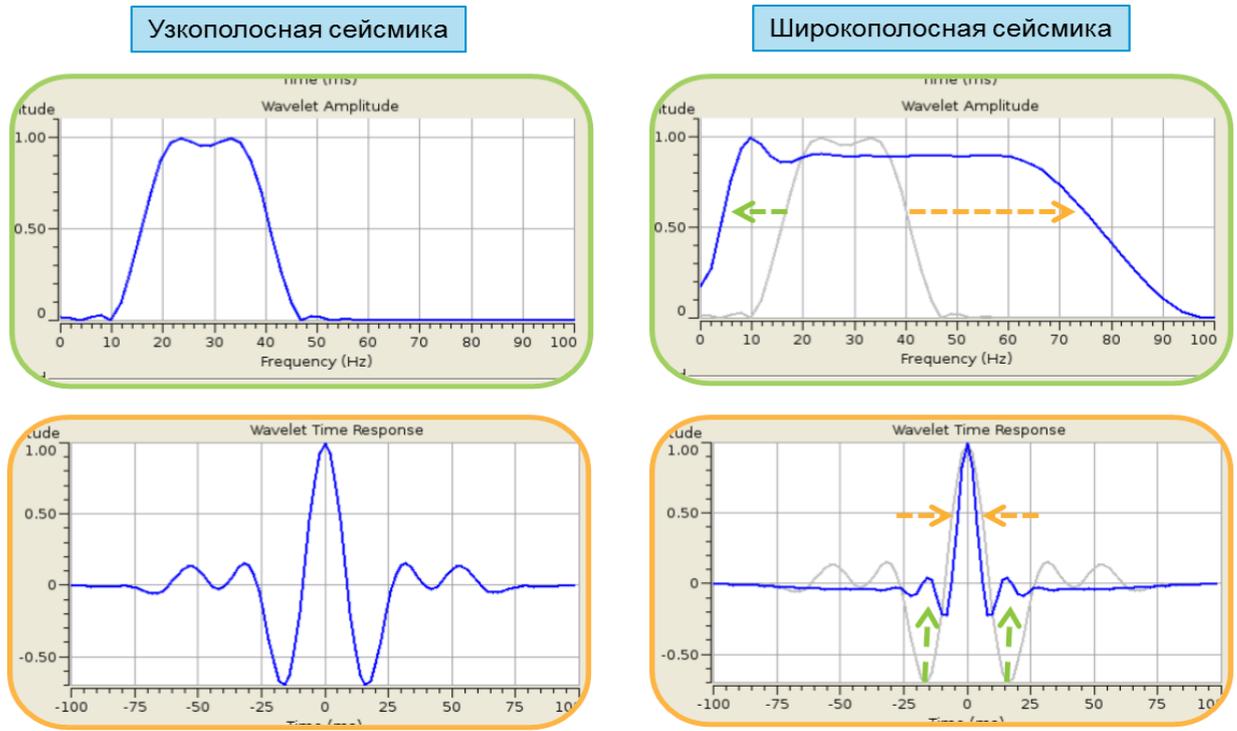


Рисунок 3-2 - Влияние ширины спектра сейсмических данных на форму импульса

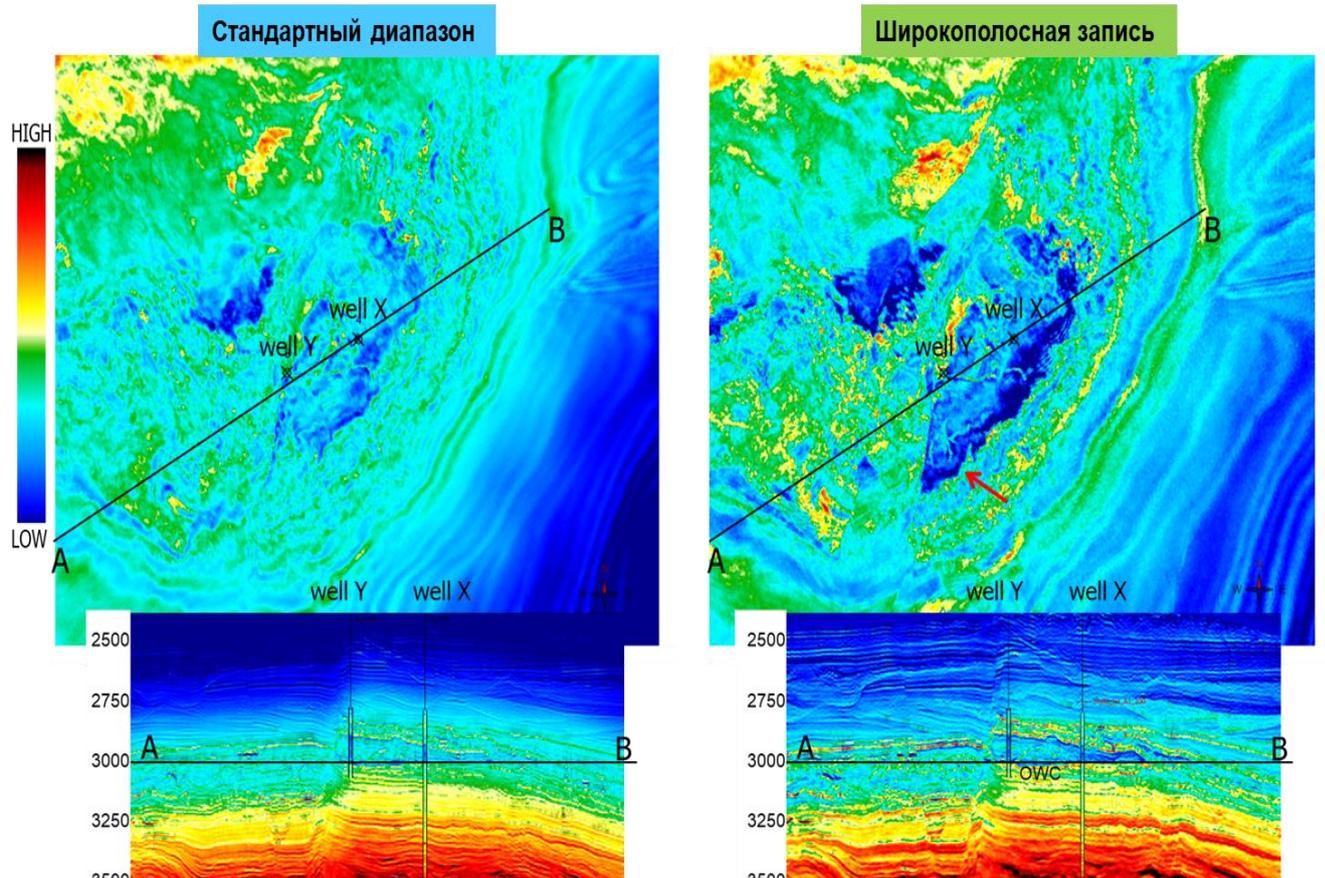


Рисунок 3-3 - Эффект улучшения результатов акустической инверсии за счет расширения спектра сейсмических данных [62]

Ответить на вопрос «возможно ли извлечь низкие частоты из данных, и как это сделать» гораздо тяжелее. Здесь большую роль играют и условия регистрации данных, и аппаратура, и методы извлечения. С учетом роста популярности низких частот, на сегодня можно выделить 2 направления, направленных на увеличение их доли в финальных сейсмических данных – Таблица 3-2.

Таблица 3-2 – Способы повышения уровня низких частот

№	Способ повышения низких частот
1	Изменения на этапе проведения полевых работ (более плотная геометрия съемки, использование акселерометров, низкочастотных вибраторов, свипов и т.д.)
2	Применение специальных процедур в процессе обработки данных

Как и в случае с полноволновой инверсией, изменения в технологиях полевых сейсмических измерений, направленных на получение низкочастотной составляющей, сначала коснулись морских съемок. Отсутствие проблем с рельефом и поверхностными условиями, а также возможность регистрации данных на морском дне способствовали развитию регистрирующего оборудования, которое не нуждалось в группировании. Возбуждение сигнала с помощью воздушных пушек также позволяло в значительной степени регулировать форму генерирующего импульса.

Менялись и способы проведения полевых работ, нацеленных на получение НЧ сигнала. Развитие технологий *broadseis*, *broadband*, *topseis* и аналогичных значительно уменьшило потери низкой частоты в процессе проведения полевых работ [76]. При этом, они дали и новые возможности в рамках последующих камеральных работ.

На суше изменения в полевых работах связаны с использованием специальных виброисточников, свипов и регистрирующего оборудования, что позволяет дополнительно расширить спектр [43, 83]. Например, при возбуждении сигнала с помощью специального НЧ свипа и его регистрации одиночными акселерометрами удастся расширить спектр на 2 октавы влево по сравнению со стандартным подходом с обычным свипом и группой геофонов (Рисунок 3-4).

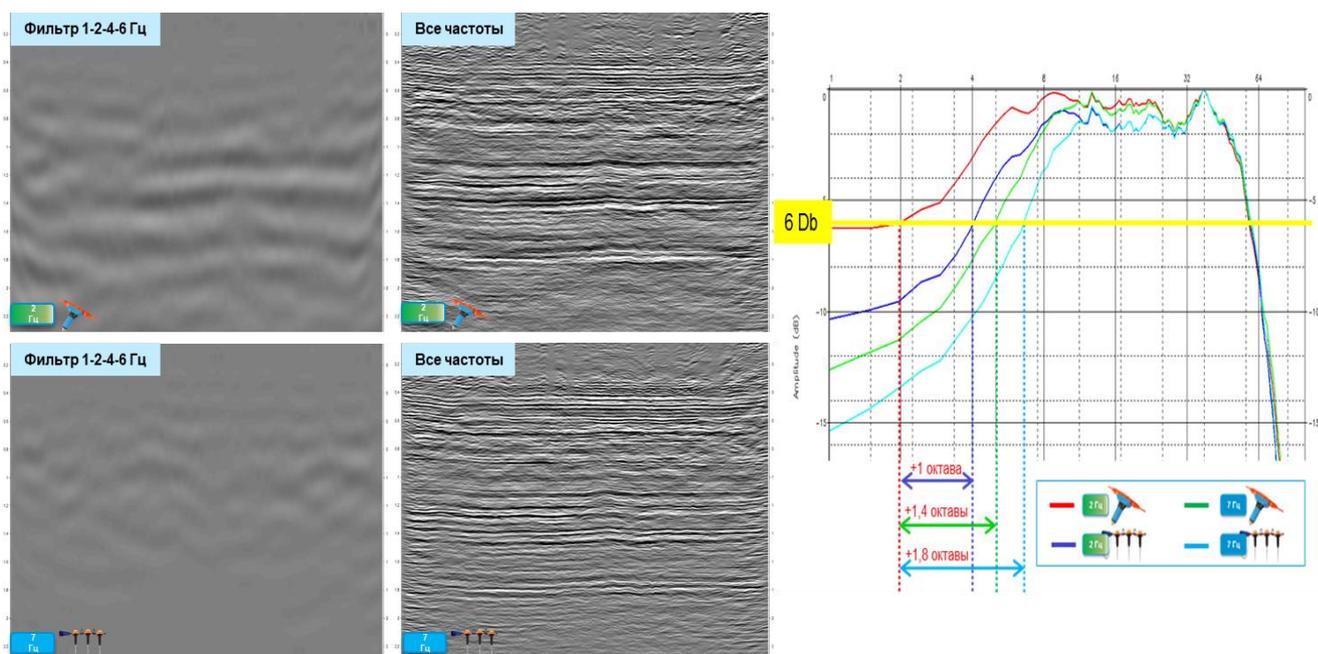


Рисунок 3-4 - Возможности расширения спектра записи за счет изменений в технологиях выполнения полевых работах [83]

Для обработки широкополосных морских данных были разработаны специальные алгоритмы, например, такие как дегостинг, позволяющие получать итоговое изображение высокого качества (Рисунок 3-5).

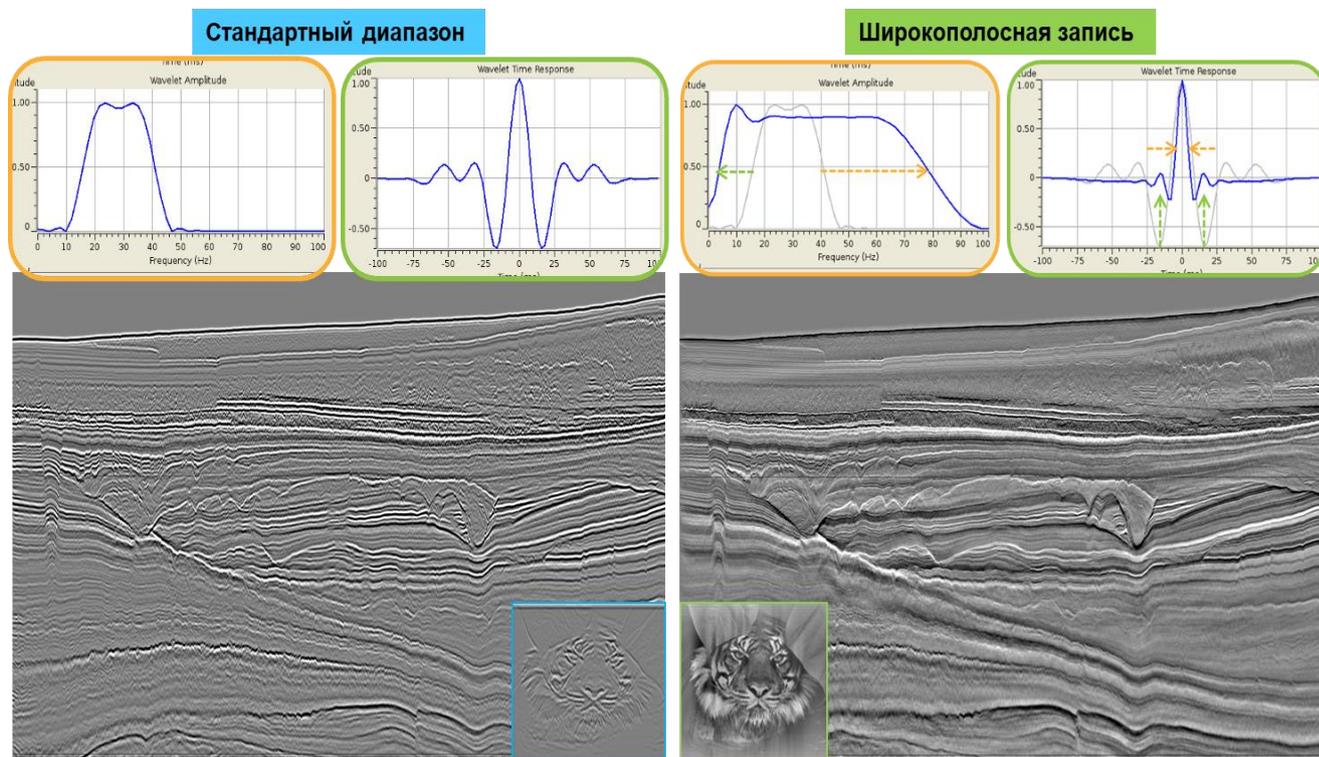


Рисунок 3-5 - Эффект улучшения сейсмического изображения за счет расширения спектра записи

Несмотря на изменения, постепенно происходящие в технологиях проведения наземных полевых работ, направленных на получение НЧ сигнала, достичь качественного широкополосного изображения здесь намного сложнее, чем на морских данных. Это связано как с более сложными поверхностными условиями, так и с меньшим количеством специальных процедур обработки, разработанных именно для работы с низкими частотами [22].

В условиях Восточно-Сибирского разреза, где аномалии верхней части разреза зачастую приводят к существенному поглощению и рассеиванию сигнала, использование методики широкополосной обработки может значительно повысить качество финального изображения и общую эффективность сейсморазведочных работ. При этом, ключевым моментом при разработке такой методики является учет затухания низкочастотной составляющей сигнала на различных этапах шумоподавления. Это означает, что речь идет именно о сохранении информации во всех частотных диапазонах, в том числе низкочастотном, а не об искусственном расширении спектра записи. Особое внимание в разработанной методике также уделяется контролю за АЧХ сигнала и процедурам амплитудной коррекции.

3.1.2 Частотно-зависимые процедуры шумоподавления

Геофизика, как и большинство других наук, движется по пути все большего усложнения теоретических и практических аспектов своей деятельности, что связано со стремлением максимально детализировать объект исследования и найти наиболее точное решение рассматриваемой проблемы. В процессе такого развития некоторые из ограничений, на которые раньше можно было не обращать особого внимания, начинают оказывать критическое влияние на результат. Так, например, понимание того, что среда распространения сейсмических волн является неоднородной, было всегда, но лишь в последнее десятилетие учет и анализ анизотропии стали широко распространены на практике, что явилось ответом на запрос индустрии.

Те же причины постепенно привели к необходимости применения частотно-зависимых процедур в процессе обработки данных. Еще в 1955 году Постма показал, что распространение волнового поля имеет частотно-зависимый характер, что связано с различной разрешающей способностью на разных длинах волн [68]. Сегодня ширина спектра сейсмических данных может достигать 6-7 октав, а волновая картина на разных частотах – сильно отличаться (Рисунок 3-6). Это означает, что получение качественного широкополосного изображения возможно только при использовании частотно-зависимых подходов для подавления помех разного типа [91].

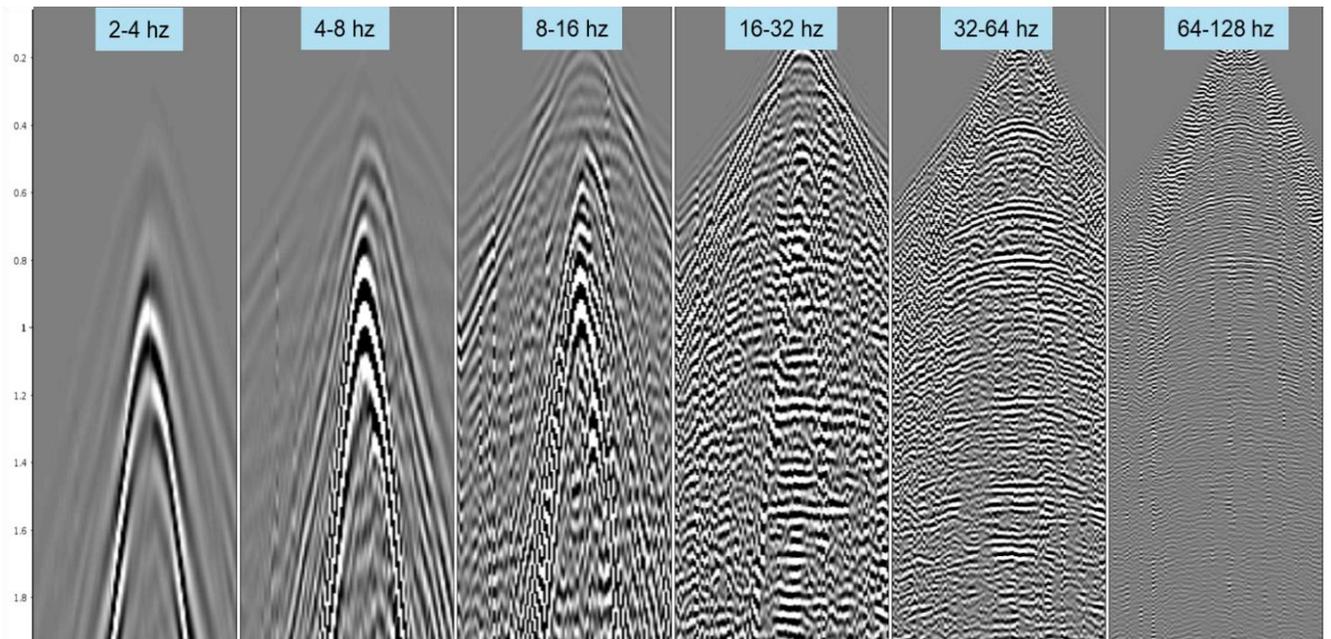


Рисунок 3-6 - Пример сейсмограммы ОПВ, разложенной на частотные октавы. Различия волновой картины в разных частотных диапазонах приводят к необходимости использования частотно-зависимых процедур шумоподавления

Задача сохранения сигнала во всех частотных диапазонах требует, как использования специальных процедур обработки, так и очень аккуратного контроля результатов их применения. В работе основной акцент сделан на особенностях обработки данных на низких частотах, так как именно это направление рассматривалось как перспективное для повышения качества изображения.

В разработанной методике широкополосной обработки особое внимание уделяется корректному подавлению шумов на этапе до деконволюции. С одной стороны, это важно для повышения эффективности самой деконволюции, с другой – нужно тщательно следить за сохранением НЧ сигнала, который сильно интерферирует с помехой и даже при умеренно агрессивных параметрах шумоподавления может быть удален (Рисунок 3-7).

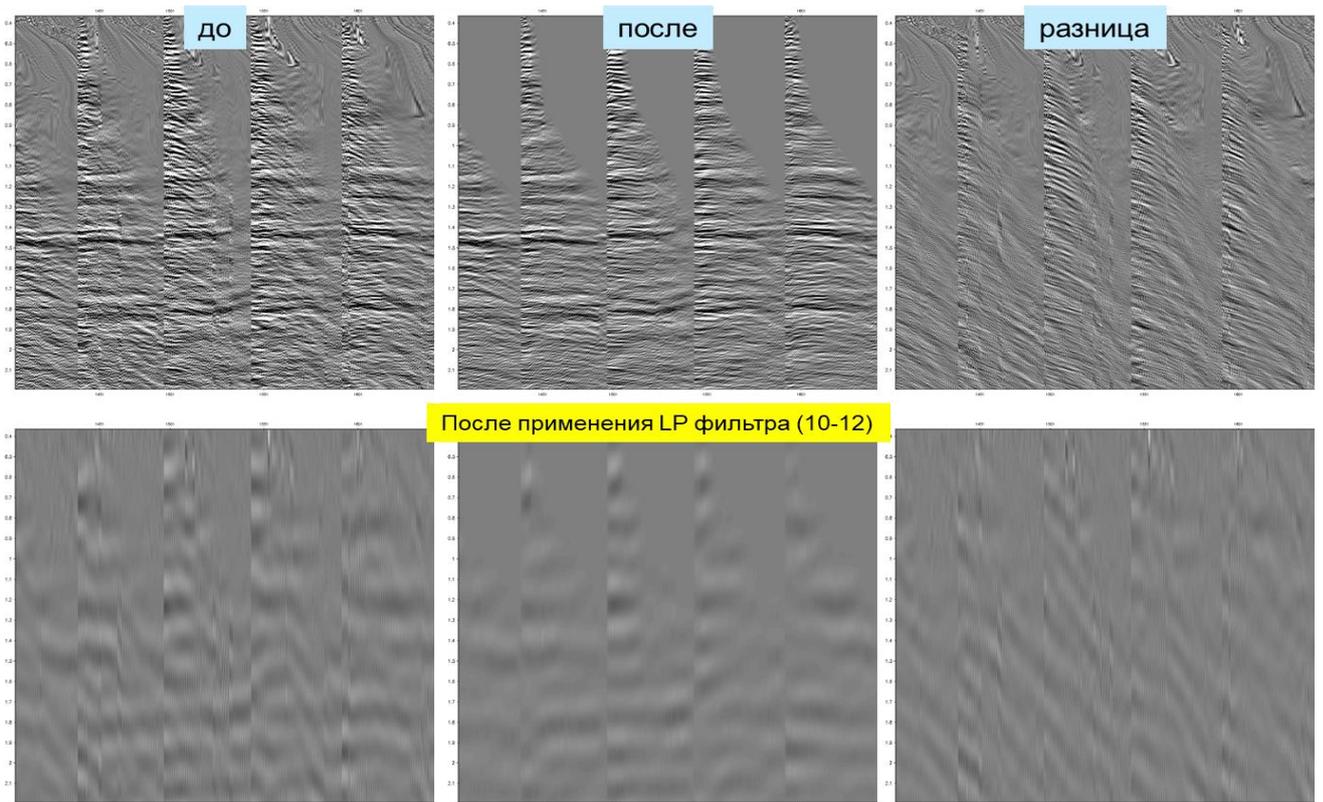


Рисунок 3-7 - Пример потери части сигнала при выполнении шумоподавления на сейсмограммах ОСТ. На разнице видно, что в НЧ диапазоне наблюдается ослабление энергии сигнальной части, хотя в полном диапазоне частот этого незаметно

На представленном на Рисунок 3-8 примере показано, как могут выглядеть амплитудно-частотные характеристики данных до и после деконволюции. В первую очередь, стоит обратить внимание на то, что АЧХ исходных данных, рассчитанных по сейсмограммам и суммарному разрезу (синие спектры) похожи, при чем на них хорошо прослеживается влияние низкочастотного шума. После подавления помех до деконволюции аномальный НЧ пик на зеленом и красном спектрах пропадает. Однако сами спектры, рассчитанные по сейсмограммам, начинают сильно отличаться от спектров по разрезам, что говорит о высоком уровне не подавленных помех. Это означает, что они будут оказывать большое влияние на процесс расчета оператора деконволюции, и в конечном итоге сам результат деконволюции будет неудовлетворительным. Более того, при таком подходе может наблюдаться эффект частичного подавления низкочастотных помех в процессе деконволюции, что было бы плюсом в случае уверенного разделения НЧ сигнала и помехи. А так как они в высокой степени интерферируют, то это будет означать и частичное подавление сигнала, который и так слабый. Именно по этой причине для сохранения сигнала на низких частотных диапазонах шумоподавлению до деконволюции отводится одно из основных мест в предлагаемой методике широкополосной обработки.

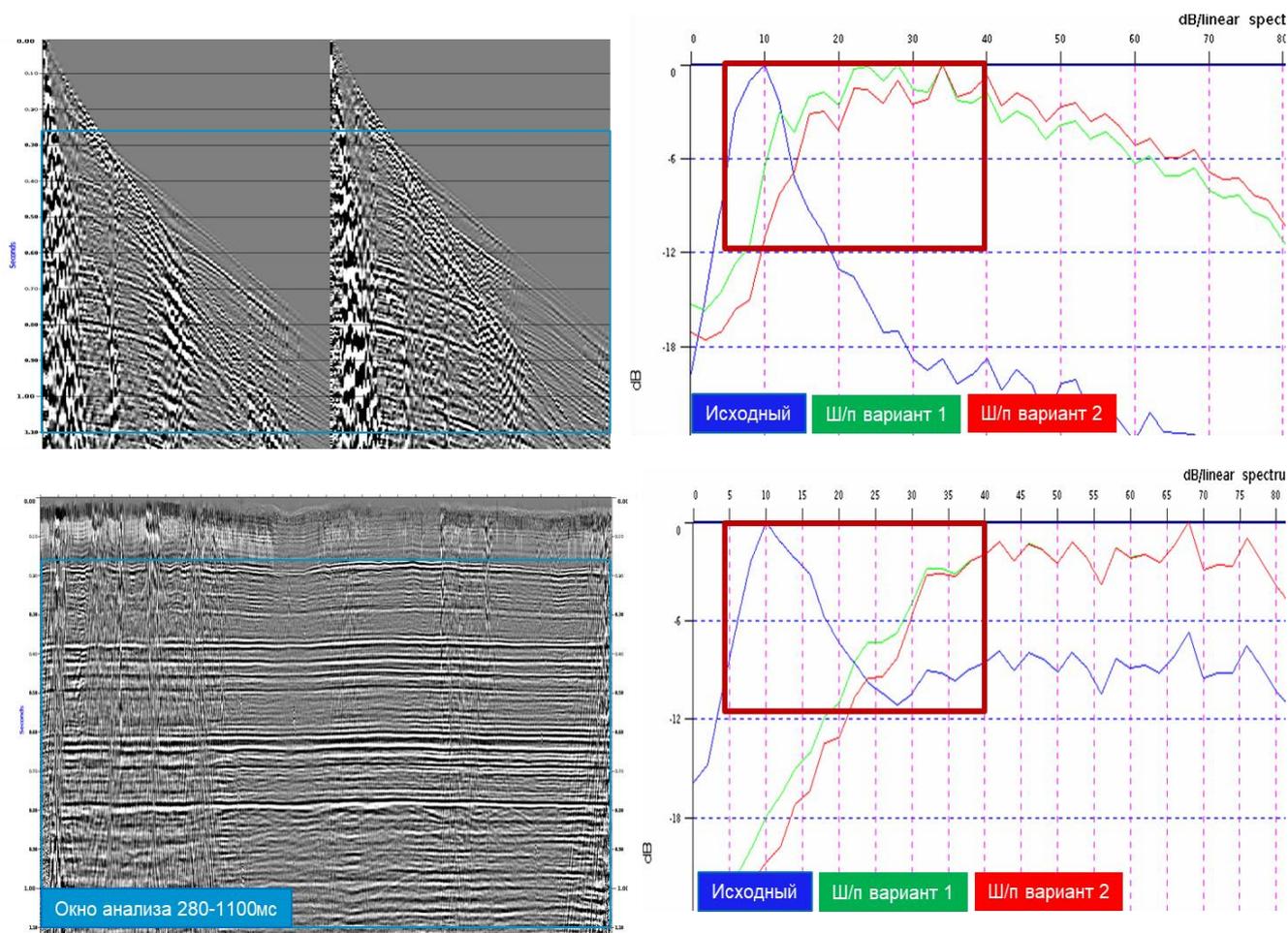


Рисунок 3-8 - Анализ результатов шумоподавления и изменения АЧХ данных до деконволюции: сверху – сейсмограммы ОСТ, внизу – суммарный разрез

Характер шумов на исходных данных может быть различен и связан как с поверхностными условиями возбуждения-регистрации сигнала, так и с особенностями геологии, в том числе аномалиями ВЧР. Но можно уверенно говорить, что одними из наиболее интенсивных помех на наземных данных являются поверхностные волны. Зачастую они могут находиться в алейсинге, иметь несколько мод и полностью скрывать основные отражения в пределах конуса дисперсии. Из-за этого применение стандартных линейных 2Д/3Д фильтров часто оказывается неэффективным и недостаточным.

В рамках разработанной методики предлагается вариант подавления поверхностных волн через алгоритмы моделирования и адаптивного вычитания (Рисунок 3-9). Можно отметить, что большая часть помех вычитается, и отношение сигнал шум увеличивается, что дает возможность лучше контролировать сохранение полезного сигнала в процессе дальнейшей обработки.

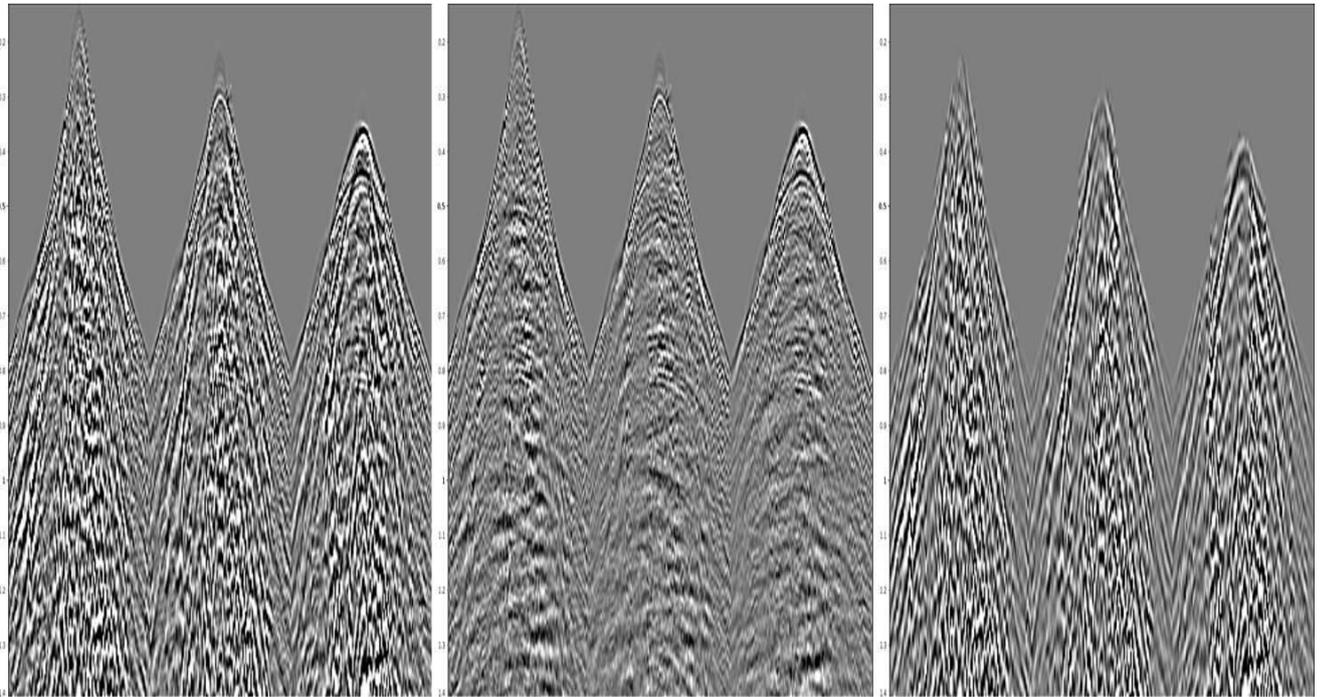


Рисунок 3-9 - Моделирование и вычитание поверхностных волн. Слева-направо: сейсмограммы до подавления, после подавления и смоделированные поверхностные волны

Конечно, важным этапом является и сама деконволюция. От того какие окна будут выбраны для оценки оператора, и какой режим расчета будет использован, зависит какую область записи мы считаем приоритетной, и каким образом сигнал здесь будет сжиматься. При больших длинах полезной записи популярным является подход с расчетом оператора деконволюции в нескольких окнах, однако в Восточной Сибири его целесообразность не является очевидной, так как целевые интервалы находятся в пределах 1 секунды, что вмещает максимум 2-3 длины волны на низких частотах [24]. Выбор небольших вертикальных окон для расчета не позволит корректно оценить исходный импульс, что приведет к ошибкам в расчетах обратного фильтра и искажению характеристик записи. Поэтому, выбор оптимальных параметров деконволюции возможен только вместе с тщательным контролем получаемых результатов в разных частотных диапазонах, с обязательным извлечением импульса и анализом АЧХ (Рисунок 3-10). При этом, нужно еще раз отметить, что не рекомендуется использовать слишком агрессивные параметры ради максимального расширения спектра в сторону ВЧ, так как низкочастотная составляющая также играет важную роль в формировании итогового изображения.

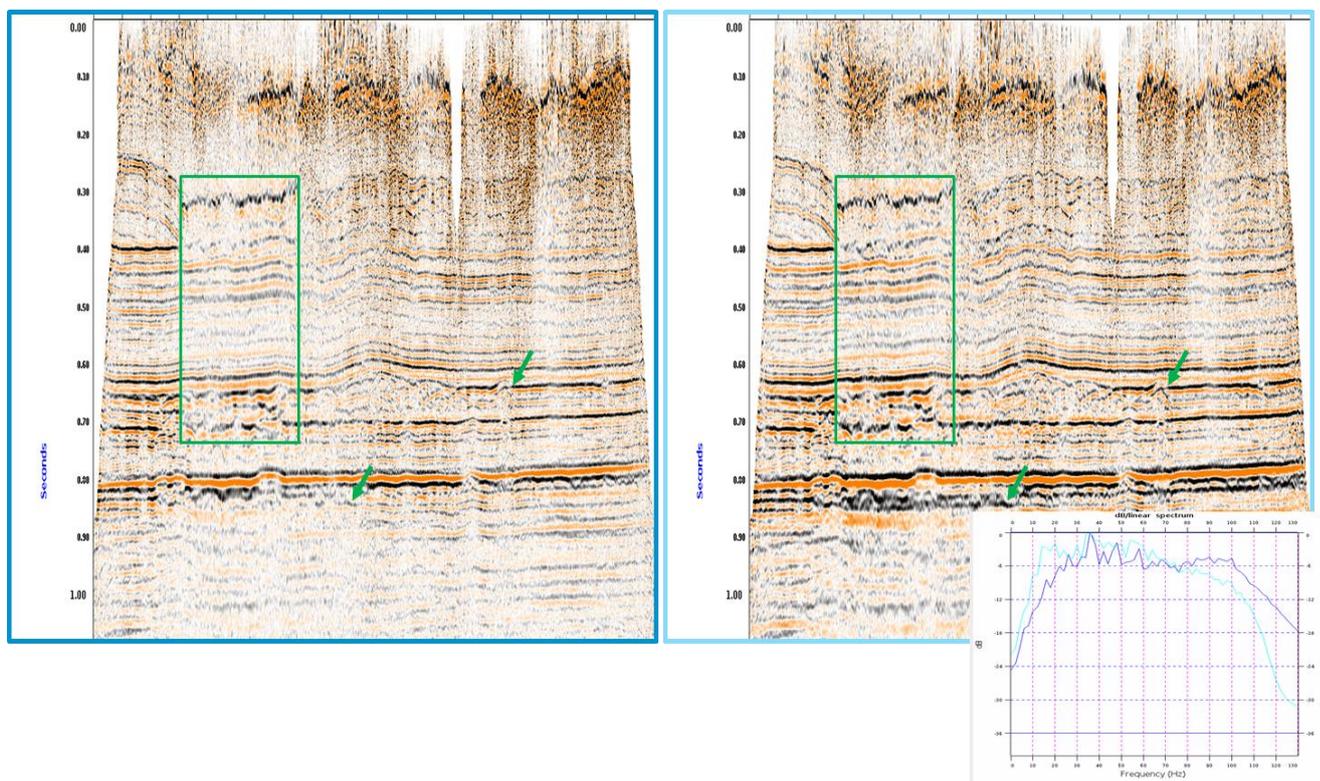


Рисунок 3-10 - Влияние параметров деконволюции на сейсмическое изображение: менее агрессивные параметры и тщательный выбор окна расчета оператора помогает сохранить НЧ сигнал и улучшить изображение на разрезе справа

Шумоподавление после деконволюции является более простым этапом, так как соотношение сигнал/шум на нем уже значительно выше. Тем не менее использование здесь частотно-зависимых подходов также может быть очень полезным, в том числе при подавлении кратных волн.

На Рисунок 3-11 показан результат применения разработанной методики, на котором наглядно виден эффект сохранения сигнала во всех частотных диапазонах и, в частности, на низких частотах – красные и синие спектры в левой части графиков похожи. Важно и то, что амплитудно-частотные характеристики, снятые по сейсмограммам ОПВ и суммарным разрезам до регуляризации одинаково широкие, что говорит о высокой когерентности полезных отражений и хорошем подавлении помех.

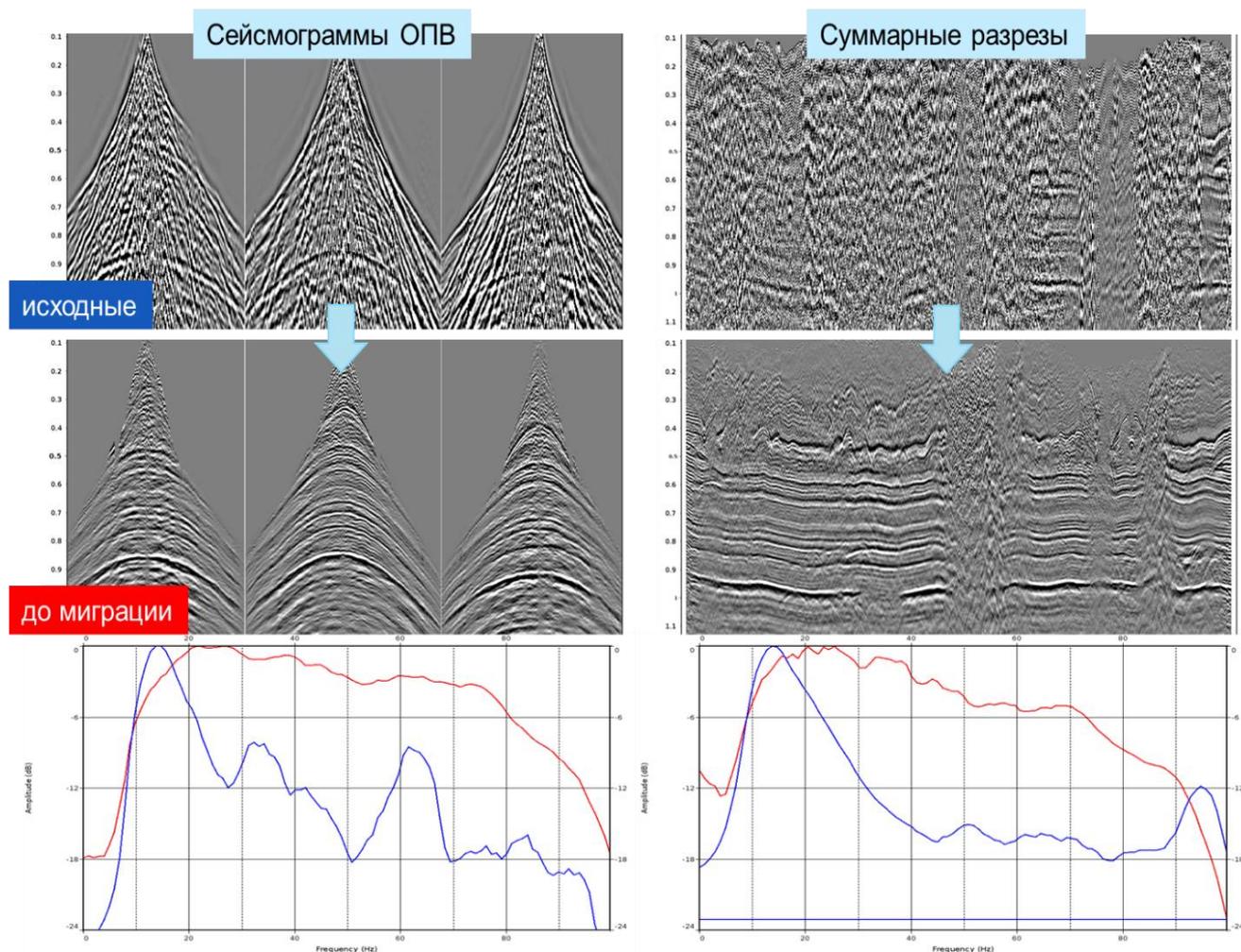


Рисунок 3-11 - Пример успешного построения широкополосного изображения в результате применения частотно-зависимых процедур шумоподавления

Важным качеством именно низких частот является то, что после миграционных преобразований они зачастую играют ключевую роль в формировании изображения от круто наклоненных границ и разломных нарушений (Рисунок 3-12). Это заметно облегчает корреляцию таких объектов и повышает понимание геологических особенностей формирования разреза. В качестве еще одного плюса НЧ можно отметить их более высокую устойчивость к поглощению по сравнению с высокими частотами. За счет этого они иногда являются единственным источником информации о строении разреза в зонах отсутствия корреляции, связанных с аномалиями в ВЧР. Таким образом, применение разработанной методики широкополосной обработки с сохранением энергии во всех частотных диапазонах может способствовать значительному улучшению финального изображения и открытию новых потенциально интересных поисковых объектов.

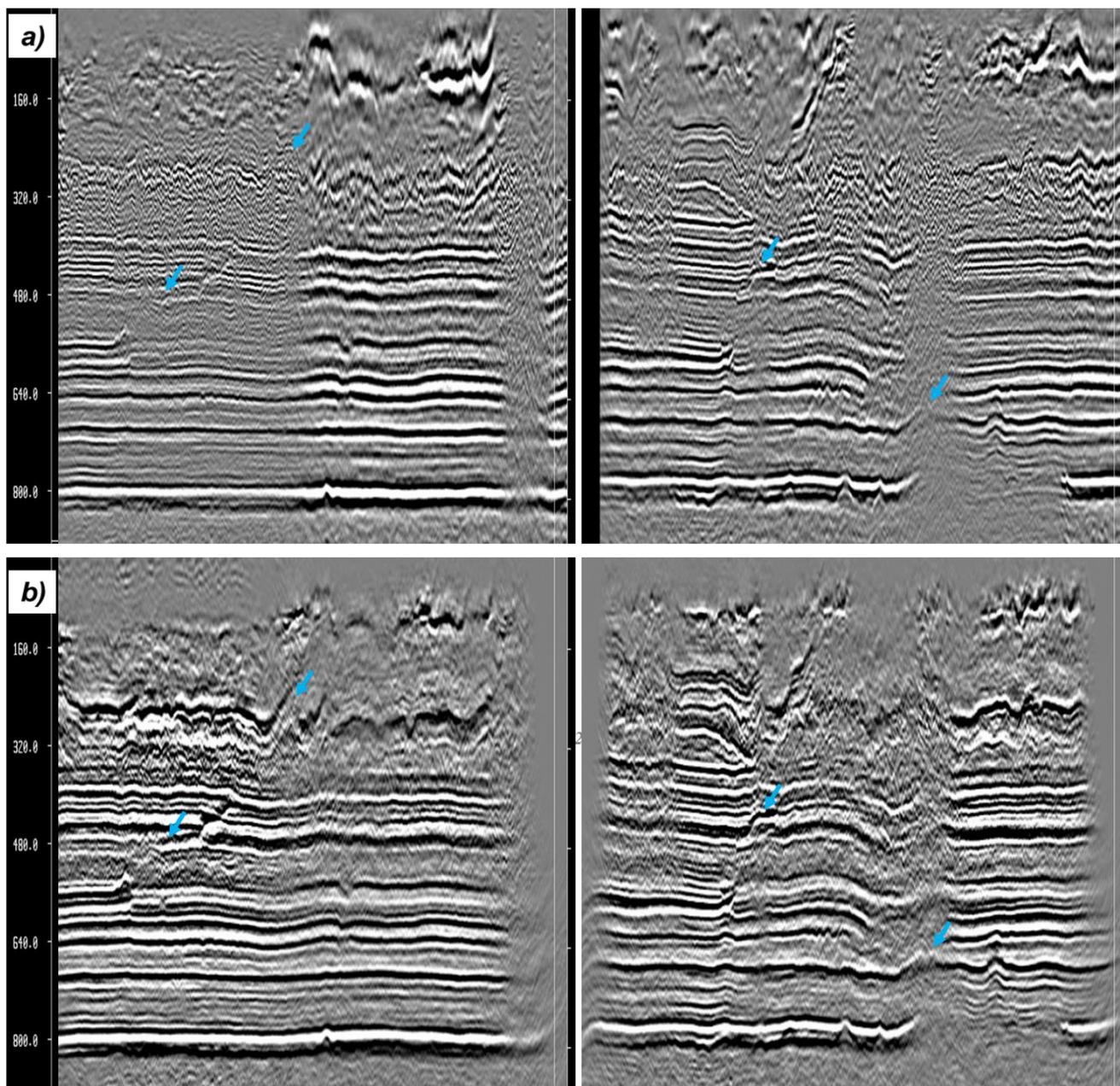


Рисунок 3-12 - Пример лучшего восстановления наклонных отражений и изображения в малоинформативных зонах за счет применения частотно-зависимых процедур шумоподавления: сравнение результатов стандартной (a) и широкополосной обработки (b)

3.1.3 Частотно-зависимые процедуры амплитудной коррекции

Коррекция амплитуд в поверхностно-согласованном (ПС) режиме выполняется для устранения искажающего влияния приповерхностных условий на динамические характеристики записи. В большинстве случаев в графе обработки присутствует несколько итераций коррекции, которые в идеальном случае должны скомпенсировать все амплитудные аномалии, связанные с верхней частью разреза, и помочь добиться однородного распределения амплитуд по площади.

Известно, что сложное строение ВЧР приводит к формированию большего количества амплитудных аномалий (Рисунок 1-7, Рисунок 1-9). В силу различных причин, например, разного поглощения, характеристики этих аномалий могут отличаться в зависимости от частоты распространяемой волны. Теоретически, устранить частотные различия по площади должна деконволюция, но на практике этого не происходит, так как при расчете оператора неизбежно учитывается не только сигнальная часть записи, но и помехи. Из-за этого возникают ситуации, когда в одной части площади наблюдается преобладание более высоких частот, а в другой – более низких, что приводит к проблемам неоднородности АЧХ и нестабильности извлекаемого импульса.

На Рисунок 3-13 приведен пример различного поведения амплитудных аномалий на разных частотах. И на картах RMS амплитуд, и на суммарных разрезах выделяется некоторое количество зон, в которых характер аномалий в условно НЧ диапазоне и условно ВЧ прямо противоположный. В таком случае ПС коррекция амплитуд будет давать положительный эффект для одного частотного диапазона и приводить к усугублению проблемы для другого, что означает невозможность полного решения в рамках стандартного подхода с использованием только одного диапазона частот.

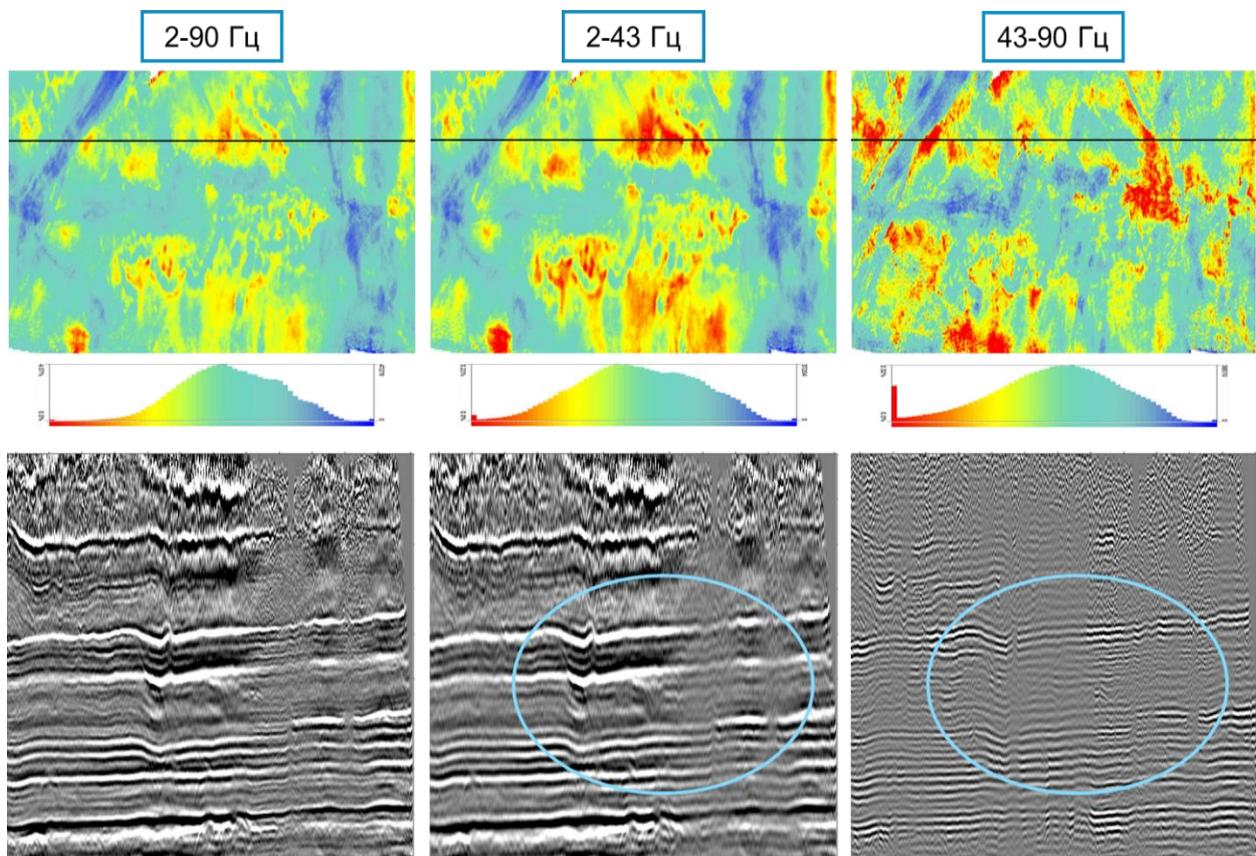


Рисунок 3-13 - Пример различного распределения амплитудных аномалий на разных частотах: характер и знак аномалий в одних и тех же местах но на разных частотах сильно отличается. Наверху – карты RMS амплитуд в широком окне, внизу – суммарные разрезы

Коррекция в двух частотных диапазонах позволяет использовать уникальные коэффициенты для каждого диапазона и компенсировать высокоамплитудную аномалию диапазона 1 и низкоамплитудную диапазона 2 в пределах одной локальной зоны. В результате достигается эффект не только выравнивания амплитуд в пределах каждого диапазона, но и унифицирования их характеристик в целом, то есть распределение амплитуд на низких частотах становится похожим на распределение амплитуд на высоких частотах (Рисунок 3-14). Стоит отметить, что при таком подходе необходимо тщательно следить за формой импульса, не допуская его искусственного искажения.

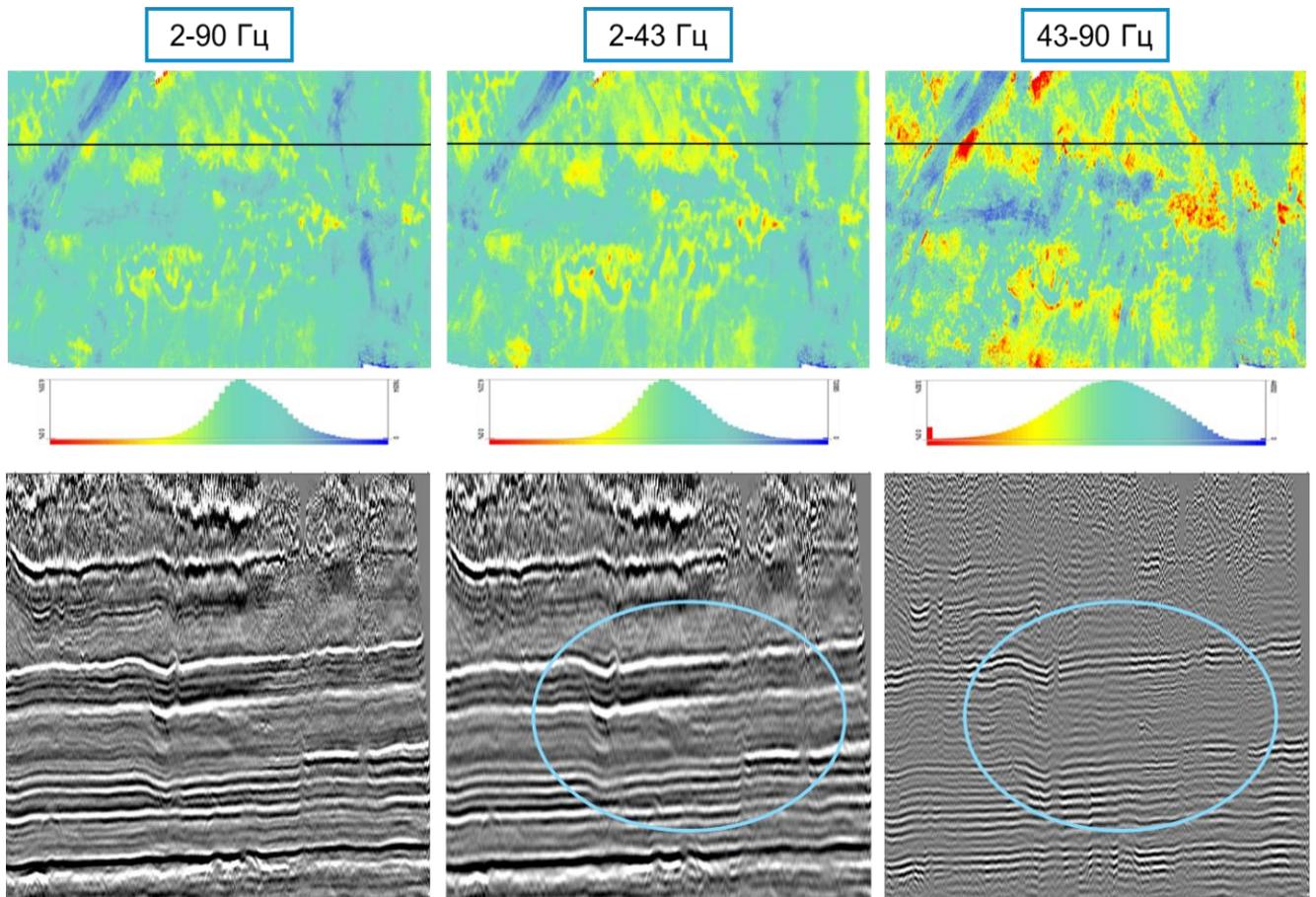


Рисунок 3-14 - Поверхностно-согласованная коррекция амплитудных аномалий в двух частотных диапазонах. Наверху – карты RMS амплитуд в широком окне, внизу – суммарные разрезы

Дополнительным инструментом коррекции остаточных амплитудных аномалий может выступать амплитудно-частотная балансировка (АЧБ) методом главных компонент по данным после миграции [73, 74]. Балансировка призвана компенсировать аномалии, которые не удастся решить в поверхностно-согласованном режиме или аномалии, проявившиеся за счет перераспределения энергии в процессе миграции.

Ключевым моментом в балансировке является то, что она позволяет компенсировать сквозные амплитудные аномалии, связанные именно с ВЧР. Форма таких аномалий на разных временах будет одинаковой, что дает возможность локализовать их и рассчитать необходимые для коррекции коэффициенты. При этом коррекция не меняет амплитуды локальных объектов, таких как потенциально интересные зоны в районе горизонта H3, а лишь очищает их от фона приповерхностных аномалий (Рисунок 3-15).

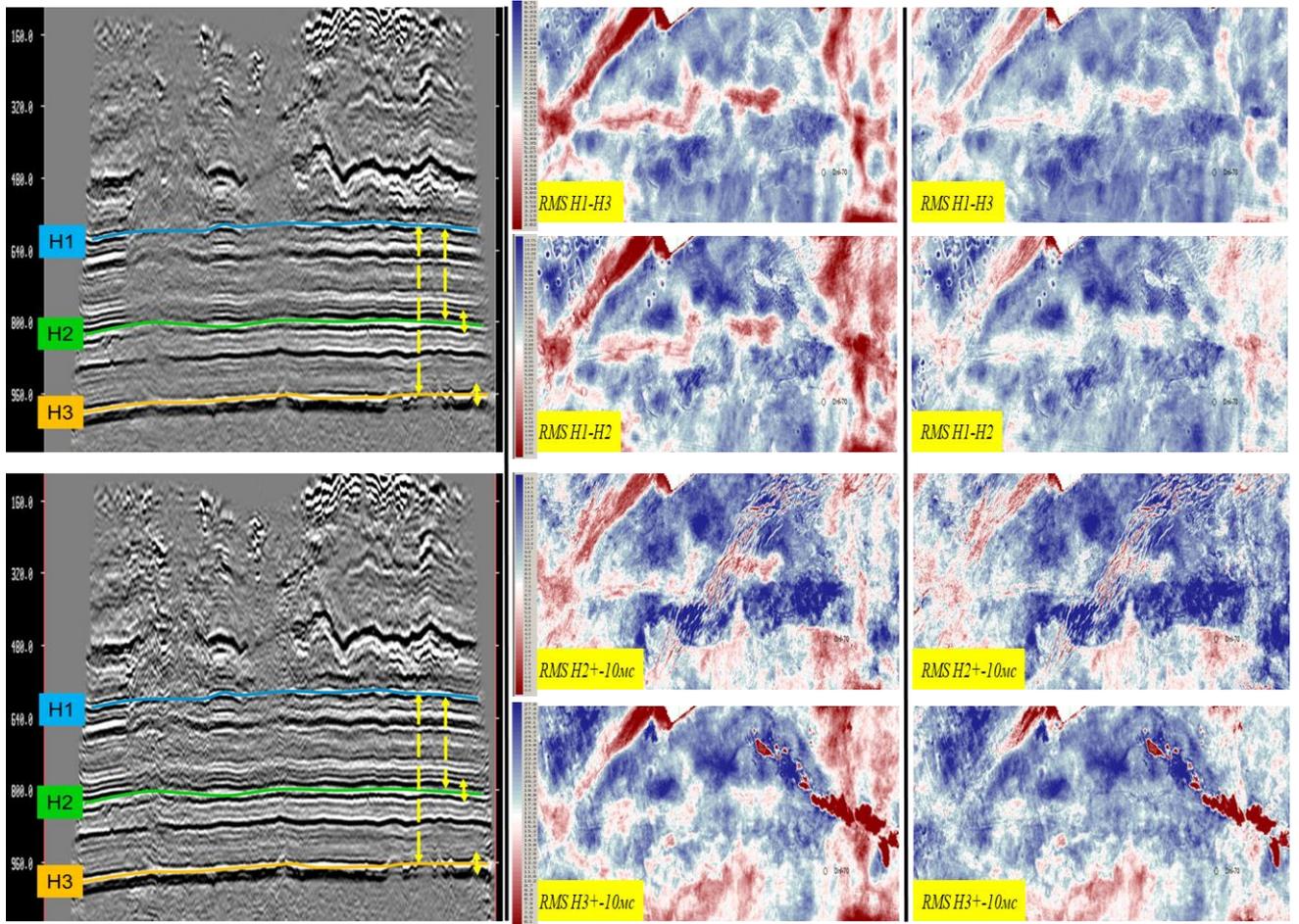


Рисунок 3-15 - Амплитудно-частотная балансировка. Слева – суммарные разрезы до (наверху) и после (внизу) балансировки, в центре – RMS карты до балансировки, справа – RMS карты после балансировки

При применении частотно-зависимой ПС коррекции амплитуд и АЧБ на финальных данных обработки наблюдается заметное улучшение динамических характеристик записи. На Рисунок 3-16 приведено сравнение разрезов после стандартной и широкополосной (с применением частотно-зависимых процедур) обработки с рассчитанными АЧХ в разных по горизонтали окнах. У широкополосного разреза амплитудно-частотные характеристики (синие) в разных окнах похожи, в то время как амплитудно-частотные характеристики разреза после стандартной обработки (красные) сильно меняются, а информация в нижних частотных диапазонах утеряна. Также

важно, что НЧ сигнал на широкополосном разрезе устойчив по площади и сохраняет свои свойства даже в крайне сложной зоне в оранжевом окне, что позволяет значительно детализировать сейсмическую картину.

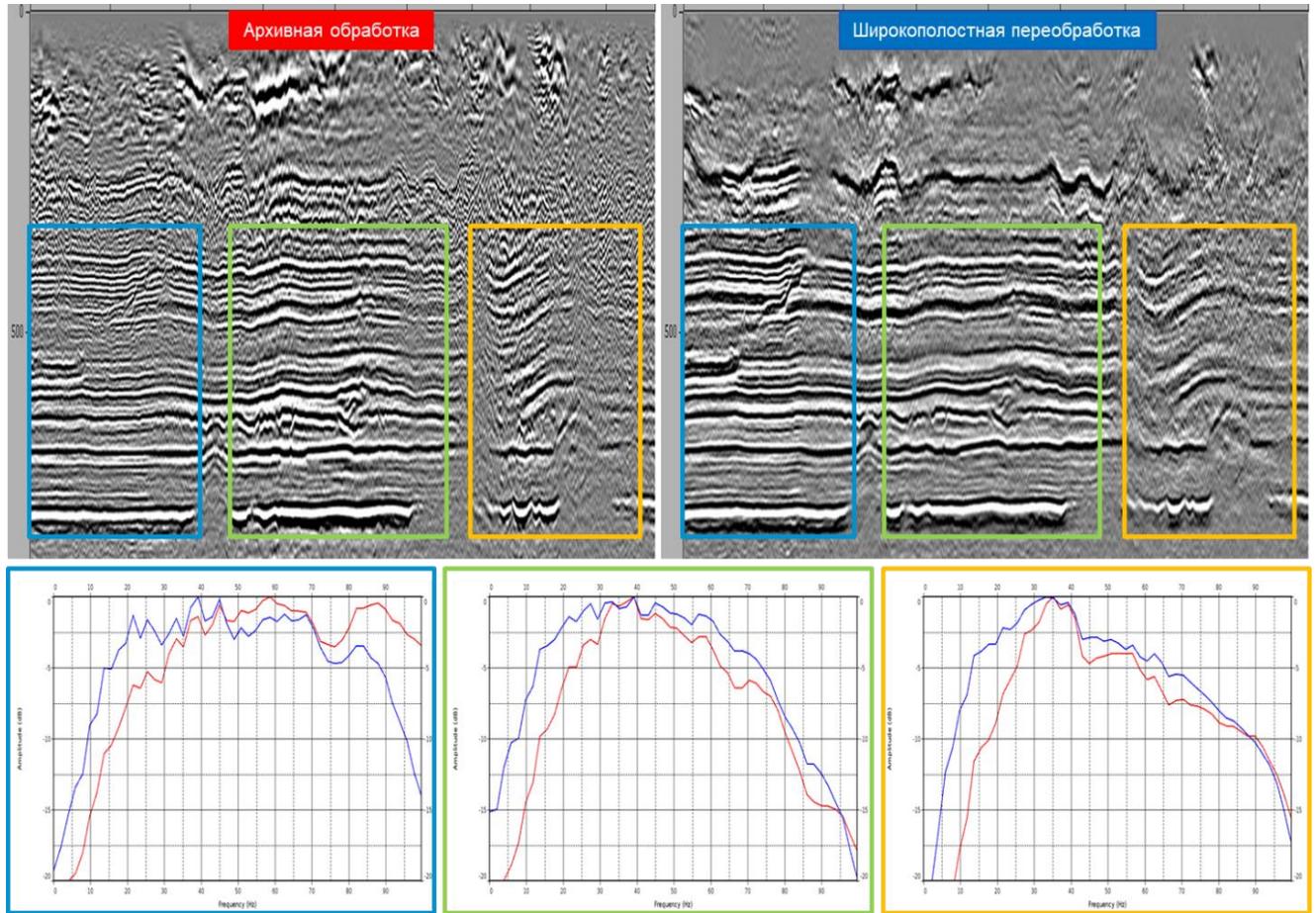


Рисунок 3-16 - Повышение качества изображения за счет сохранения энергии низких частот и устранения латеральных неоднородностей записи в процессе широкополосной обработки (справа) по сравнению со стандартной обработкой (слева). Наверху – суммарные разрезы, внизу - АЧХ в разных окнах

Таким образом, показано, что применение разработанной методики с акцентом на сохранение энергии низких частот может принести дополнительную информативность финальным сейсмическим наборам: улучшить прослеживаемость горизонтов, повысить качество изображения сложных элементов (например, траппов, рифов), упростить процесс построения низкочастотной модели для инверсии и т.д. Для сохранения сигнала во всех диапазонах частот до финального этапа необходимо использование специальных процедур широкополосной обработки и тщательный контроль результатов их применения, как на различных этапах шумоподавления, так и при компенсации амплитудных неоднородностей, связанных с поверхностными условиями и верхней частью разреза.

ГЛАВА 4. ПОДАВЛЕНИЕ КРАТНЫХ ВОЛН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

4.1.1 Проблема кратных волн в Восточной Сибири

Кратные волны являются одной из наиболее актуальных проблем при обработке сейсмических данных, полученных как на море, так и на суше [33]. В последние десятилетия разработано большое количество специальных алгоритмов для подавления кратных волн, однако подавляющее большинство из них созданы для работы с морскими данными. Для борьбы с кратными на наземных данных чаще всего используются более традиционные подходы, основанные на различии скоростных характеристик кратных и однократных отражений [90]. Такие подходы имеют существенные ограничения по эффективности, особенно на малых удалениях. В результате, не подавленные кратные волны могут оказывать существенное негативное влияние на результаты интерпретации, искажая как сейсмическое изображение и динамические характеристики, так и структурный план.

В Восточной Сибири высокоскоростной разрез с частыми и сильными контрастами в акустических свойствах переслаивающихся отложений влияет на формирование большого количества кратных волн и множественной интерференции кратных и однократных отражений. При этом скоростные характеристики этих отражений очень часто практически не отличаются друг от друга, что приводит к невозможности использования этого критерия для их разделения. С теми же сложностями сталкиваются и во многих других регионах: Ближний Восток, Канада, Бразилия и др. [49, 53]. Для решения проблемы становится необходимым разрабатывать новые способы подавления кратных волн на наземных данных, в том числе привлекая технологии, используемые на море, такие как SRME [23, 56]. В силу различия между морскими и наземными данными, применение таких технологий к последним в «стандартном» режиме в большинстве случаев невозможно, и необходимо выполнение специальных работ для их адаптации и поиска корректного места в графе обработки.

Нужно отметить, что основным моментом при разработке эффективной методики подавления кратных волн различных типов является понимание природы их образования, так как от этого будет зависеть выбор конкретных алгоритмов. Однако, как уже было отмечено, достоверное разделение кратных и однократных отражений, а также поиск кратнообразующих границ в

Восточной Сибири – задача крайне затруднительная (Рисунок 4-1). В таких условиях очень полезным инструментом является моделирование и работа с синтетическими данными, процесс получения которых был описан в первой главе [34].

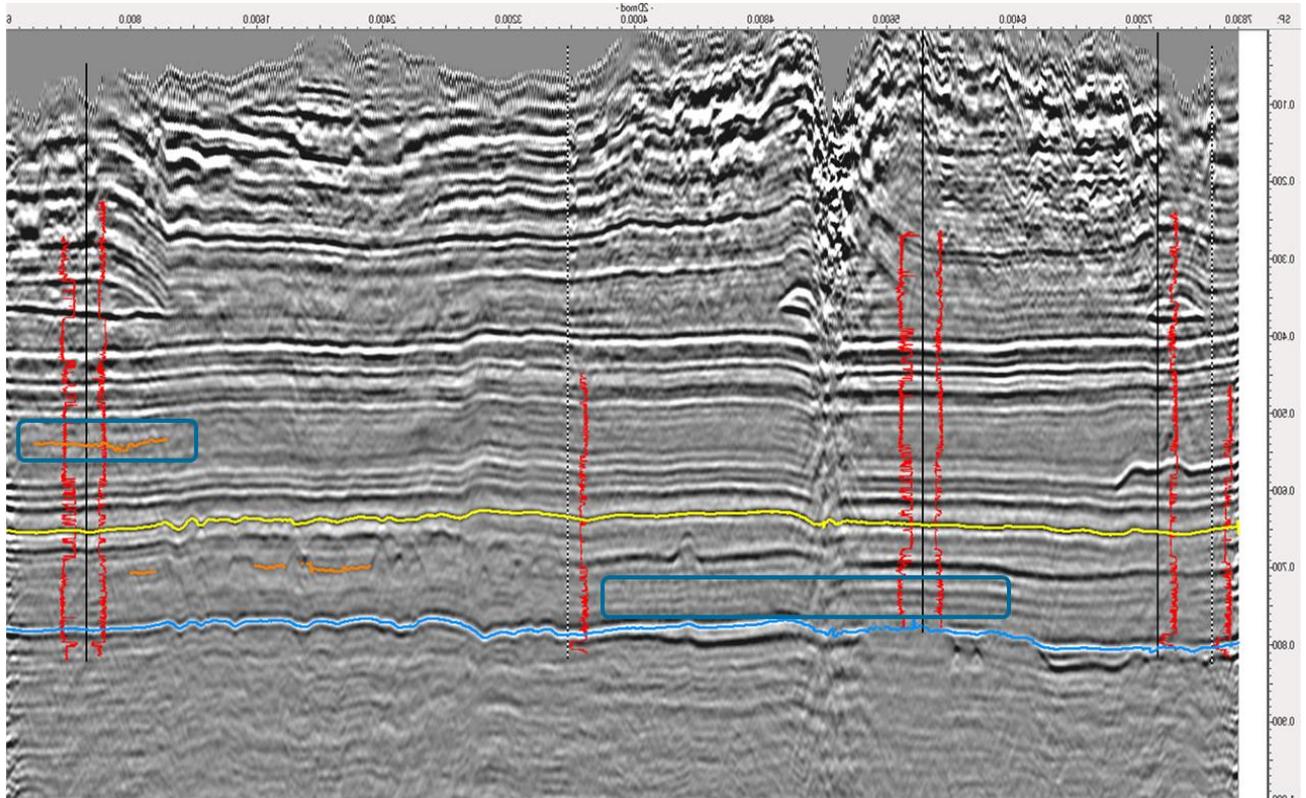


Рисунок 4-1 - Проблема фрагментарности кратных волн и выделения кратнообразующих интервалов на суммарном разрезе в Восточной Сибири

Как известно, из всех скважинных методов исследований ВСП наиболее близок к сейсморазведке и обладает рядом преимуществ при классификации природы волновых событий [33]. Так, ряд исследований показывает практическую значимость ВСП для стратификации сейсмического разреза и идентификации волн-помех в условиях Восточной Сибири [42]. Это объясняется возможностью работы с однократными волнами, напрямую распространяющимися от источников к приемникам, и возможностью разделения полей на восходящие и нисходящие.

Учитывая описанные преимущества модельных данных и данных ВСП в вопросе изучения кратных волн, было принято решение рассчитать синтетические сейсмограммы ВСП. Расчет производился на основе построенной ранее сейсмогеологической модели, при чем параметры системы наблюдения были максимально приближены к реальным работам. В результате с помо-

щью конечно-разностного моделирования были получены синтетические сейсмограммы ближнего пункта взрыва с шагом по пунктам приема 10 м. В качестве исходного использовался импульс Рикера с частотой 70 Гц.

Пример рассчитанной сейсмограммы ВСП приведен на Рисунок 4-2. Анализируя полученное волновое поле, можно выделить 2 сильных кратнообразующих границы: Н0 (или Н1, характеризующая переход от терригенных к карбонатным породам) и Н4 (или К1_R2 – переход от солей к карбонатам). Можно отметить большой фон обменных волн, формирующихся на этих границах, но за счет большого периода кратности такие волны могут быть легко подавлены стандартными Радон фильтрами.

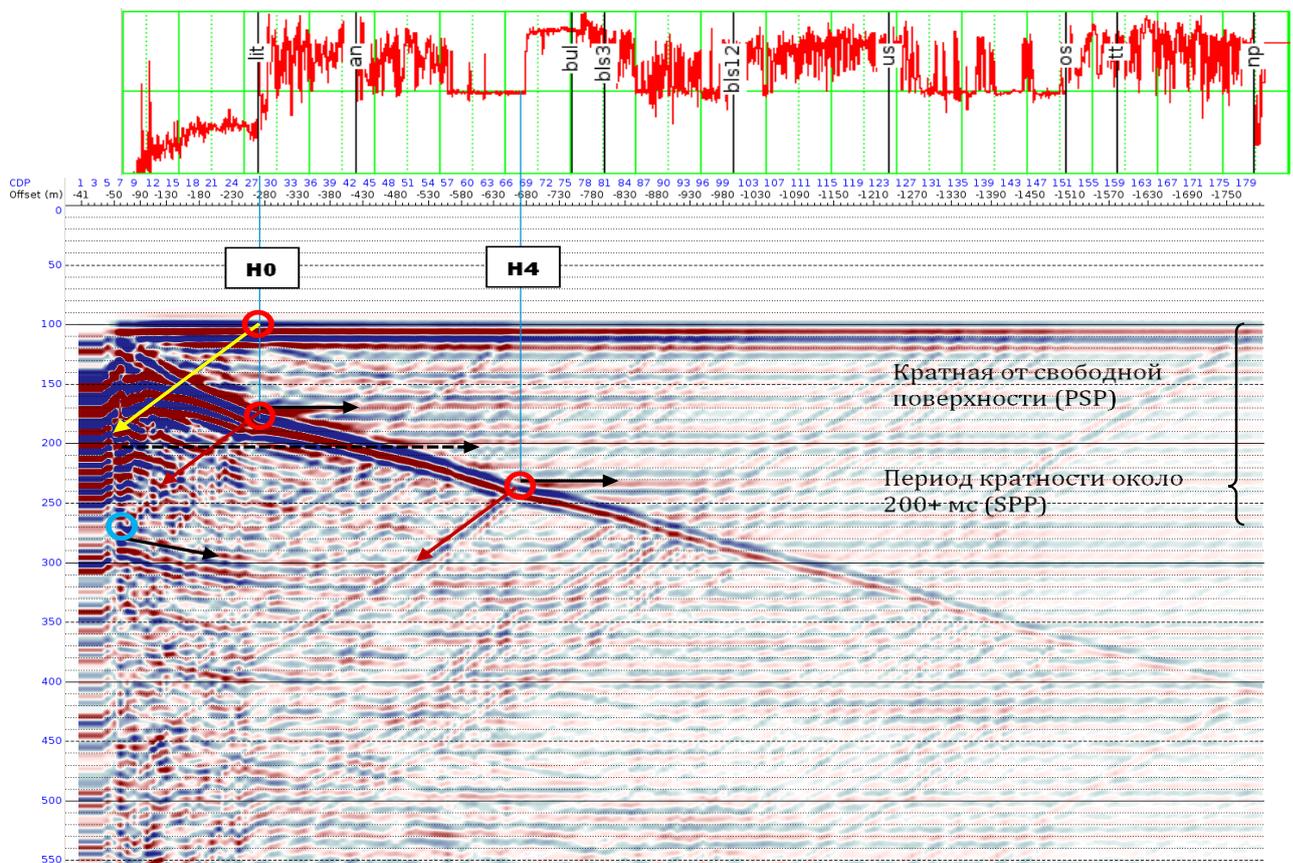


Рисунок 4-2 - Выделение кратнообразующих границ и интервалов на примере синтетического ВСП и кривая скоростей продольных волн

Другим интересным для анализа является интервал от дневной поверхности до границы Н0. Здесь формируется большое количество кратных волн с небольшой задержкой по времени, так называемых ревербераций, что также видно по нарастанию падающего импульса. Именно они являются одной из основных проблем при подавлении стандартными способами. Другая – это межслойные кратные, для которых наиболее сильным генератором нисходящих волн является граница Н4.

Эта информация оказалась очень полезной при выделении и классификации кратных волн на реальных данных 2Д и 3Д. В результате было выделено четыре типа кратных волн (Рисунок 4-3), (Таблица 4-1).

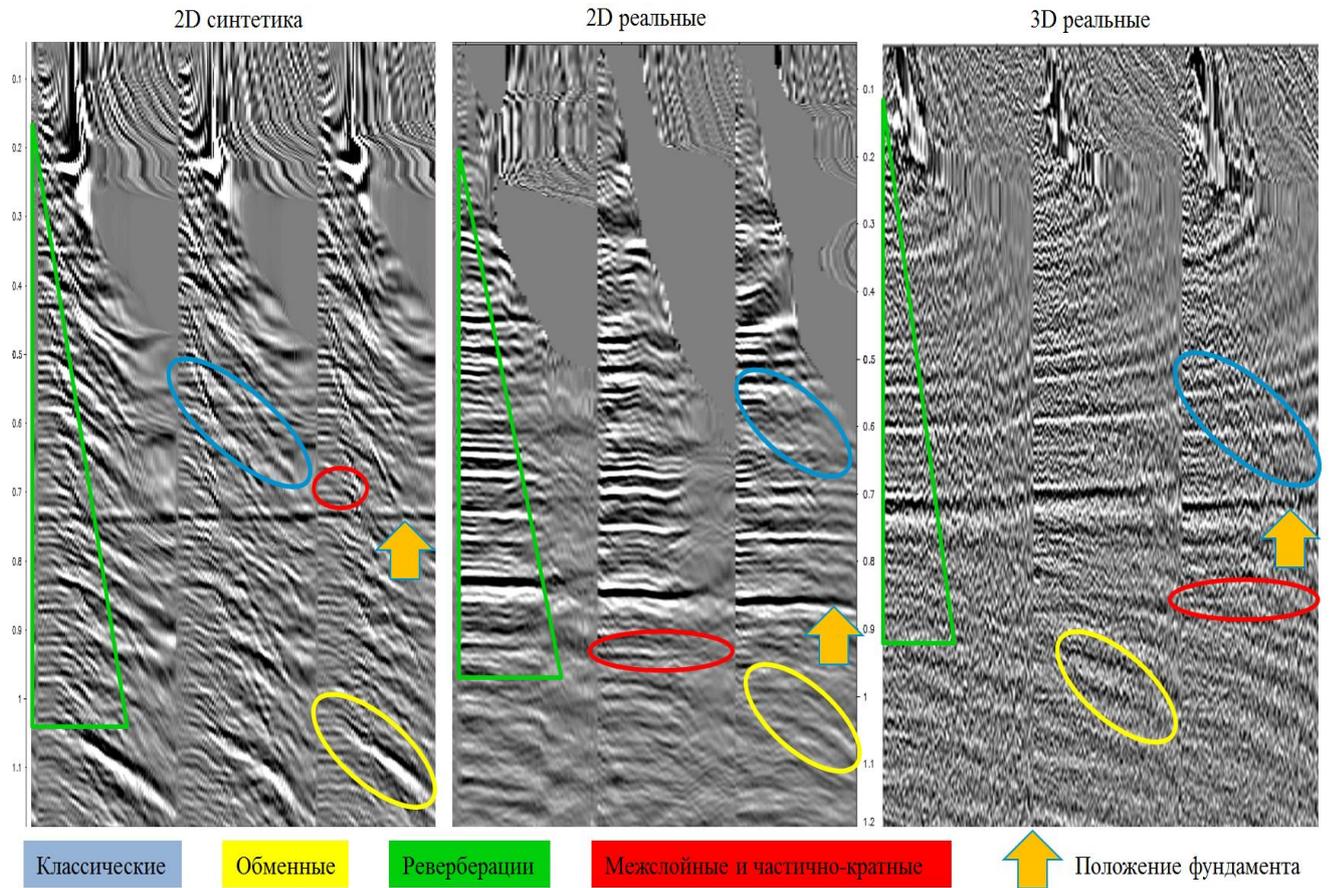


Рисунок 4-3 - Кратные волны различных типов на синтетических и реальных 2Д/3Д сейсмограммах ОСТ

Таблица 4-1 - Классификация выделенных кратных волн

№	Тип	Характеристика
1	Классические кратные волны от дневной поверхности	Большие временные задержки
2	Обменные волны типа $P \rightarrow S$, $P \rightarrow S \rightarrow P$ и т.д.	Образуются на контрастных границах (H_0 , H_4) и характеризуются большими временными задержками и преобладанием низких частот
3	Реверберации	Маленькая временная задержка, образуются в ЗМС и распространяются внутри конуса
4	Межслойные и частично-кратные волны	Кратные с небольшой временной задержкой, природа которых не связана с отражением от дневной поверхности

Присутствие всех 4-х типов кратных волн как на синтетических, так и на реальных данных, позволяет сделать вывод о возможности их моделирования и использования синтетических данных в качестве основы для тестирования эффективных способов подавления кратных волн в Восточной Сибири. Так как знание о строении исходной модели и ее характеристиках позволяет проверять корректность и эффективность применения различных процедур подавления, это открывает широкие возможности по тестированию нестандартных для наземной обработки алгоритмов. При этом, удастся значительно сократить объем тестирования при работе с реальными данными, где возможностей для проверки результатов гораздо меньше.

Классификация кратных волн дала возможность более осознано перейти к выбору алгоритмов и последовательности тестирования. Нужно отметить, что стандартные подходы, основанные на разделении кратных и однократных отражений по кинематическим характеристикам, могут решить только часть задачи, связанную с классическими и обменными кратными, и то с учетом ограничений на малых удалениях. Для подавления ревербераций и частично-кратных волн необходимы методики на основе моделирования и адаптивного вычитания.

Еще одним осложняющим фактором выступает тот факт, что большая часть кратных волн наблюдается только на ближних удалениях, и отсутствует на дальних. Для их прослеживания на сейсмическом разрезе можно воспользоваться сравнением разрезов ближних и дальних удалений. На них отмечается фрагментарное присутствие кратных волн на разных уровнях, что говорит о латеральной неоднородности разреза, и сильная интерференция кратных и однократных отражений, практически сливающихся друг с другом (Рисунок 4-4).

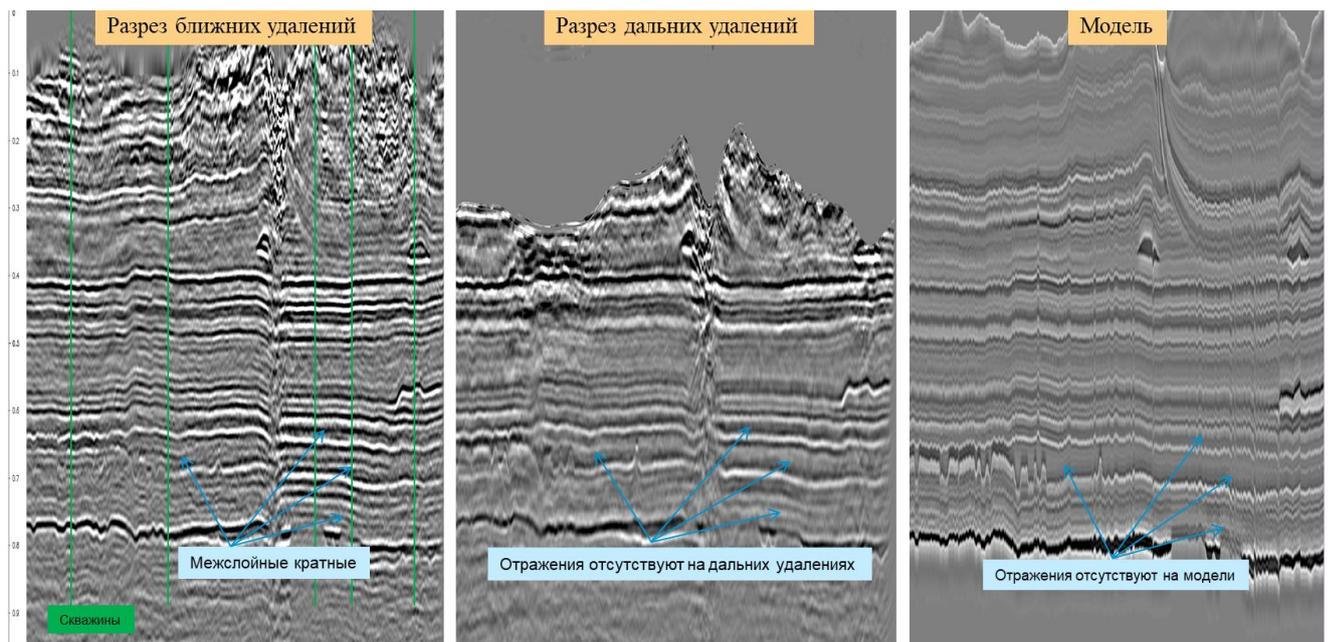


Рисунок 4-4 - Кратные волны на разрезах ближних и дальних удалений и их сравнение с эталонным синтетическим разрезом, содержащим только однократные отражения

На основе проведенного анализа, задачу подавления кратных волн было решено разделить на 2 этапа:

1. Моделирование, с применением и разработкой нестандартных подходов
2. Адаптация, с поиском оптимальных областей, сортировок и параметров

При этом, анализ исходных данных показал, что основное негативное влияние кратных выражается в искажении AVO откликов. Это дало возможность предположить, что ожидаемый положительный эффект от подавления всех типов кратных волн будет ярче проявляться на сейсмограммах, тогда как на суммарных разрезах он должен быть связан с улучшением динамических характеристик записи.

С целью поиска эффективных подходов к подавлению кратных волн в рамках работы было опробовано большое количество алгоритмов (Рисунок 4-5). Общая логика тестирования состояла в оценки эффективности процедур сначала на синтетических данных, и последующая адаптация наиболее успешного опыта к реальным материалам 2Д/3Д. Это позволило протестировать большое количество стандартных (таких как подавление в Радон-области) и нестандартных алгоритмов (например, SRME и дегостинг), так как результаты обработки синтетики можно было проверять на основе заведомо известной модели



Рисунок 4-5 - Алгоритмы подавления кратных волн, опробованные в рамках работы

4.1.2 Адаптация и применение метода SRME для наземных данных

SRME (surface related multiple elimination) или подавление кратных волн от свободной поверхности является классическим алгоритмом, используемым при обработке большинства морских данных. Впервые он был предложен Veerschuur в 1992 и в основном используется для подавления кратных волн, образующихся в водном слое между поверхностью воды и морским дном [86].

На сегодняшний день существует большое количество модификация алгоритма, призванных повысить его эффективность и скорость расчета (Рисунок 4-6). Однако основным преимуществом метода, общим для всех модификаций, является отсутствие необходимости привлечения любой априорной информации о строении и скоростных характеристиках разреза [12]. Также не требуется знать, на каких конкретно границах формируются кратные волны – для их предсказания необходимы только исходные данные, которые сворачиваются сами с собой.

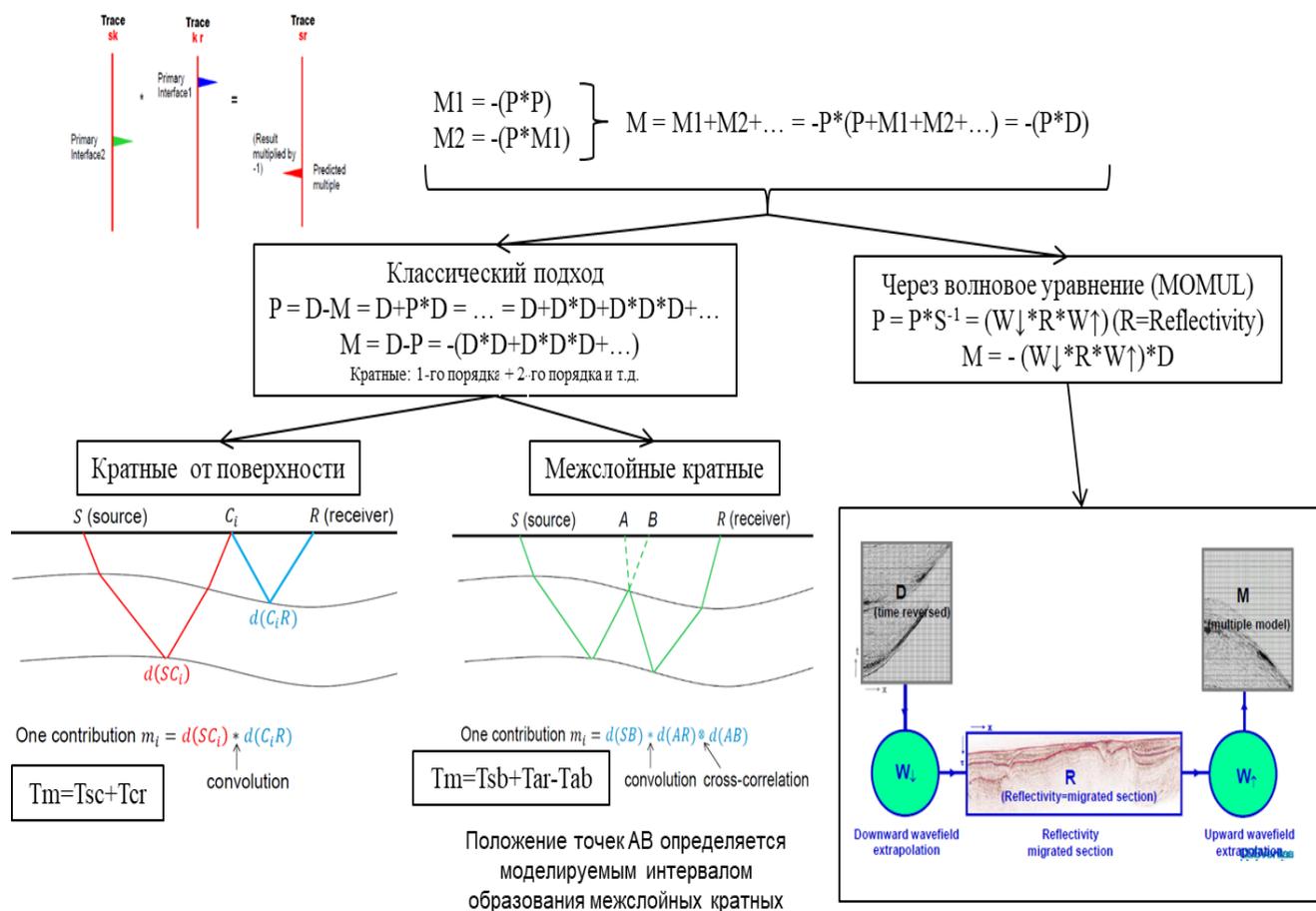


Рисунок 4-6 - Различные модификации метода SRME: слева – предсказание кратных от свободной поверхности и межслойных кратных на основе свертки, справа – предсказание модели кратных на основе экстраполяции волнового поля, используя модель коэффициентов отражения

Описанные выше преимущества SRME делают его достаточно простым и устойчивым алгоритмом для предсказания и подавления кратных волн. Однако, несмотря на его повсеместное использование на морских данных, SRME практически не используется для данных, полученных на земле. Это связано с тем, что качество наземных данных и характеристики полевых систем наблюдения заметно отличаются от морских в худшую сторону. Наиболее критичными из таких отличий являются нерегулярность положения ПВ и ПП и влияние ВЧР и поверхностных условий, которые проявляются и в более высоком уровне помех, и в искажении времен прихода волн.

Тем не менее, применение SRME на наземных данных может быть весьма полезным. Так, на изучаемых в работе материалах наблюдается большое количество ревербераций, формирующихся в верхней части разреза. Проследить здесь кратнообразующие интервалы и прокоррелировать горизонты практически невозможно, и SRME является хорошей альтернативой, которая может позволить эти кратные предсказать [57, 59].

Первым важным этапом при адаптации SRME к наземным данным является подготовка исходных наборов к моделированию. Для повышения сигнал/шум необходимо удалить как можно больше случайных и когерентных помех, при этом оставляя сами кратные волны – в противном случае будет появляться проблема, при которой предсказанные кратные волны в модели не будут соответствовать волновой картине на сейсмических данных, что неизбежно приведет к сложностям при вычитании такой модели из данных (Рисунок 4-7).

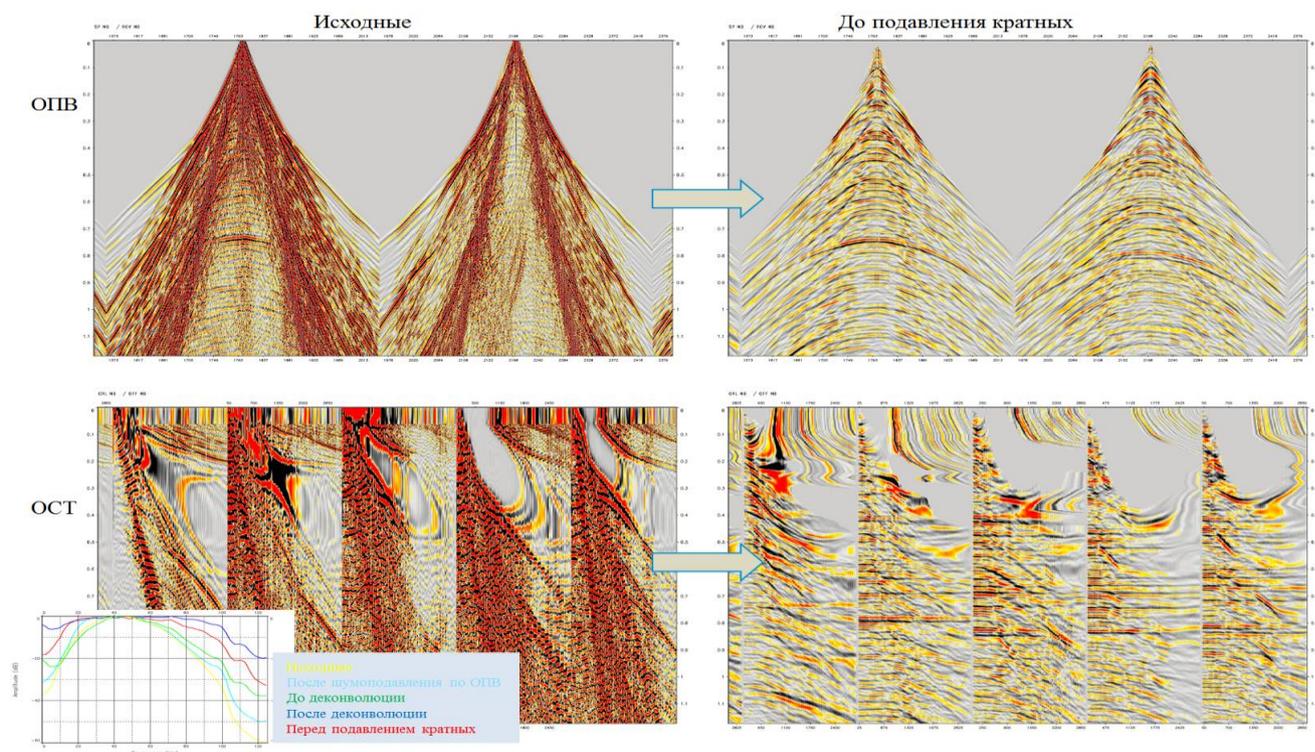


Рисунок 4-7 - Подготовка данных к SRME: пример сейсмограмм ОПВ и ОСТ до и после шумоподавления

Критичным является и вопрос ввода статических поправок. С одной стороны, любое изменение времен прихода отрицательно влияет на достоверность получаемой модели кратных – хотя временной интервал между кратнообразующими горизонтами остается прежним, меняются времена прихода отражений, что критично при их свертке. С другой стороны, сильное влияние ВЧР приводит к низкой когерентности исходной записи, поэтому необходимо ввести высокочастотную компоненту статических поправок, чтобы при адаптации и вычитании кратных не потерять полезные однократные отражения. База сглаживания для разделения статики на ВЧ и НЧ составляющие должна тестироваться и аккуратно проверяться.

В зависимости от характеристик полевой съемки на этапе подготовке данных к моделированию также могут быть использованы процедуры регуляризации, интерполяции, супербинирования и сборки суперсейсмограмм. В некоторых модификациях SRME для оценки коэффициентов отражения, необходимых для подстановки в волновое уравнение, обязательным этапом является предварительная миграция.

В рамках данной работы было выполнено обширное тестирование для разработки эффективного метода адаптации SRME к данным из Восточной Сибири. Перебирались различные варианты сортировки исходных данных и данных на этапе адаптации, модификации SRME, способы адаптации и вычитания, а также параметризации всех процедур в общей последовательности. В Таблица 4-2 показаны базовые этапы, составляющие основу разработанной методики адаптации.

Таблица 4-2 – Разработанная методика адаптации метода SRME к данным из Восточной Сибири

№	Этап
1	Подготовка исходных данных к моделированию
2	Моделирование кратных волн в Радон области
3	Моделирование кратных волн с помощью алгоритма SRME
4	Глобальная адаптация модели SRME в TX-области с время-переменными параметрами
5	Одновременная локальная адаптация моделей SRME и Радон в TX или wavelet области
6	Вычитание адаптированной модели из исходных данных

После подготовки исходных данных выполнялось моделирование кратных волн с помощью SRME. Для 2Д и 3Д наборов использовались 2Д и 3Д алгоритмы соответственно.

Контроль качества полученных моделей является следующим крайне важным этапом. Анализ исходных данных показал фрагментарное присутствие кратных на разрезах, поэтому проверка модели путем сопоставления результатов моделирования с реальным волновым полем – задача не простая, так как нет возможности привязаться к положению хотя бы одной яркой кратной. Поэтому лучше выполнять сопоставление в максимально возможном количестве сортировок. При этом, может быть полезным сравнение с Радон моделью, так как часть кратных на дальних удалениях должны иметь одинаковое положение (Рисунок 4-8).

Адаптивное вычитание модели выполнялась в два этапа. На этапе глобальной адаптации общий уровень амплитуд SRME-модели в широком окне приводился к средним амплитудам исходных данных. На втором этапе модель подвергалась локальной адаптации, при чем, наилучшие результаты были получены при одновременном адаптивном вычитании сразу двух моделей: SRME и Радон. Такой подход несет в себе два преимущества: во-первых, учитываются плюсы каждой из моделей, то есть, более высокое качество модели SRME на ближних удалениях и Радон-модели – на дальних; во-вторых, это дает более стабильный расчет оператора адаптации.

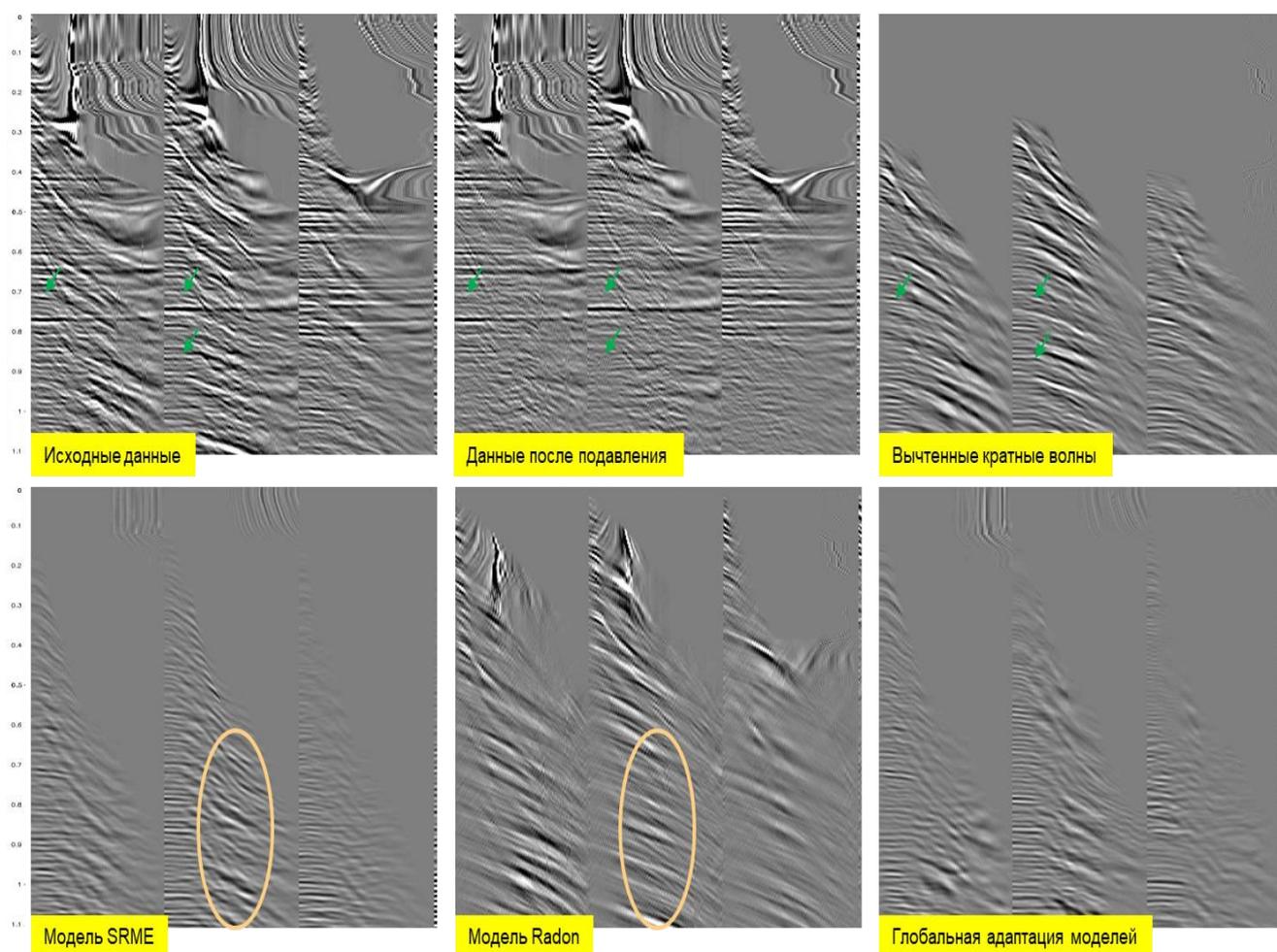


Рисунок 4-8 - Подавление кратных волн с помощью SRME на синтетических данных

Анализ результатов применения разработанной методики на синтетических данных показал, что удастся подавить большое количество кратных разной природы. И если подавление классических кратных является лишь хорошей демонстрацией работоспособности методики, то подавление ревербераций означает ее практическое преимущество над стандартными алгоритмами, которое позволяет разделить кратные и однократные отражения в зонах их интерференции. Нужно также сказать, что адаптивное вычитание выполнялось в Т-Х области, тогда как для более агрессивных вариантов подавления возможно использование wavelet или curvelet областей, что может быть полезным в ряде случаев.

Как уже отмечалось, на сейсмических разрезах не прослеживаются устойчивых по латерали кратных волн, поэтому здесь эффект применения разработанной методики выражается в получении динамически более равномерной записи в целевых интервалах (Рисунок 4-9). При этом, на разностной модели видно, насколько отличаются характеристики вычитаемых кратных волн, благодаря чему разрез после подавления выглядит более сбалансированным и частотно-выдержанным.

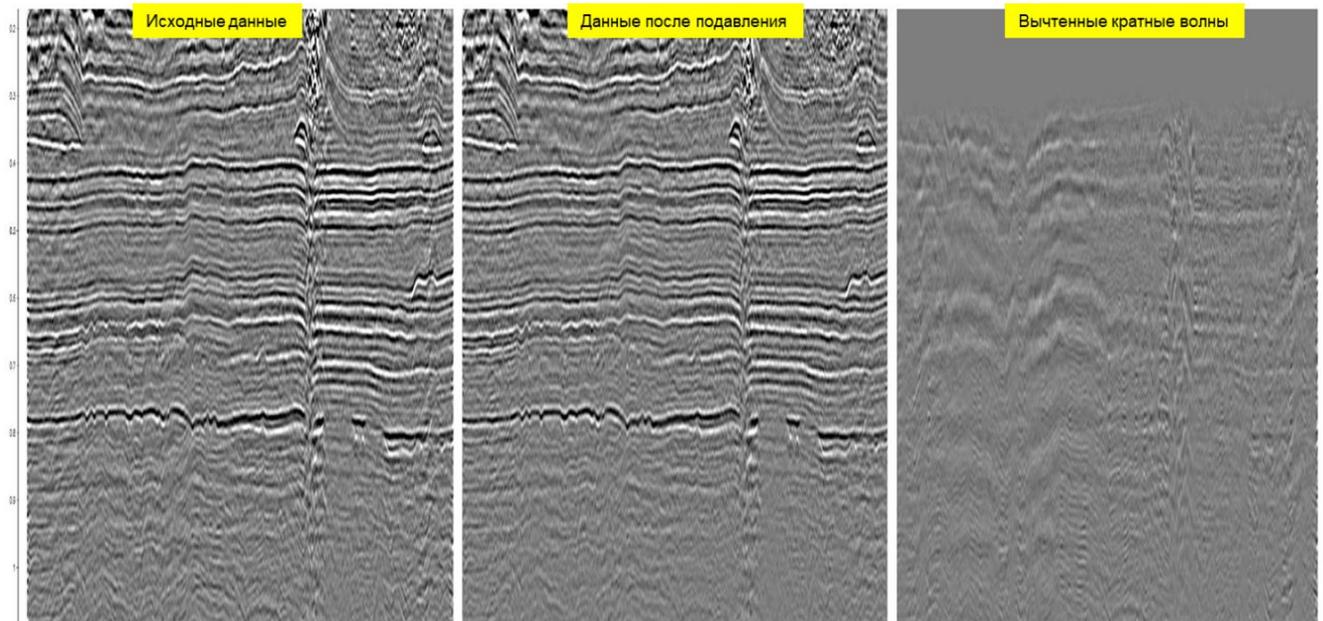


Рисунок 4-9 - Эффект подавления кратных волн с помощью SRME на синтетических разрезах

Также была предпринята попытка использования алгоритма SRME для борьбы с межлойдными кратными, моделируя их для различных кратнообразующих интервалов, но результат оказался противоречивым (Рисунок 4-10). Несмотря на то, что при разных параметрах адаптации удавалось подавить кратные на конкретных участках, ни один из вариантов не оказался эффективным для всего разреза. Это не позволяет уверенно контролировать процесс вычитания и применять подход в производственном режиме.

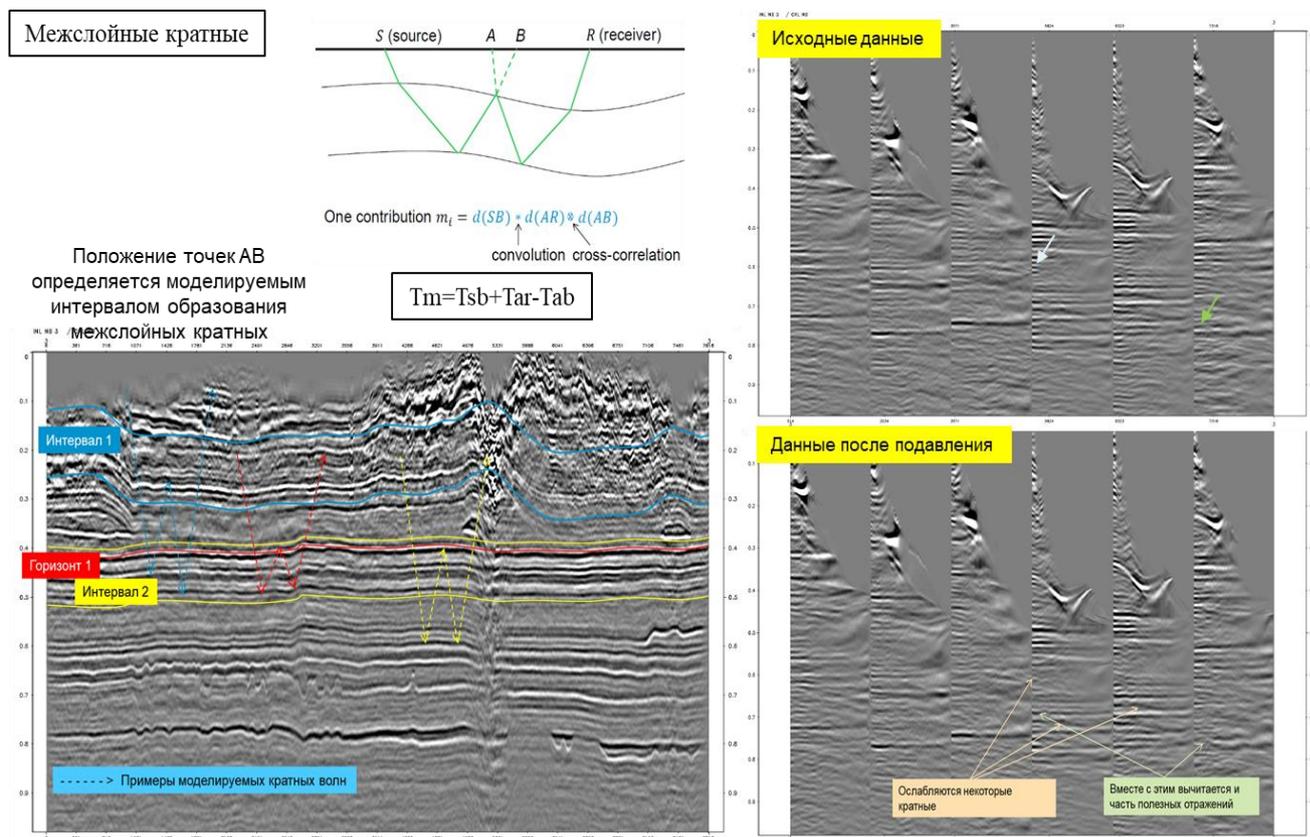


Рисунок 4-10 - Подавление межслойных кратных волн с помощью SRME

Большой объем тестирования, проведенный на синтетических данных, позволил опробовать применения SRME и на реальных 3Д наборах, полученных в пределах той же площади. Предобработка данных включала те же этапы, что и на синтетических данных, и была направлена на максимальное подавление случайного и когерентного шума, но, при этом, полном сохранении энергии кратных волн. Само моделирование проводилось в 3Д режиме, что дало возможность учитывать апертуру в кросс-направлении. По аналогии с синтетикой адаптивное вычитание выполнялась в 2 этапа: глобальная адаптация и локальная адаптация одновременно для двух моделей – SRME и Радон.

Как и ожидалось основной эффект подавления кратных волн наблюдается ниже кровли фундамента, где их фон наиболее интенсивен (Рисунок 4-11). После вычитания предсказанных кратных волн сейсмическая запись по латерали становится более однородной и лучше выделяются наклонные отражения и дифракции. На сейсмограммах ОСТ ослабляются кратные с малой временной задержкой на ближних удалениях, не затрагивая сигнальной части.

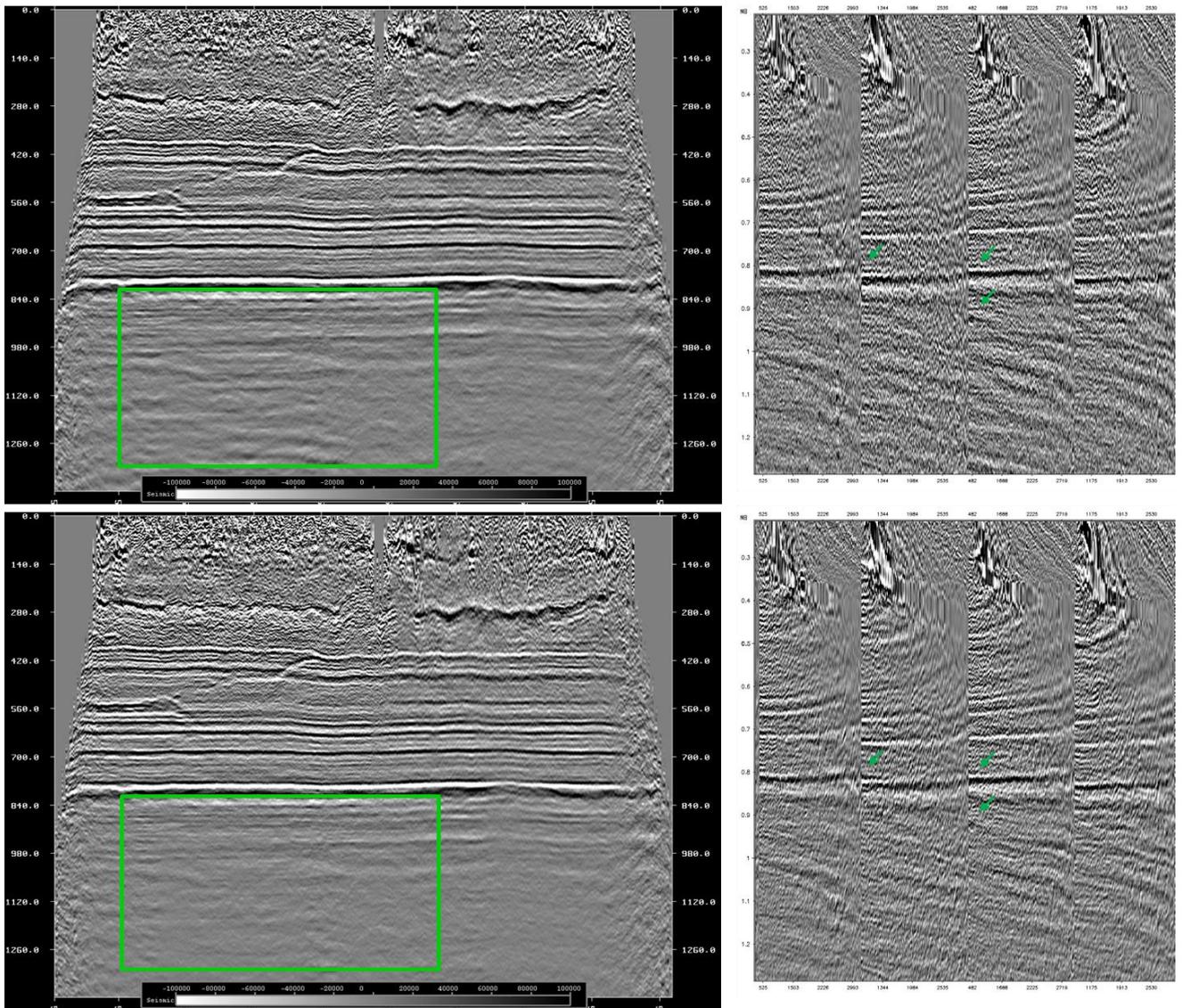


Рисунок 4-11 - Подавление кратных волн с помощью SRME на реальных 3Д данных. Наверху – до подавления, внизу – после подавления

Полученные результаты как на синтетических, так и на реальных данных доказывают, что метод SRME может быть успешно адаптирован к наземным данным из Восточно-Сибирского региона. Применение разработанной методики подавления кратных волн показало свою эффективность при вычитании ревербераций, что повышает качество результирующего изображения и позволяет рассчитывать на детализацию перспективных объектов.

При чем, это касается не только Восточной Сибири. На Рисунок 4-12 приведен пример использования SRME на транзитных данных из Азовского моря. Показано, как вычитается серия кратных волн, практически параллельная основным горизонтам и секущая антиклинальную структуру в центре разреза. Это говорит о возможности применения разработанной методики для наземных и транзитных данных из разных регионов.

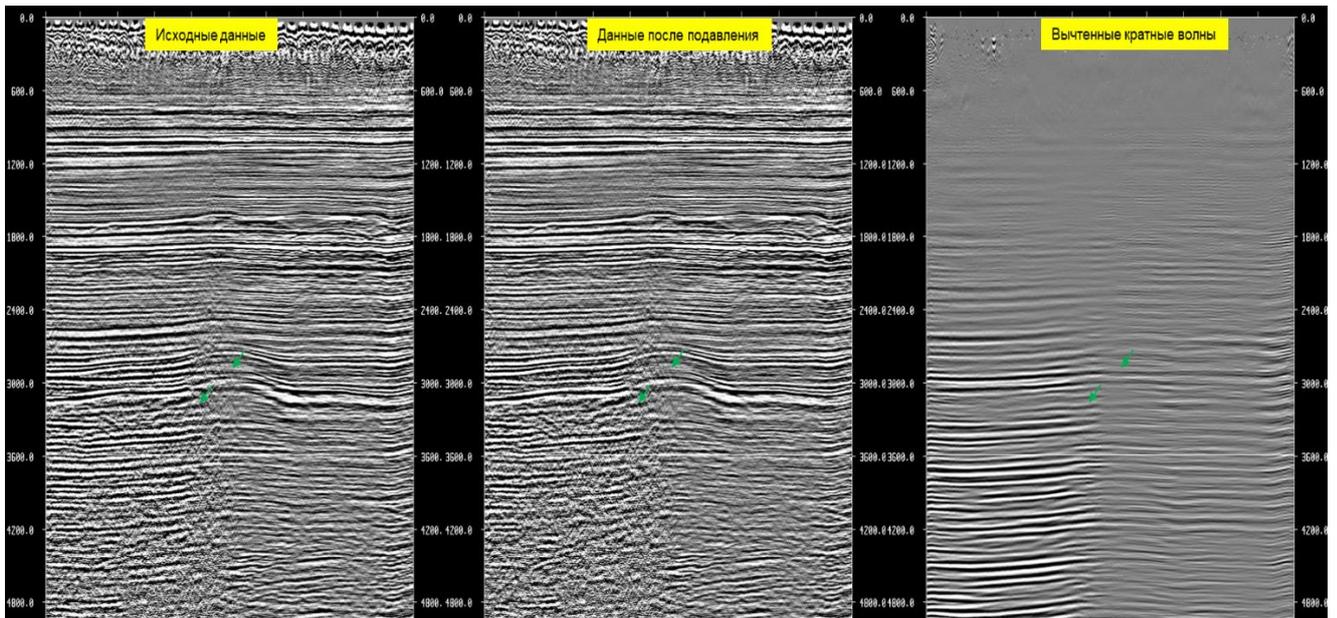


Рисунок 4-12 - Пример эффективного подавления кратных волн с помощью SRME на транзитных 3Д данных

4.1.3 Апробация иных алгоритмов подавления кратных волн

4.1.3.1 Дегостинг

Дегостинг – это алгоритм подавления волны-спутника для морских данных [88]. В рамках исследования была предпринята попытка его адаптации к наземным данным из Восточной Сибири. Основой для такого решения послужило наличие устойчивого второстепенного максимума на ФАК синтетических данных с задержкой около 30 мс, предположительно связанного с границей ЗМС (Рисунок 4-13). При этом, критичным было именно предположение о наличии волны-спутника, а не точное соответствие с теорией метода, что компенсировалось на этапе адаптации.

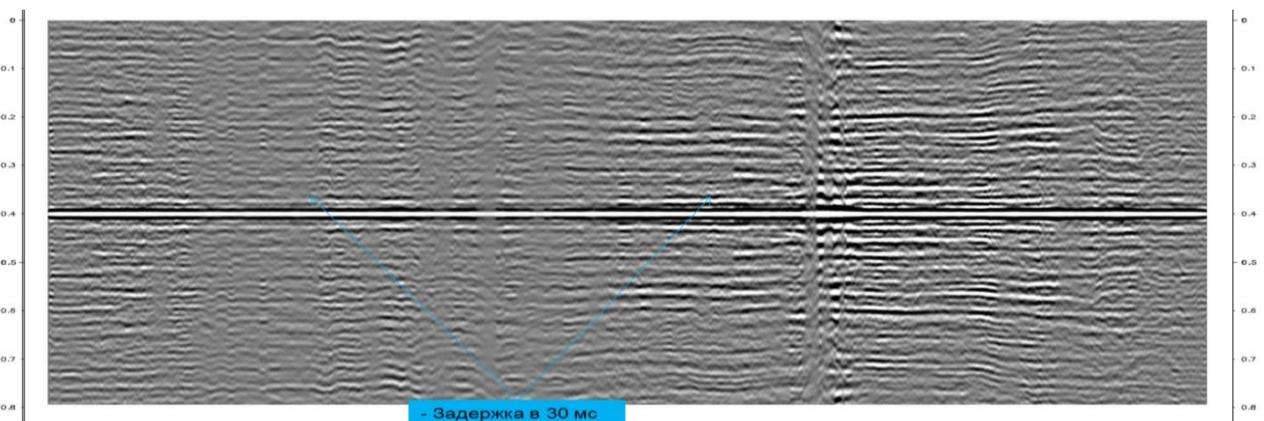


Рисунок 4-13 - Функция автокорреляции по синтетическому 2Д разрезу

Конечно же, на реальных данных ситуация обычно более сложная. Во-первых, граница ЗМС здесь более размытая и неоднородная по площади, а во-вторых, волна-спутник может формироваться через отражение от поверхности распространяемой вверх взрывной волны. И, хотя на ФАК 2Д и 3Д реальных данных также присутствует второстепенный максимум с задержкой 25-30 мс, его природа, выдержанность и способы подавления не столь очевидны, как для синтетических данных.

Тем не менее, применение дегостинга на синтетических данных показало неожиданно хорошие результаты, позволив заметно ослабить часть кратных волн, не затрагивая сигнала (Рисунок 4-14). Несмотря на то, что сопоставимых результатов для реальных данных получить не удалось, это дает право рассматривать данный подход как перспективный, но требующий более детального тестирования.

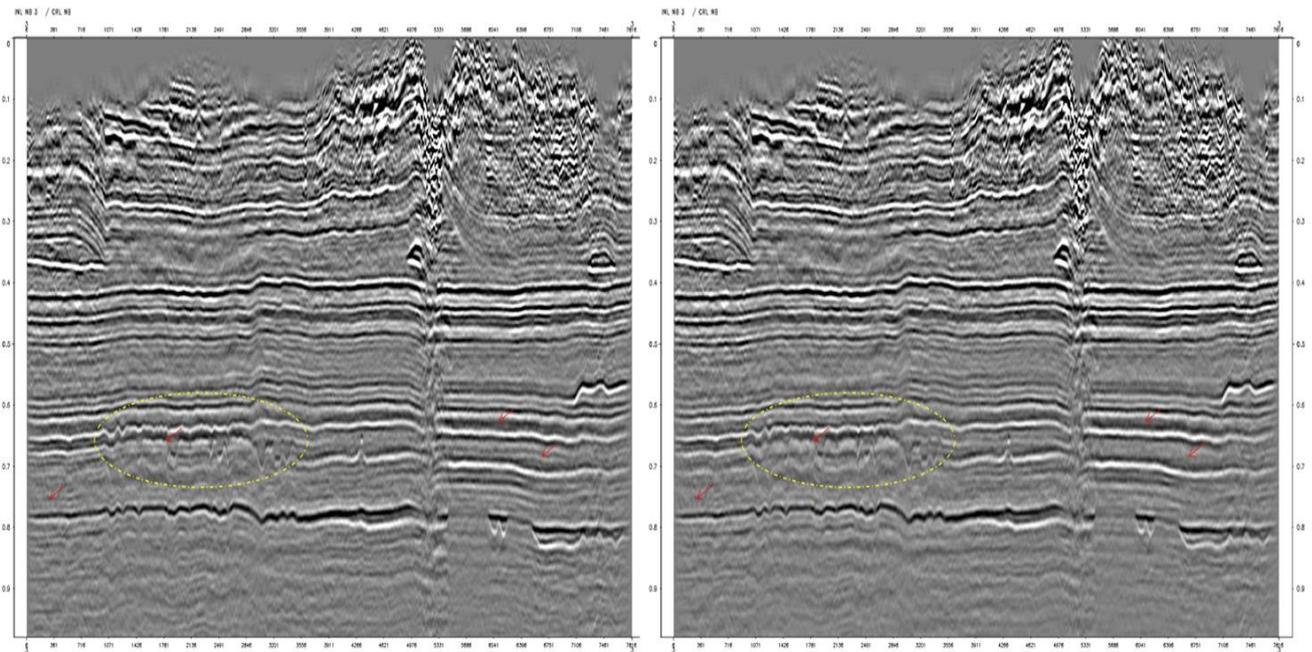


Рисунок 4-14 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю до (слева) и после (справа) подавления кратных волн с помощью дегостинга

4.1.3.2 Предсказывающая деконволюция с переменным интервалом предсказания

Наличие второстепенных максимумов на ФАК так же является предпосылкой к тестированию предсказывающей деконволюции. Нужно заметить, что исходные характеристики разреза весьма неблагоприятны для данного алгоритма: стандартные ограничения, связанные с искажением сигнальной части в связи с нечетко выраженной кратной волной, накладываются здесь на тонкослоистую акустически контрастную структуру разреза и сильную интерференцию.

Тем не менее, применение предсказывающей деконволюции может быть эффективно при подавлении кратных волн, хорошо выдержанных по площади в случае однородного строения ВЧР (Рисунок 4-15). При этом, важна аккуратная настройка на конкретные временные интервалы. Переменный интервал предсказания позволяет учитывать латеральные различия в периодичности кратных волн, которые могут быть связаны с различиями в глубине залегания кратнообразующего горизонта. Также, нужно отметить, что важным преимуществом алгоритма является его простота, понятность и скорость расчета, что может играть определяющую роль в производственном режиме.

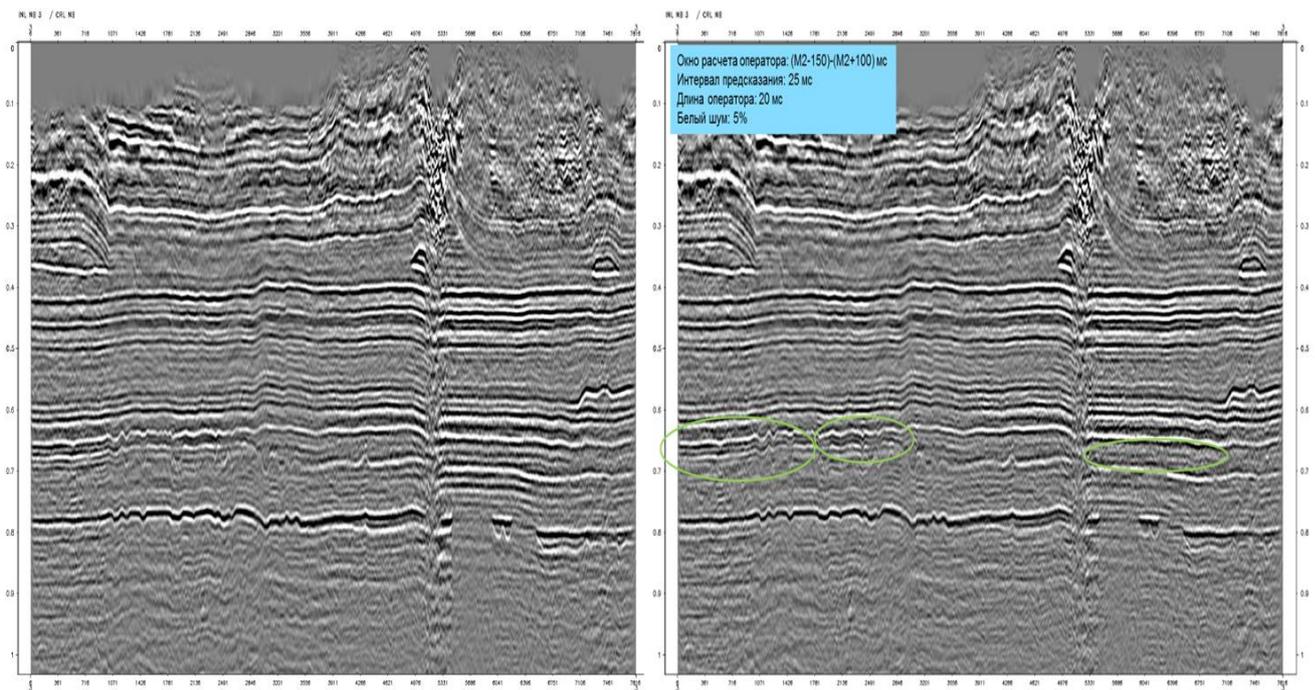


Рисунок 4-15 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю до (слева) и после (справа) подавления кратных волн с помощью предсказывающей деконволюции

4.1.3.3 1Д моделирование межслойных кратных волн

Данный подход основан на предсказании положения кратной волны от конкретных кратнообразующих интервалов и горизонтов, и использовался для подавления частично-кратных волн. Подход подразумевает использование 1Д моделирования с предварительной пикировкой горизонтов, генерирующих восходящие и нисходящие поля, и последующее адаптивное вычитание полученной модели из исходных данных.

На основе ранее проведенного анализа было известно, что основным горизонтом, генерирующим нисходящие волны, является горизонт Н4. Однако, кратные, образуемые от него – это кратные с достаточно большим периодом, которые, по всей видимости, не являются основной

проблемой. После ряда тестов, основным кратнобразующим интервалом для моделирования был выбран K1_P2-K2_P1 (кровли выдержанных соляных пропластков в карбонатных породах). Наличие высокоскоростных карбонатных отложений выше и ниже выбранного интервала создает хорошие предпосылки для многократного отражения волн внутри него.

Было выполнено моделирование частично-кратных волн для всех контрастных границ (Us, A и др.), и большинство полученных моделей хорошо согласовывались с ожиданиями. Адаптация таких моделей в ТХ-области весьма проблематична, поэтому она выполнялась в curvelet-области, где за счет векторного разложения удалось учесть различия в геометрии кратных волн и полезных отражений. При этом, использовалась небольшая локальная база, что важно в условиях сильной интерференции. В результате удалось выполнить качественное подавление кратных волн без появления артефактов адаптации (Рисунок 4-16).

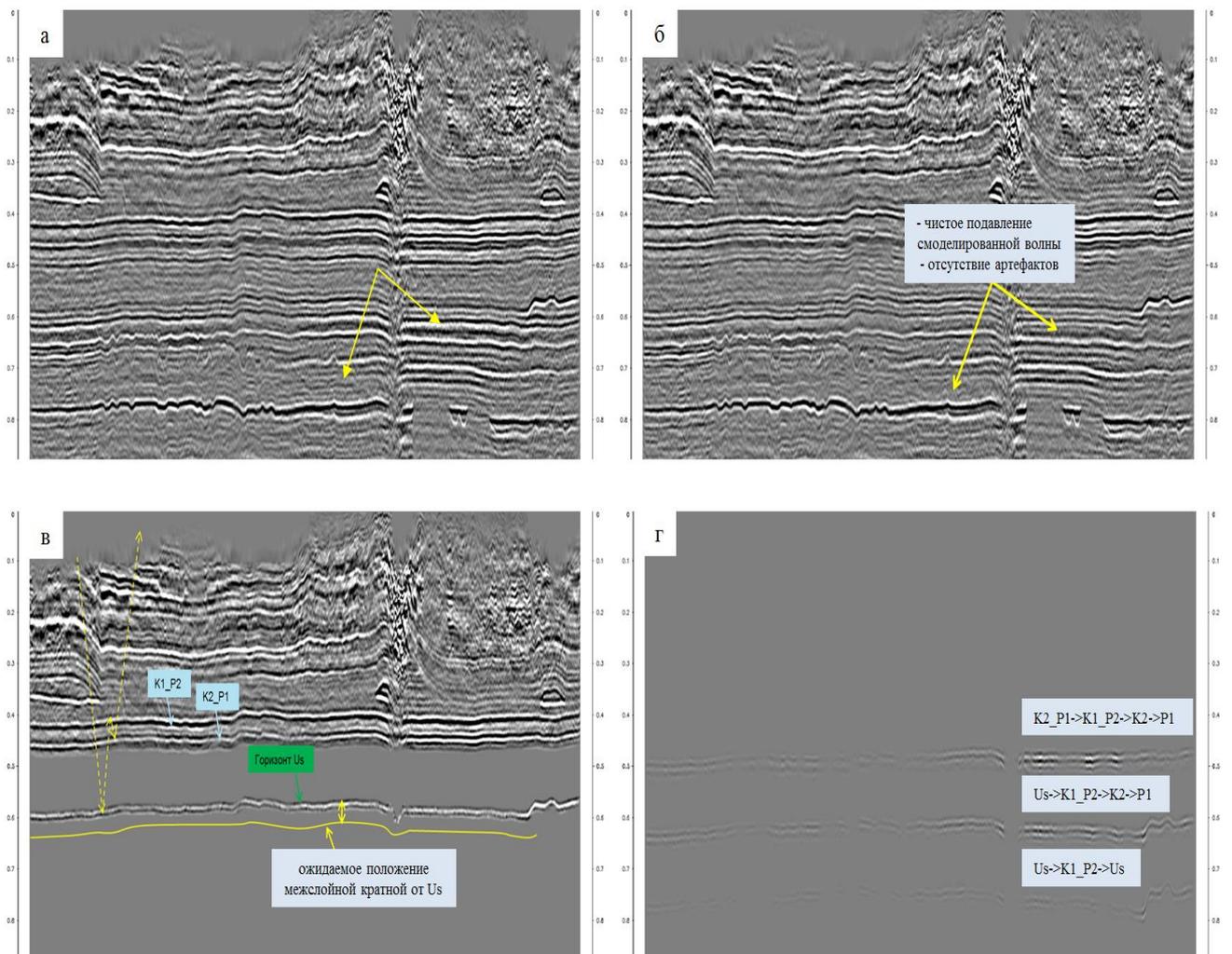


Рисунок 4-16 - Суммарные разрезы по синтетическому 2Д профилю, иллюстрирующие вычитание смоделированных через 1Д предсказание межслойных кратных волн: а – до вычитания, б – после вычитания, в – ожидаемое положение кратной волны, г – исходная модель

Стоит отметить, что к недостаткам данного подхода относится то, что это 1Д моделирование, не позволяющее учесть вертикального и горизонтального сноса кратной волны. Во многом из-за этого уверенно предсказанные по форме кратные при негоризонтально-слоистом залегании удаётся только ослабить, а не вычистить полностью (Рисунок 4-17).

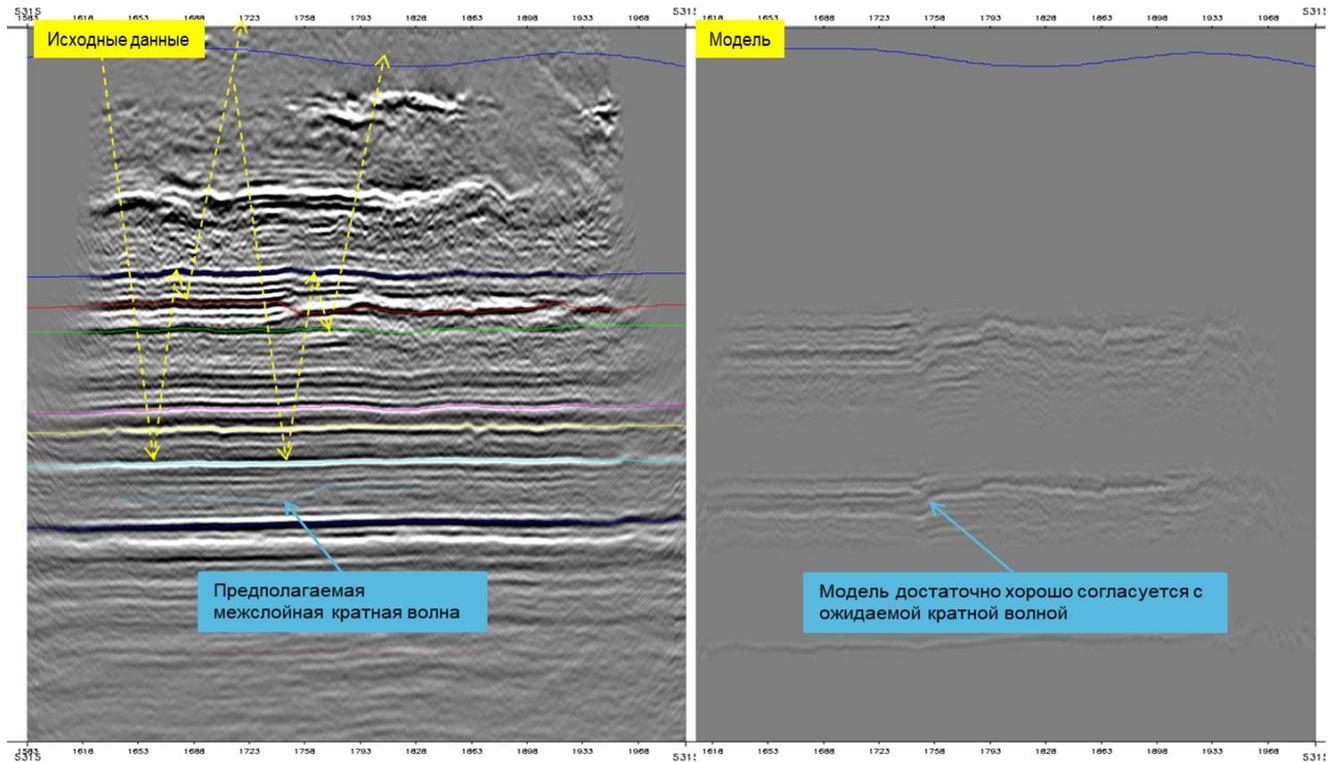


Рисунок 4-17 - Подавление межслойных кратных волн с использованием 1Д моделирование на реальных 3Д разрезах

4.1.3.4 Предсказание межслойных кратных волн через моделирование их формы

Данный алгоритм основан на предсказании формы кратной волны через анализ геометрии кратнообразующих горизонтов. Стоит отметить, что здесь не выполняется свертка отражений на различных временах, а лишь оценивается форма волны на базовой площадке, положение которой определяется кратнообразующими горизонтами [46, 61].

Наиболее перспективным интервалом для применения алгоритма является толща рифейских отложений, часто ассоциируемая с фундаментом. Природа отражающих горизонтов в этом интервале связана с границами массивных блоков, а геометрия горизонтов зачастую наклонная и сильно отличается от геометрии вышележащих слоев, преимущественно горизонтально-ориентированных. Это выгодно отличает данный интервал в плане подавления кратных волн и определяет возможности использования дополнительных алгоритмов.

В качестве кратноподобных выбирались те же горизонты и интервалы, что и для предыдущих методов. Окно вычитания предсказанных кратных волн сверху ограничивалось горизонтом M2, для предотвращения вычитания сигнала в целевых интервалах записи.

На Рисунок 4-18 продемонстрирован пример подавления кратных волн с использованием описанного алгоритма. Стоит отметить эффективность метода, а также его устойчивость и скорость расчета.

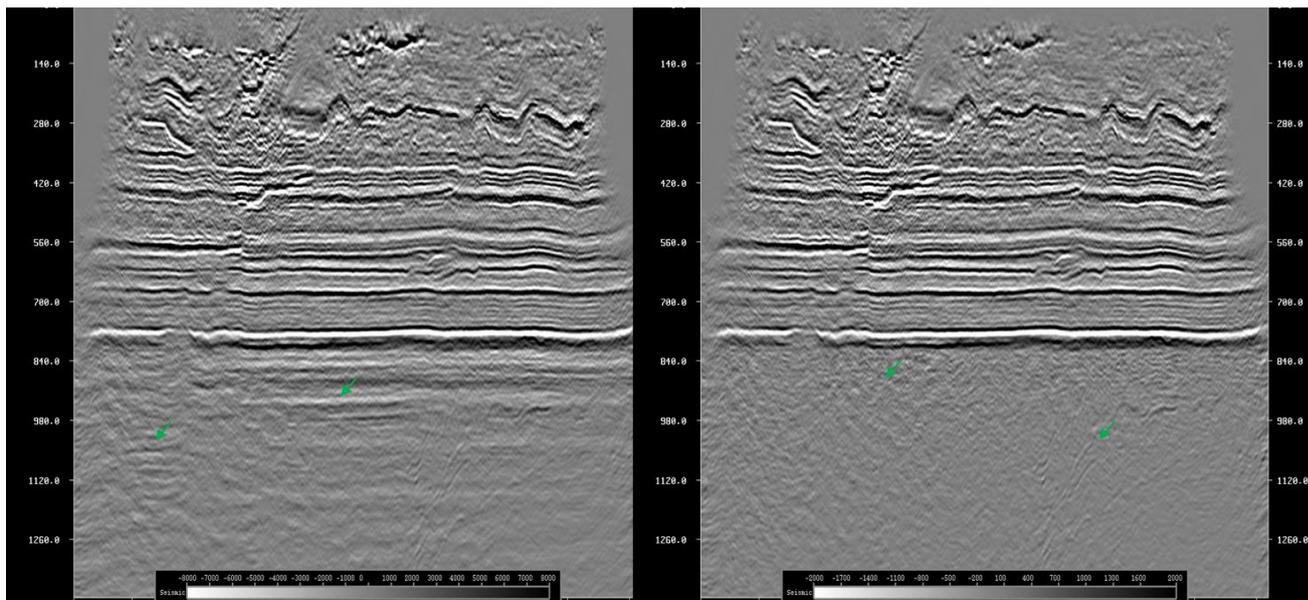


Рисунок 4-18 - Суммарные разрезы до (слева) и после (справа) подавления межслойных кратных волн в фундаменте с помощью моделирования формы волны. Пример на реальных 3Д данных

4.1.4 Результаты применения комплексного подхода к подавлению кратных волн на основе моделирования

Для оценки результатов использования комплексного подхода к подавлению кратных волн были выполнены стандартная обработка с применением только Радон-фильтра для вычитания кратных и специальная – с применением всего комплекса вышеописанных алгоритмов. Такой подход позволяет оценить суммарный эффект от применения разработанной методики.

Результаты анализа показали, что в рамках специальной обработки синтетических данных удалось вычистить основную часть кратных волн, в том числе с небольшой временной задержкой (Рисунок 4-19, частично-кратные и межслойные выделены красным, реверберации – зеленым). При этом, отношение сигнал/шум, прослеживаемость осей синфазности и детальность разреза улучшились (Рисунок 4-20). Важным фактором для выполнения последующей интерпретации и AVO-анализа является то, что сохраняются изменения динамики отражений с удалением.

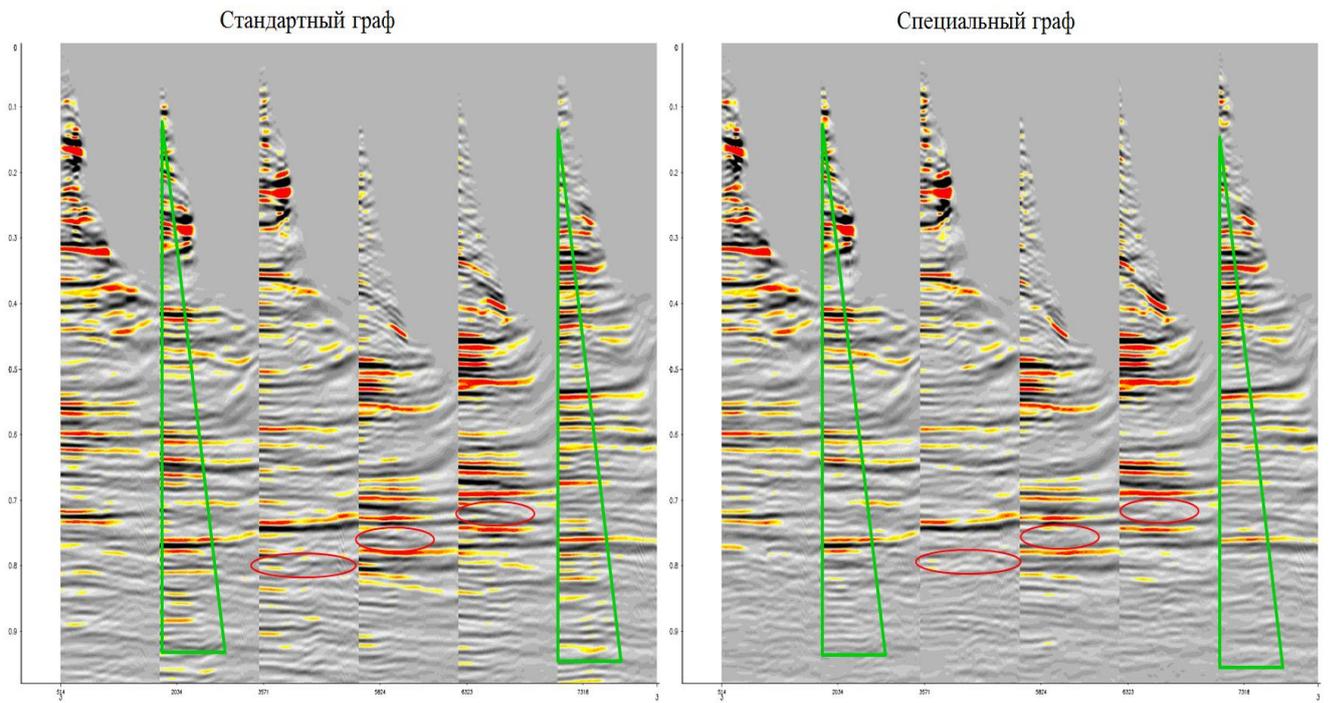


Рисунок 4-19 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на синтетических сейсмограммах ОСТ

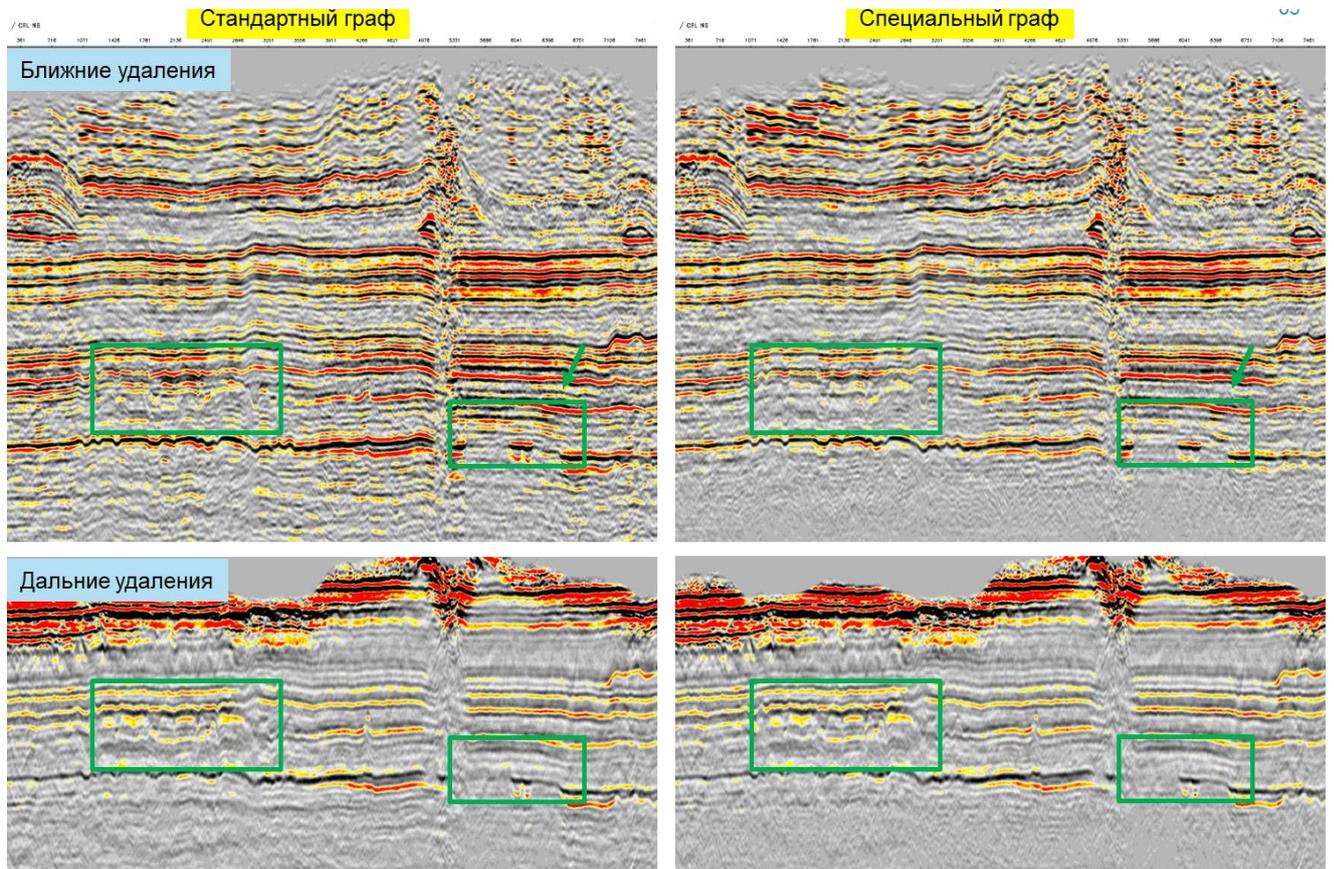


Рисунок 4-20 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на финальных разрезах по синтетическому 2Д профилю

Как при работе с синтетикой, так и на реальных данных наибольший эффект подавления кратных волн наблюдается от применения процедуры SRME. Необходимо отметить, что так как синтетика и реальные данные имели схожий характер волнового поля и наблюдаемых кратных волн, опыт работы с модельными данными сыграл определяющую роль для успешного применения разработанной методики к реальным данным. Несмотря на различия характеристик исходных наборов для моделирования (регулярность, помехи, шаг по ПВ и ПП и т.д.), кратные волны были предсказаны достаточно точно, что позволило их успешно подавить как на ближних, так и на дальних удалениях (Рисунок 4-21).

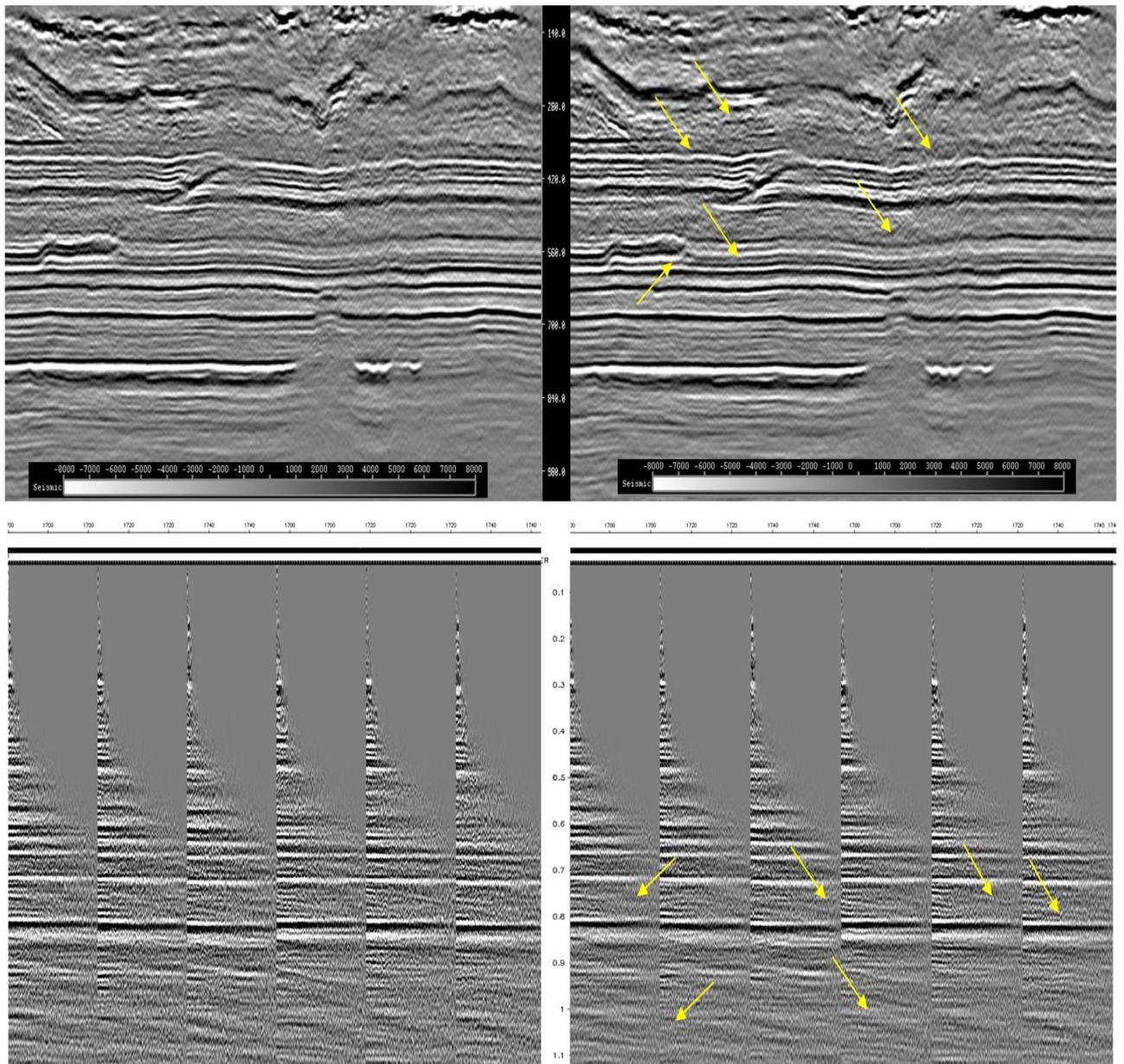


Рисунок 4-21 - Повышение качества подавления кратных волн при использовании алгоритмов моделирования (справа) по сравнению со стандартным подходом (слева) на финальных разрезах и сейсмограммах ОСТ по реальным 3Д данным

В силу сложной волновой картины большое внимание при разработке методики подавления кратных волн уделялось контролю качества полученных результатов. Помимо визуальных оценок сейсмограмм и суммарных разрезов на каждом этапе выполнялось сопоставление со скважинными данными и анализ распределения амплитуд с удалениями.

Ожидалось, что оценка изменения коэффициента корреляции между сейсмикой и синтетикой в точках скважин может дать прямую количественную характеристику эффективности каждого метода подавления кратных волн. Однако, результаты такого анализа показали, что коэффициент ФВК до и после подавления меняется незначительно (все значения больше 0,7), что говорит о, в первую очередь, интерференционном вкладе кратных волн различной природы в амплитуду полезных отражений.

Несмотря на это, сопоставление со скважинной информацией является необходимым инструментом для разработки эффективной методики подавления кратных волн. Так, по результатам выполненной привязки были скорректированы интервалы, для которых производилось моделирование межслойных кратных волн, так как выбор неверных интервалов приводил при вычитании к очевидной потере полезного сигнала в целевом интервале (Рисунок 4-22).

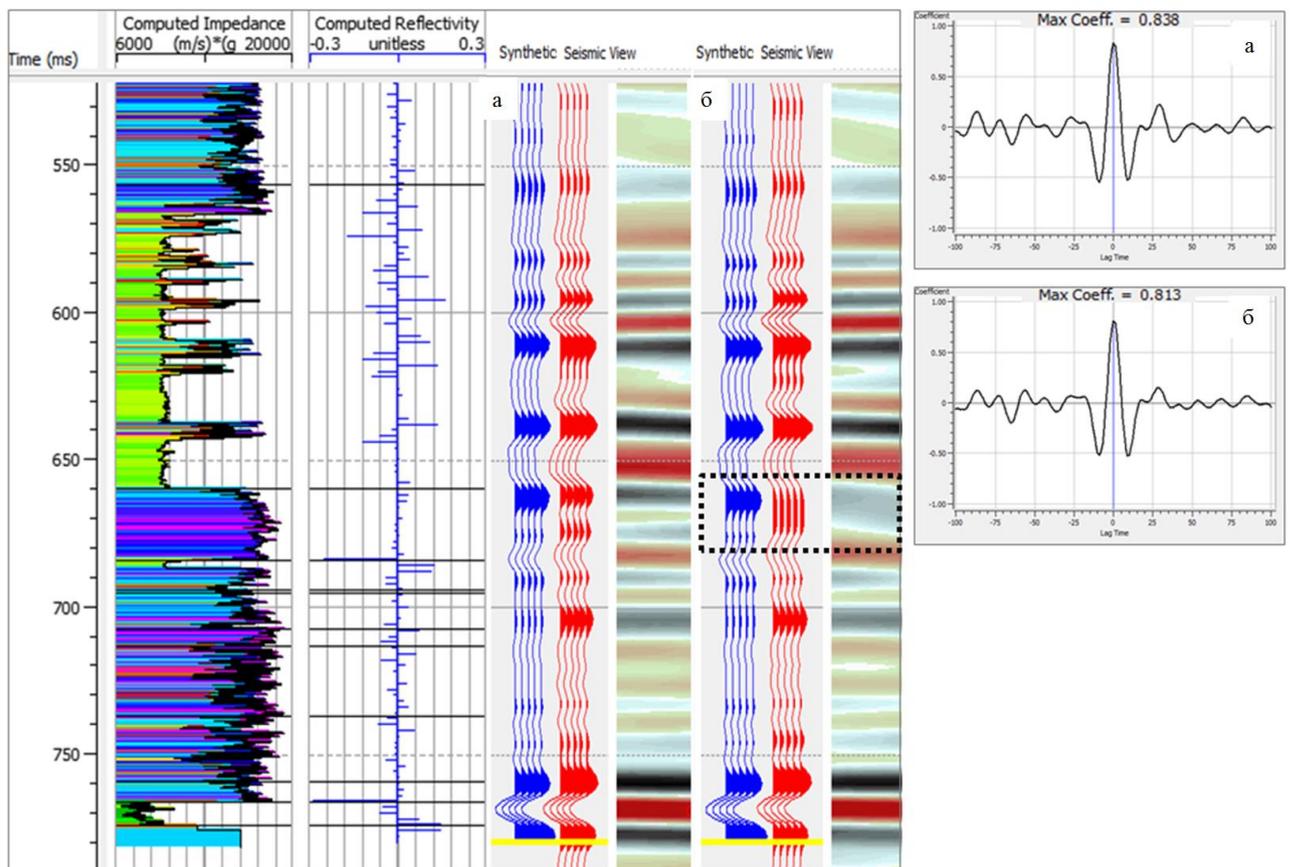


Рисунок 4-22 - Контроль подавления кратных волн на основе анализа привязки в точке опорной скважины. Черным прямоугольником отмечена область сильного искажения полезного сигнала, что послужило основой для пересмотра параметров подавления

Резюмируя полученные результаты, стоит выделить следующие моменты:

1. Ключевой проблемой при подавлении кратных волн на данных из Восточной Сибири является сильная интерференция множества волн различной природы, которые не только маскируют друг друга, но и искажают форму сигнала, что приводит к сложностям с определением конкретных кратнообразующих границ и контролю качества результатов шумоподавления;
2. Разработка эффективной методики подавления возможна только после классификации кратных волн и определения природы их образования;
3. SRME продемонстрировало высокую эффективность при подавлении кратных волн с небольшой временной задержкой;
4. Моделирование межслойных кратных волн – задача крайне непростая и требует детальной корреляции горизонтов и тщательного контроля результатов подавления, лучше с привлечением геологической модели;
5. Для целевого интервала разреза остаточный фон кратных волн, которые заметно отличаются от полезных однократных отражений, представляется возможным ослабить с использованием высокоразрешающего Радон-преобразования;
6. Кратные волны в фундаменте могут быть ослаблены методами на основе моделирования, подразумевающими различную геометрию отражающих горизонтов в интервалах выше и ниже горизонтов М2 и Ф.

ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ, ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКОГО ОЗОБРАЖЕНИЯ И ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

5.1.1 Повышение качества сейсмического изображения и сравнительный анализ с архивными материалами

Одной из главных задач диссертационной работы была разработка эффективного графа обработки сейсмических данных, позволяющего повысить качество финального изображения. Было сформулировано три основных направления для потенциальных улучшений:

1. Построение детальной модели ВЧР с помощью полноволновой инверсии FWI для более корректного учета приповерхностных неоднородностей;
2. Широкополосная обработка с сохранением энергии низких частот, подразумевающая применение частотно-зависимых параметров и направленная на получение латерально выдержанных финальных наборов с широким спектром;
3. Подавление кратных волн с помощью алгоритмов моделирования, таких как SRME, которые основаны на предсказании поля кратных волн, а не на различиях в скоростных характеристиках кратных и однократных отражений.

Было показано, что основной причиной, осложняющей обработку данных в Восточной Сибири и влияющей на качество финального изображения, является большое количество разнообразных аномалий, сосредоточенных в верхней части разреза. Эти аномалии искажают изображение как в структурном, так и в динамическом плане. Использование детальных моделей ВЧР помогает лучше учесть эти аномалии и минимизировать их влияние на нижележащие горизонты.

В рамках временной обработки преимущества заключаются в получении более корректного статического решения. На представленном на Рисунок 5-1 примере видно, насколько лучше собираются отражения на уровне целевых горизонтов (зеленые окна на разрезах) при использовании детальной FWI модели для расчета статики по сравнению с вариантом расчета по модели после линейной инверсии. При этом сводится к минимуму необходимость ручной коррекции структурного плана и подсадки на тренд, что может приводить к необоснованным искажениям в межскважинном пространстве [21]. В местах отсутствия когерентного отражения детальная модель ВЧР может служить дополнительным инструментом для оценки геологического строения и пикировки горизонтов.

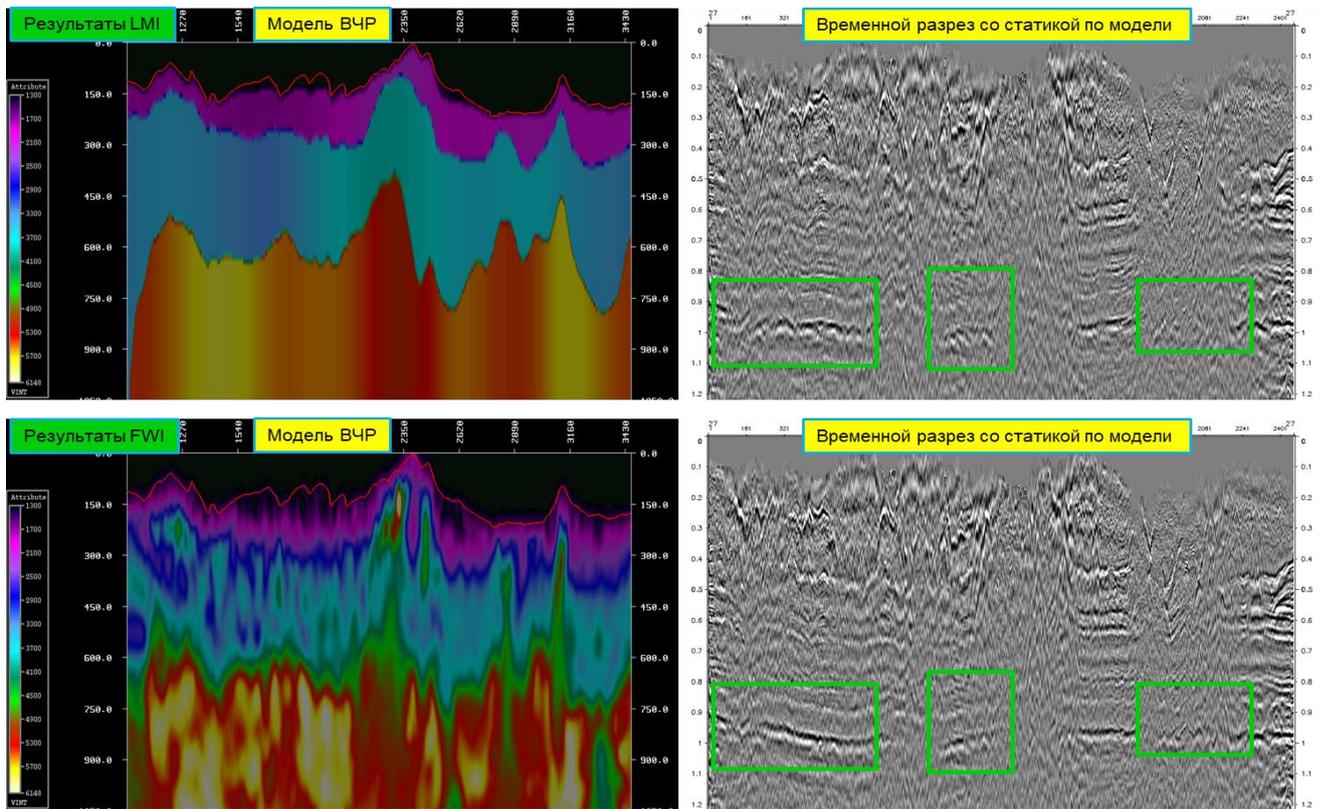


Рисунок 5-1 - Повышение качества статического решения при использовании детальной FWI модели (внизу) по сравнению с вариантом расчета по модели после линейной инверсии (наверху). 2Д реальные данные

С другой стороны, хорошо известно, что не все скоростные аномалии можно корректно учесть в рамках временной обработки. При аномалиях небольшого размера вертикальное приближение, характерное для статического решения, не работает, так как в зависимости от удаления ПВ-ПП путь луча внутри аномалии будет сильно различаться. В рамках глубинной миграции луч трассируется через модель, что позволяет учесть влияние всех скоростных особенностей разреза на качество изображения. Также необходимо помнить о том, что любая некомпенсированная или ложная аномалия в ВЧР будет неизбежно давать ложные искажения нижележащих горизонтов, причем в зависимости от глубины форма и амплитуда искажений будут меняться. По этой причине построение корректной модели ВЧР является ключевым условием для построения корректной глубинно-скоростной модели на весь интервал разреза.

На представленном примере (Рисунок 5-2) продемонстрировано, что использование FWI модели ВЧР дало возможность построить детальную ГСМ, описывающую все скоростные контрасты на разных структурных уровнях и согласующуюся со скважинными данными. При этом, структурные элементы, присутствующие на скоростной модели также наблюдаются и на мигрированных сейсмических кубах, что подтверждает достоверность полученных результатов. Заметно улучшается и само изображение как во временной, так и в глубинной области, а также динамические характеристики записи (Рисунок 5-3).

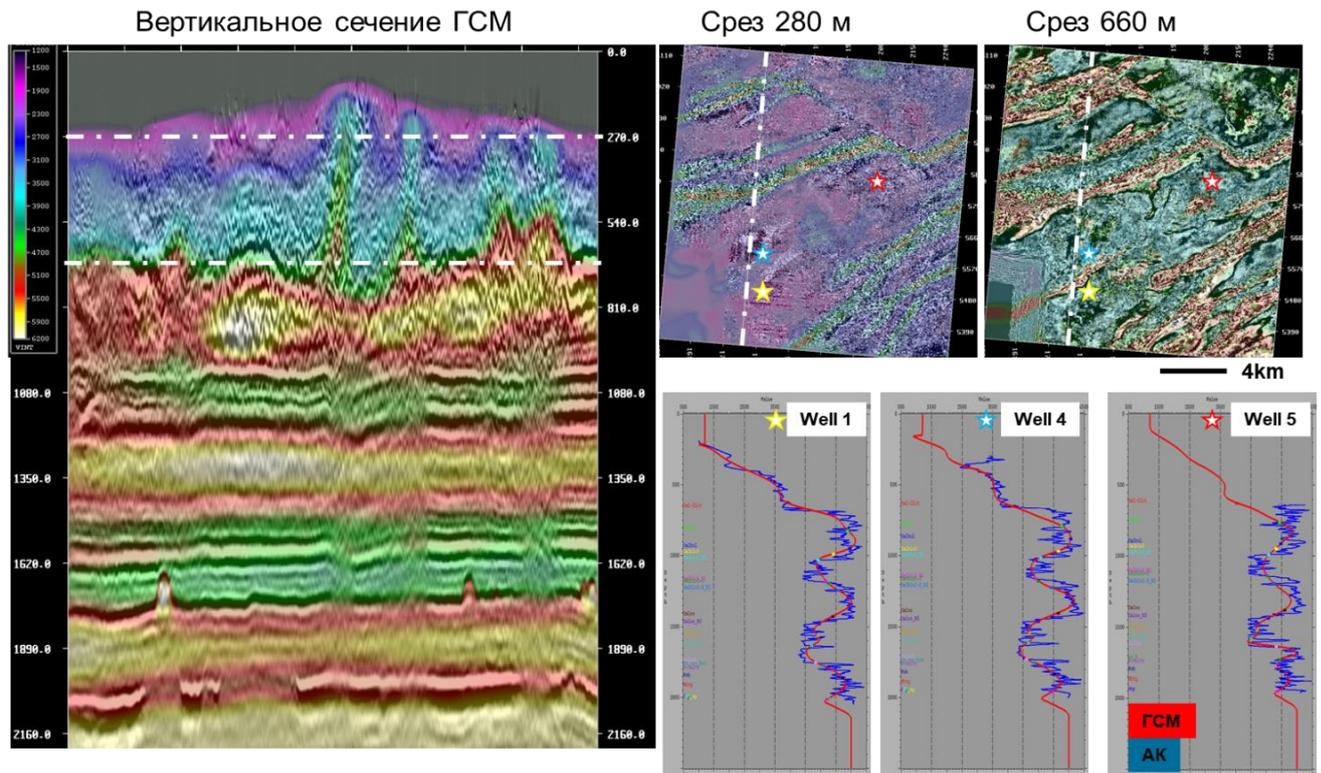


Рисунок 5-2 - Результаты построения ГСМ и глубинной миграции при использовании детальной модели ВЧР и их сопоставление со скважинными данными

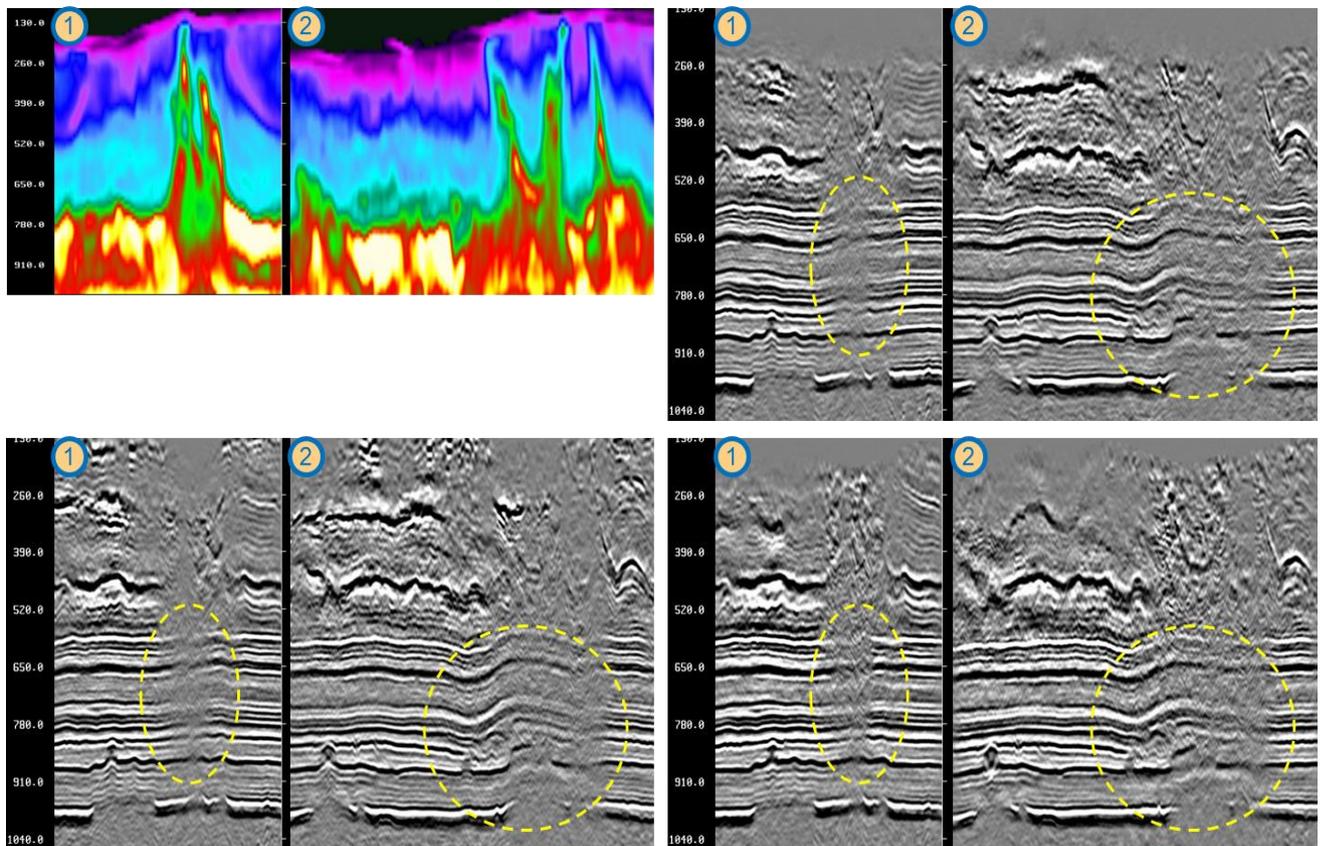


Рисунок 5-3 - Повышение качества изображения при использовании детальной модели ВЧР. Слева наверху – FWI модель ВЧР, справа наверху – временной разрез после PSTM со стандартной статикой, слева внизу – временной разрез после PSTM с FWI статикой, справа внизу – временной разрез после PSDM

Стоит сказать и о перспективах развития метода полноволновой инверсии. В своих оригинальных работах автор концепции FWI Tarantola предполагал извлечение из волнового поля всей информации об упругих параметрах среды, а не только скоростных характеристик [60]. То есть, уже в начальную идею FWI заложена база для расширения поля решаемых задач.

На сегодняшний день наиболее распространенной модификацией метода является акустическое приближение, но все чаще используется и анизотропная полноволновая инверсия с учетом поглощения. Большое количество исследований направлено на извлечение с помощью FWI дополнительных петроупругих параметров, характеризующих трещиноватость вмещающих пород и фильтрационно-емкостные свойства резервуаров [66, 75, 92]. Это говорит о высоком потенциале метода и заинтересованности индустрии в его развитии.

Хотя современные алгоритмы миграции и построения глубинно-скоростных моделей позволяют лучше понять строение осадочного чехла и корректнее решить обратную задачу, многое, в плане повышения качества изображения, также зависит от того, какие данные пойдут на миграцию, то есть какие процедуры сигнальной обработки будут использованы.

Предлагаемый в работе частотно-зависимый подход к обработке данных с акцентом на сохранение энергии низких частот позволяет получать широкополосное сейсмическое изображение высокого качества. Основное внимание уделяется факторам сильного влияния ВЧР и поверхностных условия на амплитудно-частотные характеристики записи и необходимости использования частотно-зависимых процедур шумоподавления и амплитудной коррекции для корректной компенсации этих факторов.

Сравнивая полученные результаты переобработки с использованием предлагаемого в работе подхода с результатами предыдущей обработки 2013 г., можно отметить значительное улучшение прослеживаемости отражений в сложных и «слепых» зонах (Рисунок 5-4). Особенно важным является тот факт, что в некоторых случаях в таких зонах находятся поисковые объекты, и более высокое качество сейсмического изображение может повысить качество последующего геологического прогноза (Рисунок 5-5). Намного лучше стали выделяться разломы и различные геологические объекты разных размеров во всем объеме сейсмической записи, начиная с зоны ВЧР и заканчивая целевыми интервалами в районе 0.8 – 1 секунда. Нужно подчеркнуть, что большую информативность в результат переобработки привнесла низкочастотная составляющая сигнала, что еще раз доказывает ее высокую значимость.

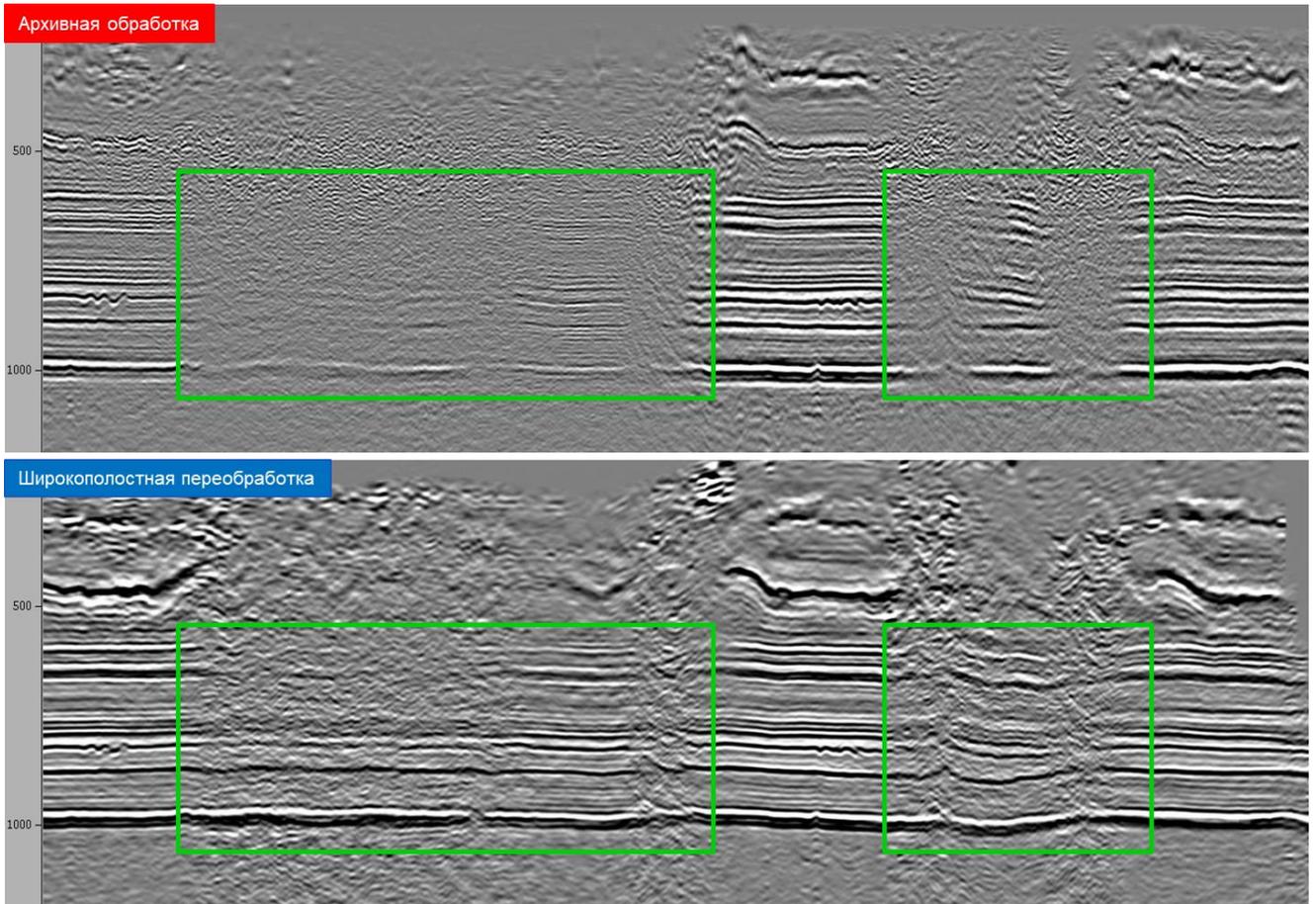


Рисунок 5-4 - Улучшение прослеживаемости основных отражений при использовании предлагаемой методики обработки

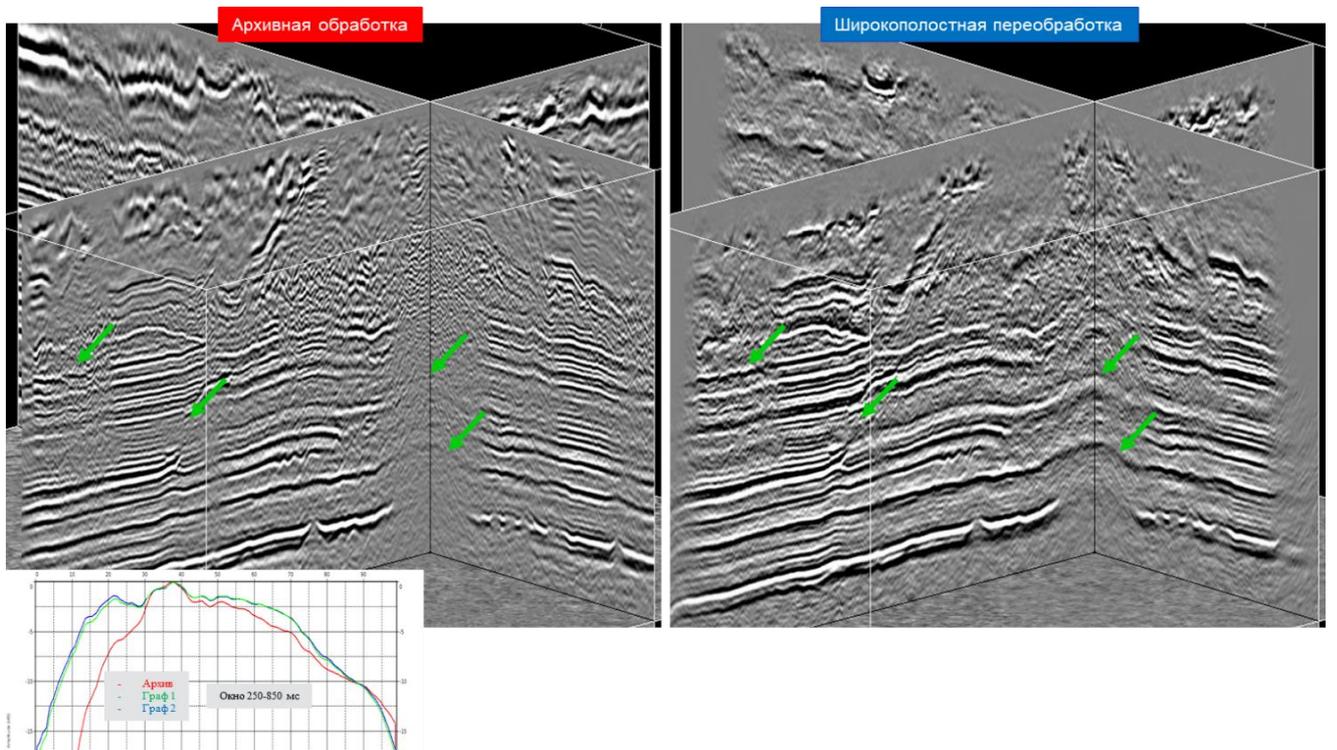


Рисунок 5-5 - Повышение качества изображения и фокусировки разломных нарушений за счет сохранения низкой частоты при использовании предлагаемой методики обработки

Результаты широкополосной переобработки также характеризуются повышением качества динамических характеристик. Помимо более высокого уровня низких частот наблюдается значительно меньше амплитудно-частотных вариаций, связанных с ВЧР, что говорит о более стабильном сейсмическом импульсе и должно положительно влиять на результаты акустической и синхронной инверсии (Рисунок 3-16).

Большое значение в плане улучшения динамических характеристик финальных данных оказали и специальные процедуры подавления кратных волн. Анализ исходных данных показал, что основное негативное влияние кратных выражается в искажении AVO откликов, поэтому положительные эффекты от их подавления будут в большей мере проявляться именно на сейсмограммах.

На Рисунок 5-6 представлены примеры рассчитанных AVO-откликов при стандартном и специальном подходах к подавлению кратных волн. AVO-отклики были рассчитаны по уравнению Аки-Ричардса (с учетом только однократных отражений) [6]. Общий характер поведения амплитуд для двух вариантов обработки – уменьшение положительной амплитуды с увеличением угла – согласуется с теоретическим распределением. При этом, для сейсмограмм, обработанных по специальному графу, отмечается уменьшение ложных амплитудных выскоков на ближних удалениях, связанное с подавлением реверберационного конуса, а значение градиента приходит в соответствие с теоретической зависимостью, что имеет принципиальное значение для выполнения синхронной инверсии.

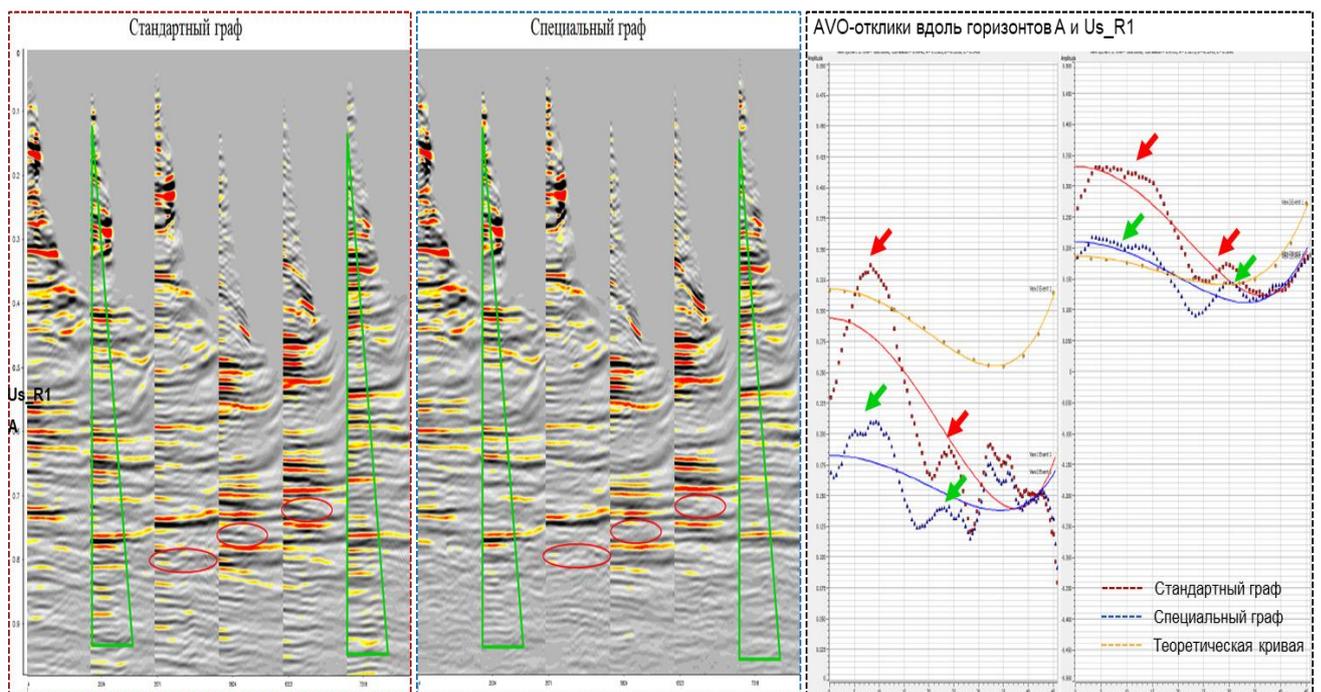


Рисунок 5-6 - Улучшение распределения амплитуд с удалением при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн

Как и ожидалось, применение комплексного подхода к подавлению кратных волн не привело к значительным изменениям в изображении целевых интервалов на суммарных разрезах как на синтетических, так и на реальных данных (Рисунок 5-7, Рисунок 5-8). Только заранее зная зоны расположения кратных волн на разрезе, можно заметить эффект их ослабления после применения специальных процедур (на Рисунок 5-7 эти зоны отмечены зелеными овалами). На реальных 3Д разрезах различия также не большие – удастся лучше детализировать отдельные малогабаритные объекты и улучшить динамику разрезов по латерали.

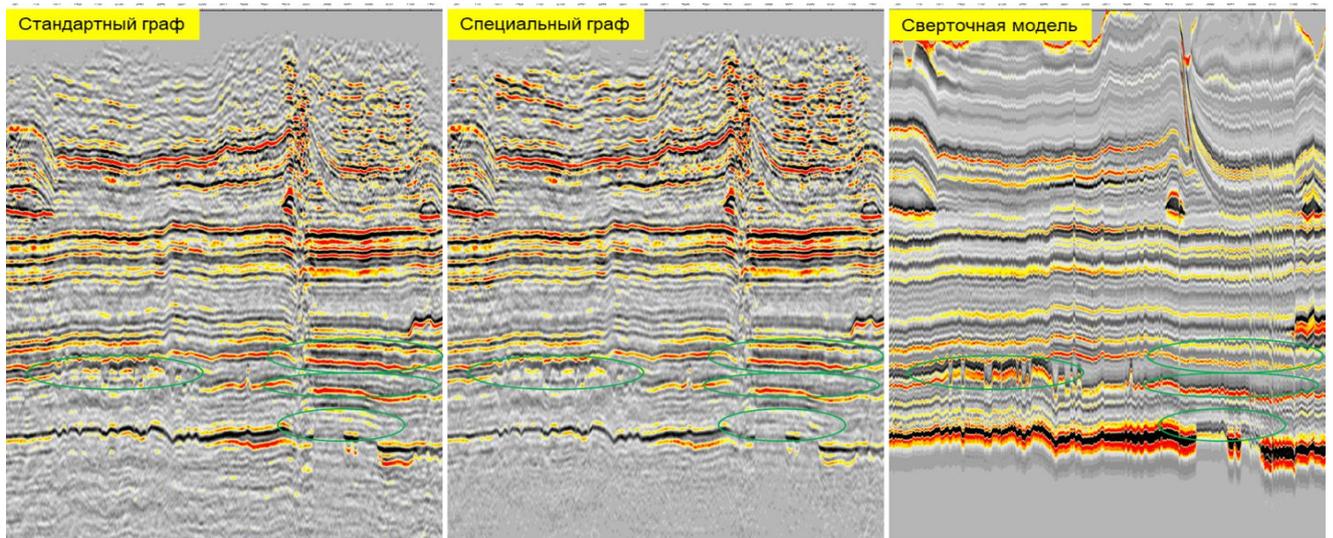


Рисунок 5-7 - Ослабление частично-кратных волн в целевом интервале при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн (в центре) на синтетическом профиле

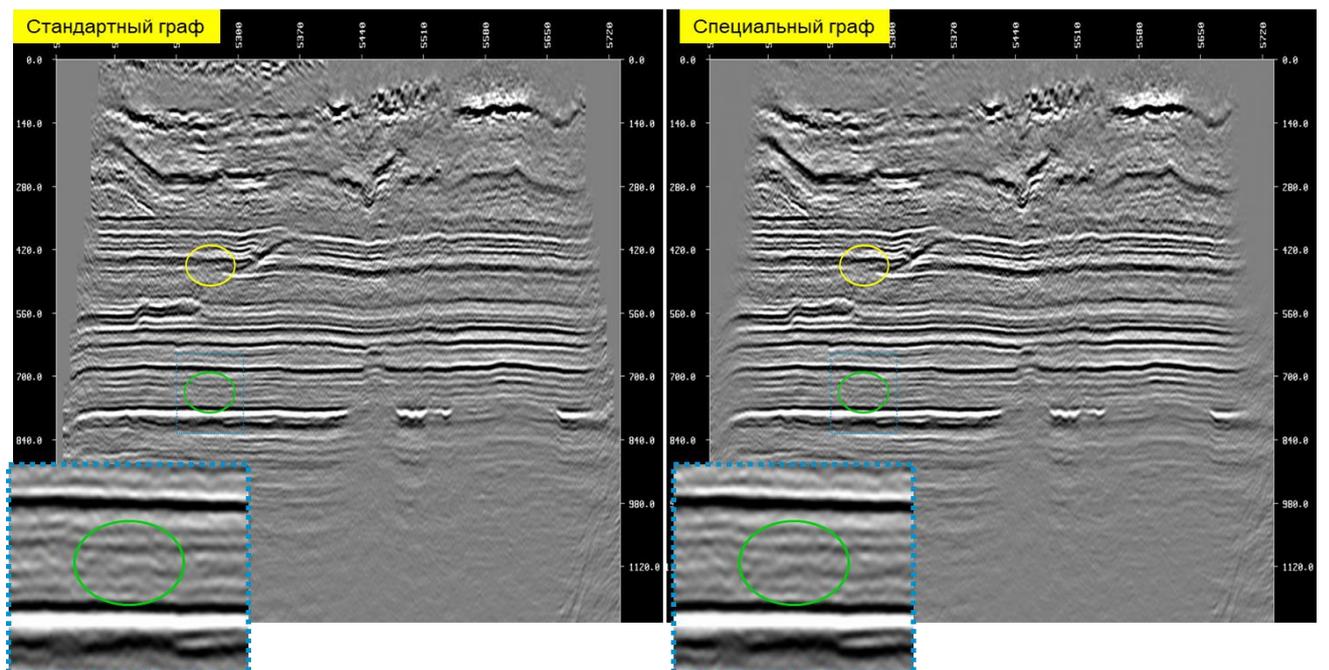


Рисунок 5-8 - Улучшение детализации малогабаритных объектов в целевой части разреза при использовании комплексного подхода к подавлению кратных волн (справа) на 3Д разрезе

5.1.2 Повышение достоверности результатов структурных построений и динамического анализа

Обработка сейсмических данных является обязательным шагом перед выполнением интерпретации, геологическим моделированием и прогнозом. Поэтому любое улучшение качества обработки и сейсмического изображения должно давать определенные преимущества на последующих этапах. С целью оценки таких преимуществ, связанных с использованием предлагаемой в работе методики обработки, была выполнена попытка анализа результатов интерпретации, полученных по разным исходным данным. Стоит отметить, что в силу различных причин автору был доступен лишь ограниченный набор результатов интерпретации.

Классический подход предполагает следующие этапы геологической интерпретации:

1. Структурная интерпретация
2. Динамическая интерпретация
3. Геологическое моделирование
4. Геологический прогноз и подсчет запасов

На качество структурной интерпретации главным образом оказывает влияние корректность выбранного подхода к компенсации статических поправок и построению ГСМ. Чем больше в разрезе аномальных объектов, таких, например, как соли, тем более аккуратно они должны учитываться в процессе интерпретации [72]. Так, интерпретация сложных границ рифовых объектов влияет на точность и объективность расчета запасов УВ, что является одним из главных факторов при разработке месторождения, помогает при планировании бурения и понижает технологические риски [79].

Использование предлагаемой в работе методики обработки помогает существенно повысить надежность структурных построений. Это связано как с детальностью построенной глубинно-скоростной модели среды, так и с возможностью выполнения более качественной корреляции в сложных зонах, в том числе сразу в глубинной области. Появляются новые возможности, связанные с использованием ГСМ как дополнительного инструмента при выполнении структурной интерпретации.

На Рисунок 5-9 представлен пример сейсмического разреза с потенциально интересным объектом в целевом интервале. Однако, выполнение структурных построений здесь сильно затруднено, так как по сейсмике совершенно не ясно строение верхней части разреза, что приводит

к росту неопределенности в структурных картах для всех нижележащих горизонтов. Привлечение ГСМ как дополнительного инструмента позволяет выделять границы непосредственно в скоростном поле и ассоциировать их с реальными поверхностями. В результате удалось построить сложную высокодетальную поверхность горизонта Н1, являющуюся кровлей карбонатов литвинцевской свиты, чего нельзя было сделать без привлечения модели FWI. Помимо геологической значимости, наличие такой карты крайне важно при планировании буровых работ, так как позволяет снизить технологические риски, связанные с неоднородностью ВЧР.

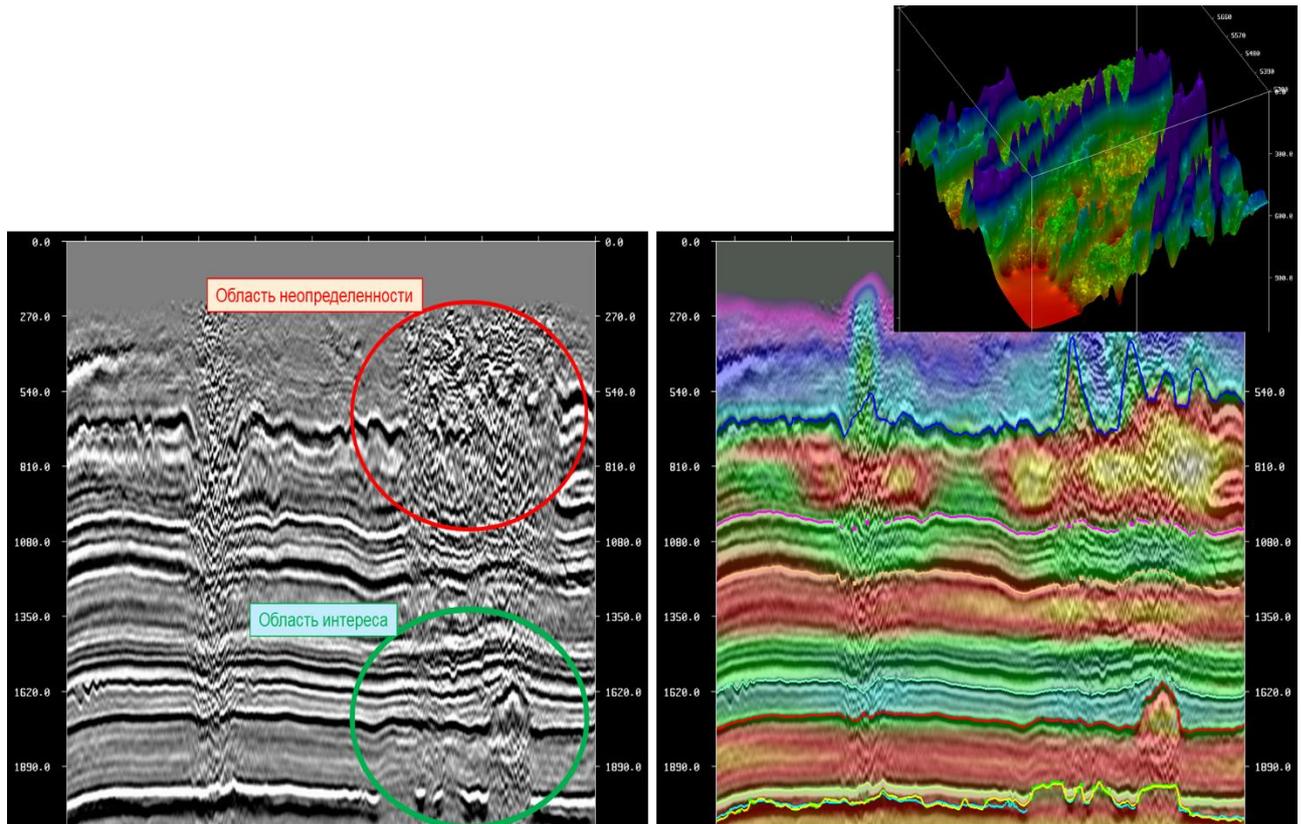


Рисунок 5-9 - Использование детальной ГСМ как дополнительного инструмента для повышения качества структурных построений

Наличие корректной модели ВЧР позволяет построить и более детальную модель для нижележащих интервалов (Рисунок 5-10). Еще раз стоит отметить, что любая неучтенная или ложная аномалия в ВЧР будет неизбежно давать ложные искажения на нижележащих горизонтах, поэтому детальная модель ВЧР является необходимым условием для повышения надежности выделения перспективных объектов в целевом интервале разреза и уточнения структурных построений (Рисунок 5-11, карты по горизонтам А, М2 и Ф) [32]. На вновь построенной модели наблюдаются не только вертикальные, но и горизонтальные скоростные вариации, что может быть связано с особенностями геологического развития района исследования. При этом, корректность выполненных построений подтверждается хорошей сходимостью со скважинными данными.

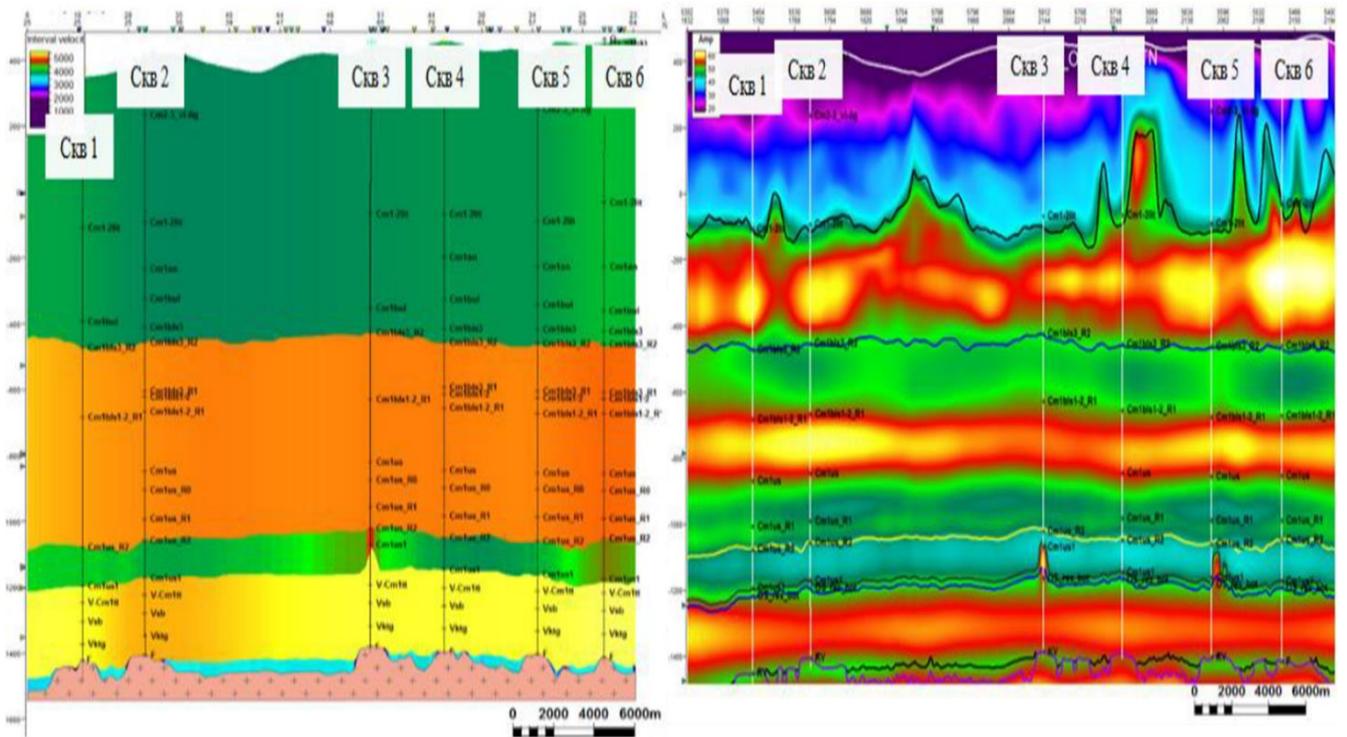


Рисунок 5-10 - Повышение детальности вновь построенной (справа) ГСМ по сравнению с архивной (слева), использовавшихся для структурных построений [32]

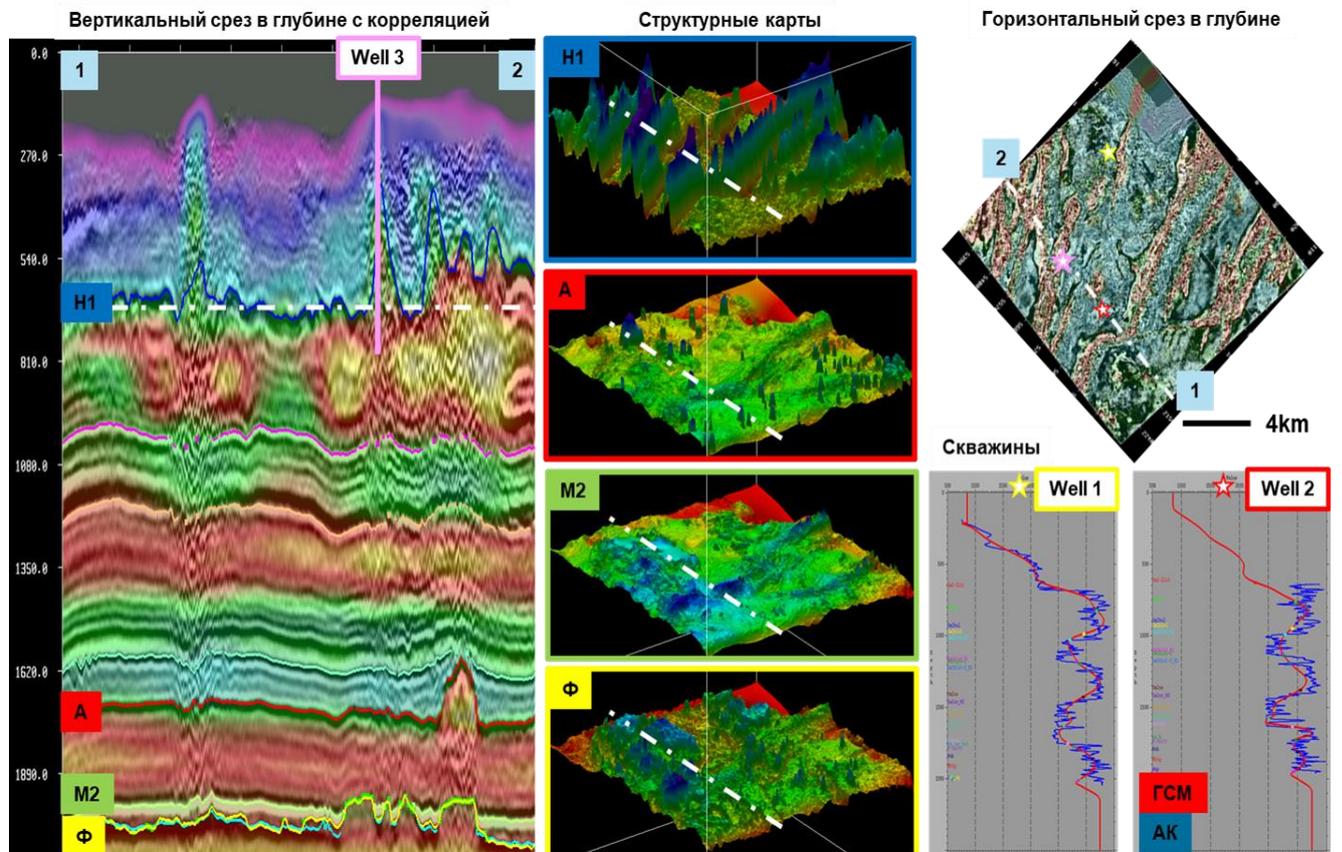


Рисунок 5-11 - Оценка эффективности разработанной методики обработки – повышение качества и достоверности структурных построений. Слева – результаты обработки и построенная ГСМ, в центре – структурные карты, справа – сопоставление со скважинами

Эффективность предложенной методики также была подтверждена результатами бурения новой скважины. Несмотря на то, что она прошла через одну из высокоскоростных аномалий ВЧР, латеральные размеры которой 200-500м – то есть, через одно из самых сложных мест для восстановления – замеры акустического каротажа в высокой степени совпали с модельными скоростями.

Такой высокий уровень точности построенной модели в точках скважин позволяет с уверенностью относиться и к выполненным структурным построениям в межскважинном пространстве, а при расчете глубинной миграции до суммирования дает возможность выполнять структурные построения непосредственно в глубинной области.

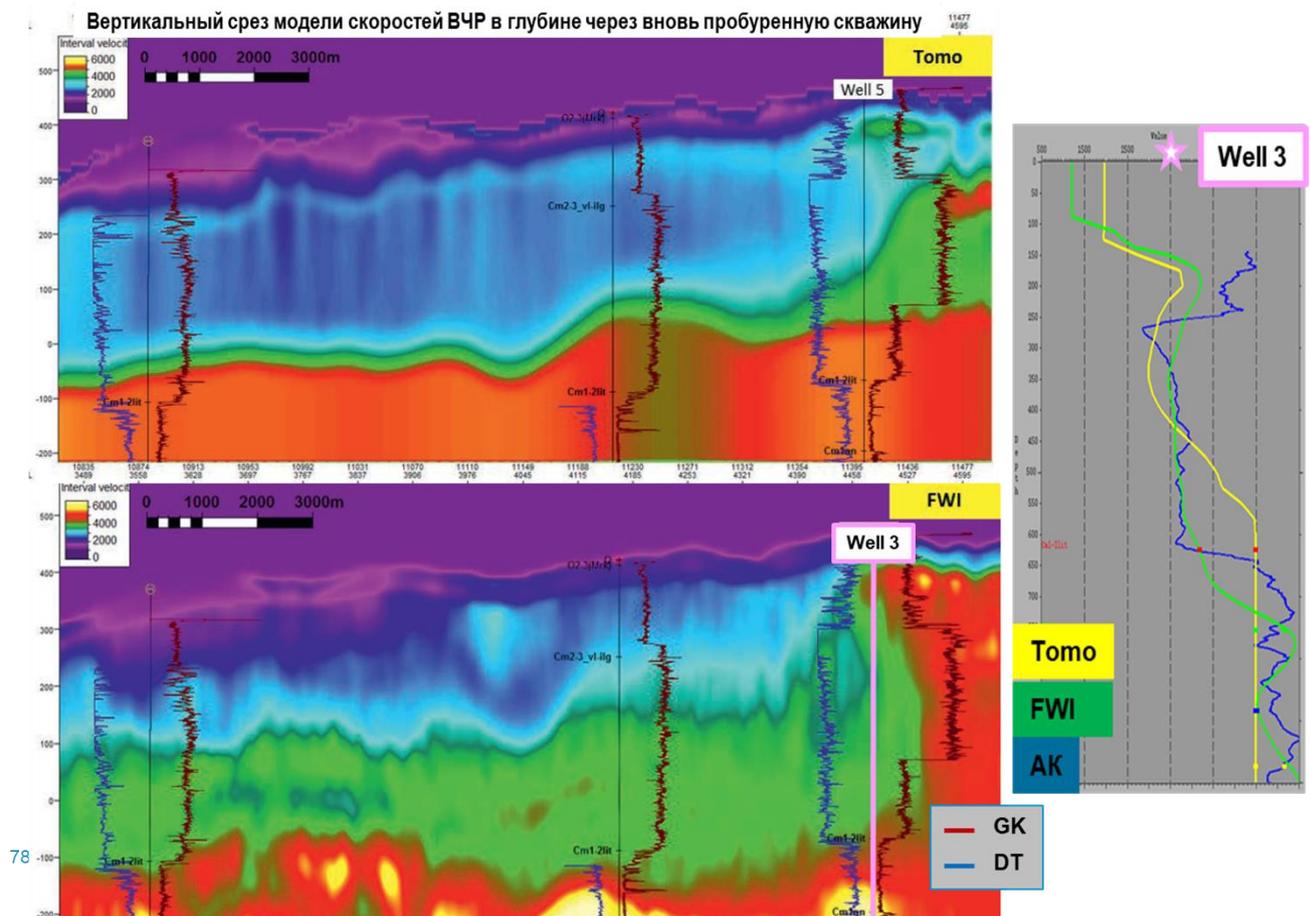


Рисунок 5-12 - Оценка эффективности разработанной методики обработки – подтверждение качества ГСМ и структурных построений путем сопоставление с информацией из новой пробуренной скважины

Повышение качества динамической интерпретации стало возможным за счет расширения спектрального состава данных и большего количества низких частот, а также более однородного распределения АЧХ по площади и стабильности извлекаемого импульса. В качестве иллюстрации на Рисунок 5-13 приводится сравнение результатов спектральной декомпозиции по архивным и переобработанным данным. Отчетливо видно, что извлеченный импульс по второму

набору данных имеет более широкую и гладкую АЧХ с меньшей амплитудой боковых лепестков. Это позволяет более вариативно настраивать разложение на спектральные панели и получать более информативную спектральную декомпозицию. В результате удастся лучше оконтурить аномалии, связанные с зоной улучшенных ФЕС, например, в интервале усть-кутских отложений и построить детальную карту фаций.

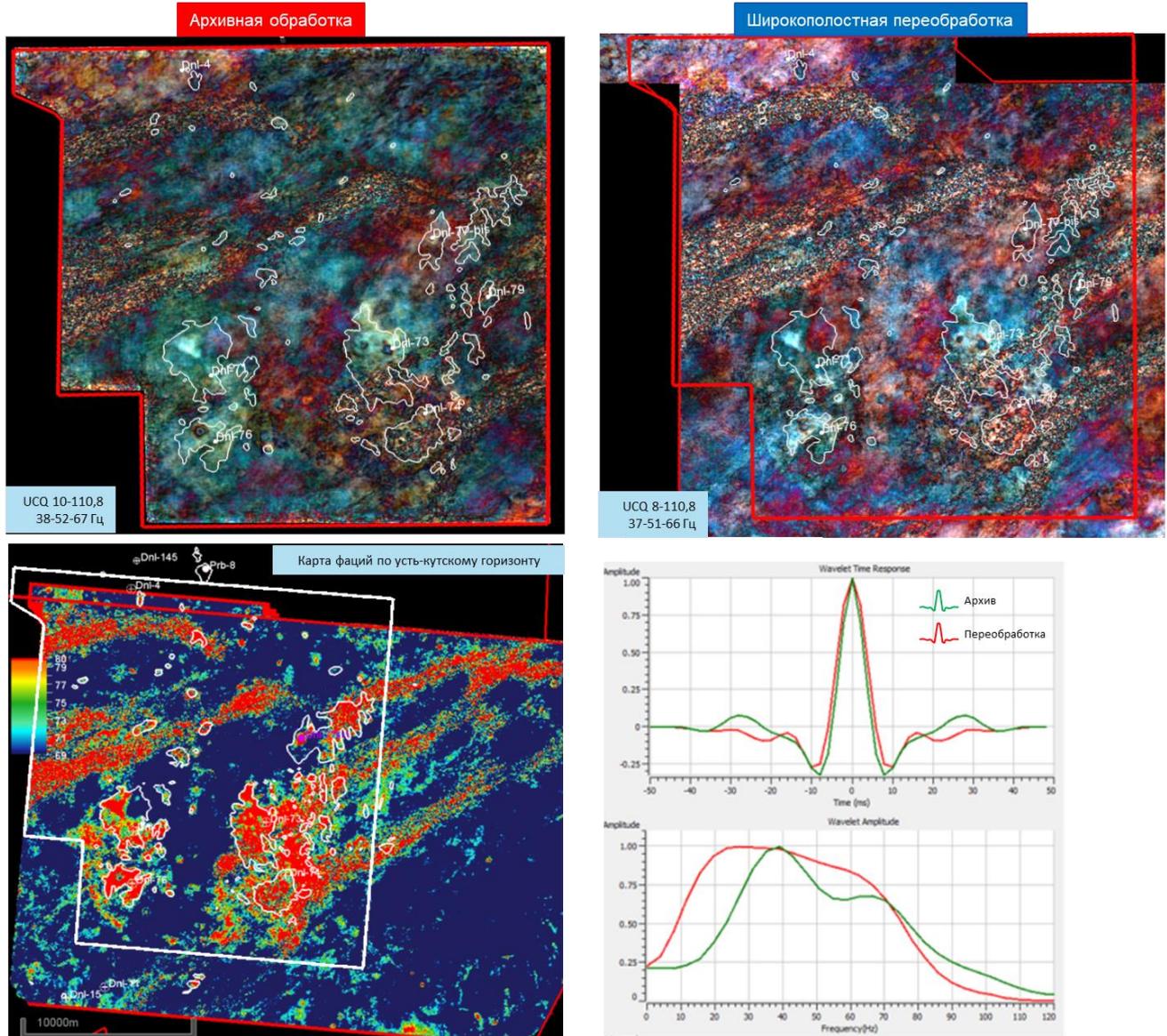


Рисунок 5-13 - Повышение качества спектральной декомпозиции на уровне усть-кутского горизонта, выполненной по данным на основе разработанной методики обработки (справа), по сравнению с архивными результатами (слева) и построенная карта фаций

Более широкий спектр данных, обработанных по предлагаемой методике, помогает не только при динамическом анализе, но также при структурных построениях и выделении текто-

нических нарушений. Одним из наиболее распространенных инструментов для этих целей является анализ атрибута куба когерентности. В большей степени за счет НЧ составляющей куб когерентности по переобработанным данным более насыщенный и детальный, на нем лучше видны локальные неоднородности и разноамплитудные разломы (Рисунок 5-14). Учет этих особенностей в процессе корреляции дает возможность лучше картировать небольшие объекты, такие как рифовые постройки.

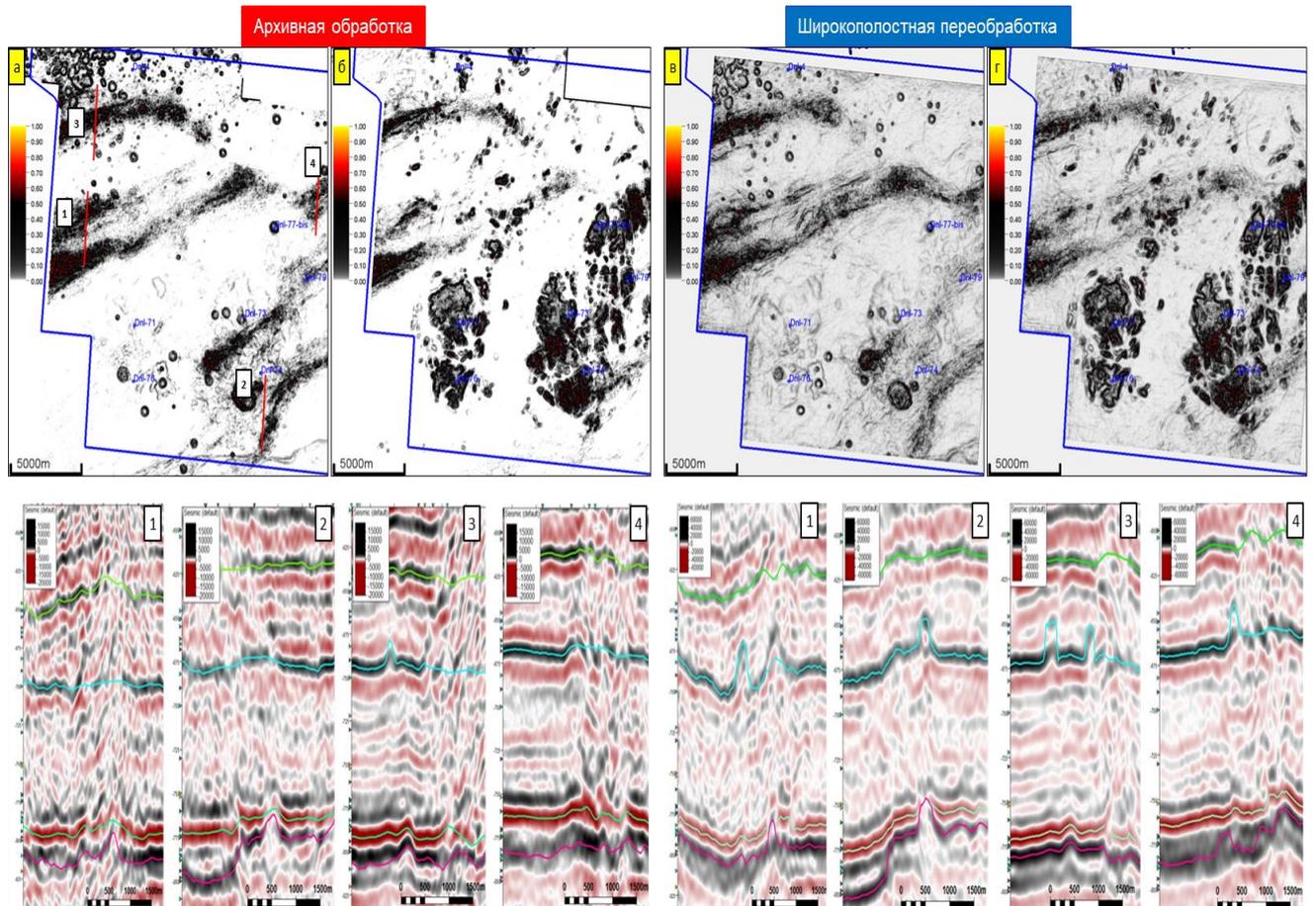


Рисунок 5-14 - Сравнительный анализ результатов структурной интерпретации архивных и обработанных по предлагаемой методике данных: сверху – слайсы кубов когерентности по горизонтам А (а и в) и М2 (б и г), внизу – фрагменты временных разрезов с наложенной корреляцией

Таким образом, основные преимущества данных, обработанных по предлагаемой методике, для интерпретации заключаются в возможности построения более детальных структурных карт, для чего можно использовать не только стандартные сейсмические кубы, но также и скоростную модель. Повышается достоверность построений в ранее «слепых» зонах под аномалиями ВЧР. Появляется возможность выделения новых перспективных объектов как на основе структурных построений, так и по результатам динамического анализа. Удаётся лучше картировать разломные нарушения в верхней части разреза и целевых интервалах (Рисунок 5-15).

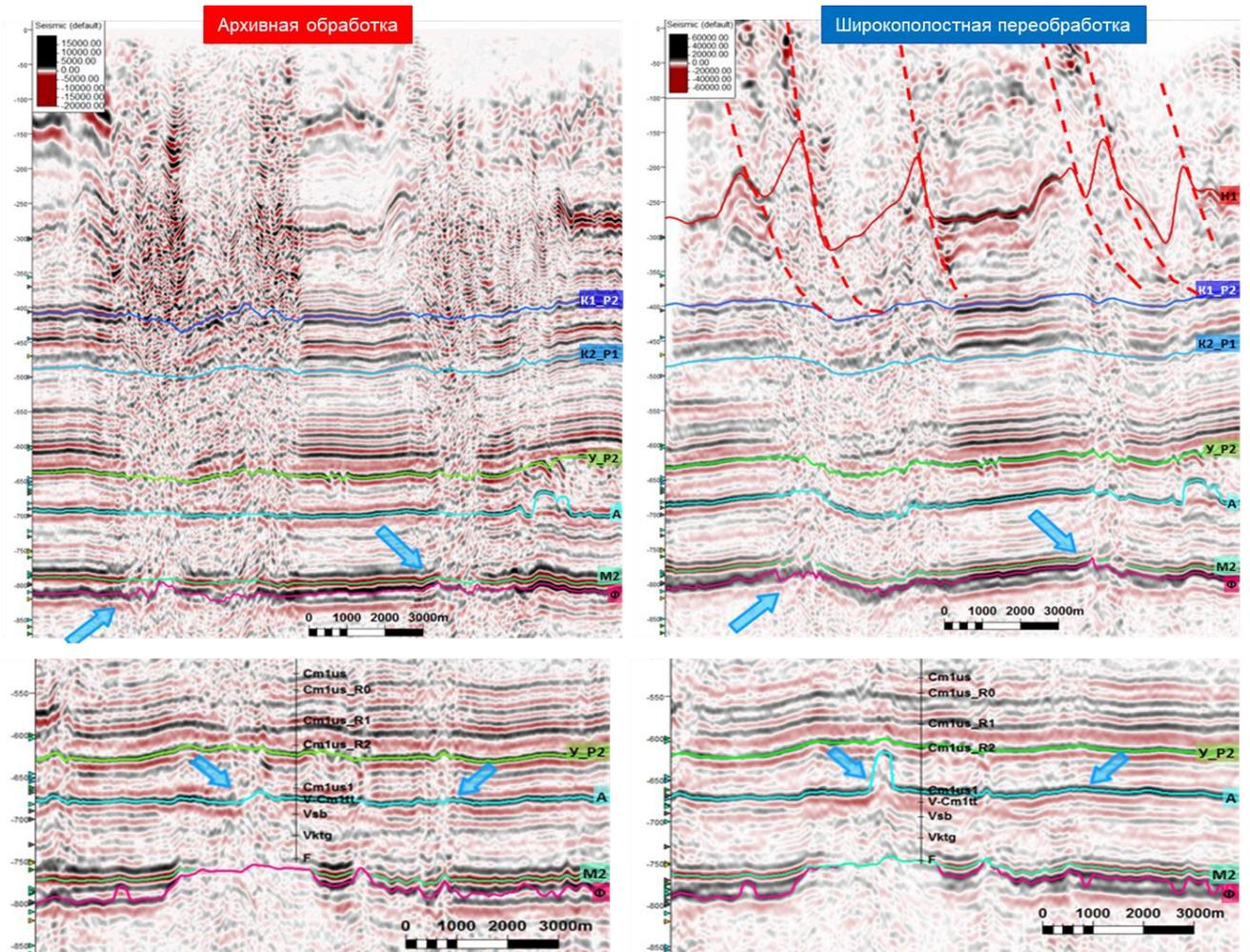


Рисунок 5-15 - Сравнительный анализ результатов структурной интерпретации архивных и обработанных по предлагаемой методике данных на временных разрезах

В завершении главы хочется еще раз отметить, что новые методы построения сейсмического изображения и скоростных моделей позволяют повысить качество геолого-геофизической интерпретации, но не отменяют необходимости тесного взаимодействия геофизика-обработчика с интерпретаторами, геологами и петрофизиками. Любое решение обратной задачи не уникально, и для достижения корректного результата структурных построений, динамического анализа и прогноза требуется привлечения всей имеющейся геологической информации, скважинных данных, результатов архивных исследований и т.д. При выполнении глубинной миграции на основе детальной ГСМ особое внимание нужно уделять пересчету глубина/время и обратно, так как в зависимости от решаемых задач модель пересчета может сильно меняться, что оказывает существенное влияние на корреляцию и структурный план. В конечном счете, только совместная работа всех специалистов может привести к получению качественного финального результата, позволяющего решать поставленные геологоразведочные задачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследовательский характер данной работы подразумевал оценку тех потенциальных улучшений, которые обработка сейсмических данных может принести в плане общего повышения эффективности геологоразведочных работ. В качестве региона исследования была выбрана Восточная Сибирь, что, с одной стороны, связано с ее перспективами и возрастающей долей в нефте- и газодобыче России, а, с другой – со слабой изученностью и необходимостью привлечения современных технологий, учитывающих сложное геолого-геофизическое строение района.

На начальном этапе работы были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается обработка данных в Восточной Сибири, проанализированы их причины и последствия для последующих интерпретации и прогноза. Было показано, что главным осложняющим фактором является сложное строение верхней части разреза, что влияет как на динамические характеристики сейсмической записи, так и на возможность корректного восстановления структурного плана.

Были сформулированы цели и задачи работы, призванные решить выявленные проблемы, и выделено три основных направления работы:

1. Построение детальной модели верхней части разреза;
2. Использование специальных процедур широкополосной обработки;
3. Борьба с кратными волнами.

Основным результатом работы стала разработанная методика обработки сейсмических данных, позволяющая улучшить сейсмическое изображение и повысить качество интерпретации и геологического прогноза.

Для построения детальной модели верхней части разреза впервые в России был успешно опробован и внедрен в производственном режиме метод полноволновой инверсии FWI. Несмотря на использование стандартных данных СРР 2Д/3Д, метод позволил надежно картировать изменения скоростей до глубин 600-700м и получить детальное изображение до кровли непских складок. Минимальный размер объектов, выделяемых по скоростной модели, составил до 200 м по латерали и до 100 м по вертикали, что позволяет говорить о разрезе скоростей FWI, как атрибуте, превосходящем разрешенность сейсмического разреза для ВЧР. Восстановление модели верхней части разреза дало возможность построения полноценной глубинно-скоростной модели и выполнения глубинной миграции. Таким образом, совместное использование разрезов скоростей FWI и СРР позволяет повысить надежность и детальность составления прогнозного разреза для бурения и снизить возможные риски.

Использование широкополосной обработки было главным образом направлено на сохранение низкочастотной составляющей сигнала. Было показано, что применение специальных частотно-зависимых процедур привносит дополнительную информативность финальным сейсмическим наборам: улучшается прослеживаемость горизонтов, повышается качество изображения сложных элементов (например, траппов, рифов), упрощается процесс построения низкочастотной модели для инверсии и т.д.

С целью подавления кратных волн было протестировано большое количество различных алгоритмов. Большинство из них оригинально разрабатывалось для данных морской сейсморазведки и требовало адаптации под условия Восточной Сибири. Было продемонстрировано при каких условиях эффективно работает тот или иной алгоритм. Наилучших результатов удалось достичь при использовании адаптированного метода SRME. Комплексный подход к подавлению кратных волн позволил повысить качество прослеживаемости и выразительность отражающих горизонтов, а также значительно улучшить распределение амплитуд с удалением, что положительно повлияло на детализацию сейсмического изображения, выполнение динамического анализа и последующее уточнение геологической модели.

В качестве проверки эффективности предлагаемого графа обработки, было выполнено сопоставление результатов интерпретации на основе архивных и вновь обработанных данных. Несмотря на ограниченное количество имеющихся материалов, можно уверенно говорить о значимых улучшениях. Во-первых, повысилась детальность и надежность структурной интерпретации, что подтверждается структурными картами и результатами бурения. На уровне динамической интерпретации лучше восстанавливаются ФЕС целевых интервалов, что ведет к более корректному геологическому прогнозу.

Кратко, основные выводы по выполненной диссертационной работе можно записать в следующем виде:

1. Главным осложняющим фактором в Восточной Сибири является сложное строение верхней части разреза, что влияет как на динамические характеристики сейсмической записи, так и на возможность корректного восстановления структурного плана.
2. Использование алгоритма полноволновой инверсии FWI дает возможность построить детальную модель верхней части разреза, точность которой значительно превосходит модели, построенные другими методами.
3. Для сохранения информации во всех частотных диапазонах и корректном учете амплитудных неоднородностей, связанных с верхней частью разреза, необходимо применение частотно-зависимых процедур на всех этапах обработки.

4. Для подавления всех типов кратных волн недостаточно применения стандартных методов, основанных на различии в кинематике кратных и однократных отражений.
5. Использование адаптированного метода SRME и других методов на основе моделирования позволяют подавить кратные волны с небольшой временной задержкой и улучшить распределение амплитуд с удалением.
6. Комплексное использование предлагаемой в работе методики обработки дает возможность повысить качество и детальность сейсмического изображения, структурных построений и динамического анализа.

Таким образом, предлагаемая в работе методика обработки позволяет значительно повысить как качество сейсмического изображения, так и результаты интерпретации и геологического прогноза. Полученные результаты говорят о высоком потенциале в плане повышения эффективности геологоразведки в Восточной Сибири. Этот потенциал связан не только с новыми высокотехнологичными полевыми съемками, но и с переобработкой и переинтерпретацией архивных 2Д и 3Д данных сейсморазведки с привлечением современных методик и технологий.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Используемые сокращения	Расшифровка сокращений	Терминология сокращений, используемая в иностранной литературе
АЧБ	Амплитудно-частотная балансировка	Amplitude-frequency balancing
АЧХ	Амплитудно-частотная характеристика	Amplitude spectrum
ВАК	Высшая аттестационная комиссия	Higher attestation commission
ВСМП	Восточно-Сибирская мегапровинция	Eastern Siberia oil and gas region
ВСП	Вертикальное сейсмическое профилирование	Vertical seismic profile
ВЧ	Высокие частоты	High frequencies
ВЧР	Верхняя часть разреза	Shallow part of the stack
ГСМ	Глубинно-скоростная модель	Velocity model
ЗМС	Зона малых скоростей	Weathering zone
ММП	Многолетние мерзлые породы	Permafrost
МОГТ	Метод общей глубинной точки	Common depth point method
НСР	Начальные суммарные ресурсы	Initial Resources
НЧ	Низкие частоты	Low frequencies
ПВ	Пункт взрыва	Source point
ПП	Пункт приема	Receiver point
ПС	Поверхностно-согласованный	Surface consistent
СРР	Сейсморазведочные работы	Seismic exploration works
УВ	Углеводороды	Hydrocarbons
ФАК	Функция автокорреляции	Autocorrelation function
ФВК	Функция взаимной корреляции	Cross-correlation function
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства	Formation reservoir properties
AVO	Зависимость амплитуд отраженных волн от удаления	Amplitude variation with offset

FWI	Полноволновая инверсия	Full waveform inversion
SRME	Подавление кратных волн от свободной поверхности	Surface related multiple attenuation

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М.: Недра. 1982. 232 с.
2. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. Т.1. М.: Мир. 1983. 519 с.
3. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Ред. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра. 1981. 450 с.
4. Белоусов А.В. Оптимизация систем наблюдений для изучения кинематических параметров среды в сейсморазведке 3D: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. М., 2006.
5. Больших С.Ф. О приближенном представлении годографа отраженных волн в случае многослойной покрывающей среды // Прикладная геофизика, 1956. Вып. 15.
6. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа. 2001. 68 с.
7. Воскресенский Ю.Н. Построение сейсмических изображений. Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа. 2006. 116 с.
8. Гайдук А.В., Гринченко В.А., Чиргун А.С., Галиаскаров В.А., Филичев А.В. Ключевые типы перспективных объектов Непско-Ботуобинской антеклизы и особенности их геологического строения // EAGE ГеоБайкал, Расширенные тезисы конференции, 2018.
9. Глоговский В.М. Анализ методов решения обратной кинематической задачи МОВ в неоднородных средах // Труды XXX Международного геофизического симпозиума, 1985. Т. 2. С. 106-116.
10. Гольдин С.В., Митрофанов Г.М. Спектрально-статистический метод учёта поверхностных неоднородностей в системах многократного прослеживания отражённых волн // Геология и геофизика, 1975. № 2. С. 102-111.
11. Гриценко А.И., Пономарев В.А., Крылов Н.А. и др. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. М: Недра, Бизнесцентр. 2000. 148 с.
12. Денисов М.С. Методы подавления кратных волн в сейсморазведке. Часть 1.2.3 // Технологии сейсморазведки, 2007. № 1.2.3.
13. Долгих Ю.Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР. М.: ЕАГЕ Геомодель. 2014. 212 с.

14. Завьялов В.А. К вопросу учета поверхностных неоднородностей по материалам сейсморазведки ОГТ в южной части Сибирской платформы // Геофизика, 2008. № 5. С. 27-32.
15. Кезик И.В. Минприроды раскрыло запасы газа и нефти в России // Ведомости, 2013. № 2. С. 3-4.
16. Клаербоут Д. Теоретические основы обработки геофизической информации с применением к разведке нефти. М.: Недра. 1981. 304 с.
17. Конторович А.Э. Основные положения стратегии освоения природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Регион: экономика и социология, 2009. № 2. С. 96-109.
18. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозоскофанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика, 2013. № 8. С. 1253-1274.
19. 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.
20. Коробкин В.С. Применение новых методов построения глубинно-скоростных моделей: FWI, SWI, GWI // Тюменский нефтегазовый форум ТНФ 2019, Сборник материалов, 2019.
21. Коробкин В.С., Бурлаков А.В., Кудрявцев К.Ю., Твердохлебов Д.Н. Применение новых методов SWI и FWI для построения модели ВЧР и повышения качества сейсмического изображения // EAGE 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Extended Abstracts, 2018.
22. Коробкин В.С., Бурлаков А.В., Твердохлебов Д.Н. Специальная широкополосная обработка сейсмических данных с целью сохранения низких частот и выравнивания АЧХ в условиях сильно дифференцированного строения ВЧР // Нефтегазовая геология и геофизика: материалы международной конференции ГеоСочи, 2017.
23. Коробкин В.С., Кудрявцев К.Ю., Бурлаков А.В., Твердохлебов Д.Н. Апробация нестандартных методов подавления кратных волн на наземных данных // EAGE 6th Tumen Conference, Extended Abstracts, 2019.
24. Коробкин В.С., Кудрявцев К.Ю., Бурлаков А.В., Твердохлебов Д.Н. Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири // Тезисы международной конференции Гоевразия 2019.

25. Маловичко А.А. Новое представление годографа отраженных волн для горизонтально-слоистых сред // Прикладная геофизика, 1978. Вып. 91.
26. Маловичко А.А. Определение предельной эффективной скорости и степени скоростной неоднородности по одиночеству годографу отраженных волн в случае вертикально-неоднородной среды // Прикладная геофизика, 1979. Вып. 95.
27. Миляев Д.В., Савельева А.Д. Перспективные объекты геологоразведочных работ на Сибирской платформе и критерии их рентабельности // Георесурсы, 2017. Т. 19. № 2. С. 88-96.
28. Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России, 2014. № 3(19). С. 33-43.
29. Сорокин А.С, Павловский Ю.В., Харитонов А.Е. и др. Специальная обработка данных, зарегистрированных по технологии UNIQ, с целью повышения энергии низких частот // Нефтегазовая геология и геофизика: материалы международной конференции ГеоСочи, 2017.
30. Спасский Б.А., Митюнина И.Ю., Герасимова И.Ю., Ланцев В.Ф., Семенов В.В., Душкин А.Б., Шестакова Е.В. Учет верхней части разреза в сейсморазведке отраженными волнами при работах в условиях непромерзающих болот // Геофизика, 2009. № 1. С. 56-60.
31. Твердохлебов Д.Н., Данько Е.А., Каширина Е.Г., Коробкин В.С., Филичев А.В., Гайдук А.В. Конечно-разностное сейсмогеологическое моделирование с целью повышения эффективности обработки и качества интерпретации сейсмических данных // Геофизика, 2017. №6. С. 10-18.
32. Твердохлебов Д.Н., Клешнин А.Б., Каширина Е.Г., Батищева А.М., Коробкин В.С., Чиргун А.С., Филичев А.В., Голопапа С.Н. Повышение качества и надежности сейсмического изображения в результате детального восстановления модели скоростей для сложных сейсмогеологических условий Сибирской платформы // EAGE ГеоБайкал, Расширенные тезисы конференции, 2018.
33. Твердохлебов Д.Н, Коробкин В.С., Данько Е.А., Каширина Е.Г., Филичев А.В., Гайдук А.В. Возможность подавления кратных волн на основе моделирования в условиях высокоскоростного разреза Сибирской платформы // Геофизика, 2018. №1. С. 2-14.

34. Твердохлебов Д.Н., Коробкин В.С., Данько Е.А., Каширина Е.Г., Филичев А.В. Конечно-разностное сейсмогеологическое моделирование с целью повышения эффективности обработки и качества интерпретации сейсмических данных // EAGE ГеоБайкал, Расширенные тезисы конференции, 2016.
35. Трихаева К.Г. История развития нефтегазовой отрасли Восточной Сибири // Сибирский федеральный университет, 2017.
36. Урупов А.К. Изучение скоростей в сейсморазведке. М.: Недра. 1966. 225 с.
37. Урупов А.К. Сейсмические модели и эффективные параметры геологических сред. М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. 1984. 85 с.
38. Филимонова И.В. Развитие теоретико-методических основ геолого-экономической оценки ресурсов углеводородов (на примере Восточной Сибири и Дальнего Востока): дис. ... док. экон. наук: 08.00.05. Н., 2015.
39. Филимонова И.В. Специалисты ИНГГ СО РАН: без принятия дополнительных мер добыча нефти в России может упасть после 2023 года [Электронный ресурс] // ipgg.sbras.ru. 2019. Режим доступа: www.ipgg.sbras.ru/ru/news/bez-prinyatiya-dopolnitelnyh-mer-dobycha-nefti-v-rossii-mojet-upast-05032019.
40. Фролов С.В., Бакай Е.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Ахманов Г.Г. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна // Геология нефти и газа, 2013. № 3. С. 63-75.
41. Шеин В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В. и др. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 2013. № Специальный выпуск. С. 64-88.
42. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Бодякин В.А., Дека А.А. Изучение околоскважинного пространства комплексом модификаций метода ВСП в условиях Сибири // 10я конференция EAGE Геомодель, Тезисы конференции, 2008.
43. Шнеерсон М.Б. Использование гармоник для расширения спектрального состава волн в вибрационной сейсморазведке // 18я конференция EAGE Геомодель, Тезисы конференции, 2016.
44. Allemand T., Lambare G. Combining full waveform inversion and tomography: full waveform inversion-guided tomography // 77th EAGE Conference and Exhibition, Expanded Abstracts, 2015.

45. Boonyasiriwat C., Valasek P., Routh P., Cao W., Schuster G.T., Macy B. An efficient multiscale method for time-domain waveform tomography // *Geophysics*, 2009. Vol. 74. Issue 6.
46. Brookes D. Case studies in 3D interbed multiple attenuation // *The Leading Edge*, 2011. Vol. 30. No 8. 914-918 pp.
47. Bunks, C., Saleck M., Zaleski S., Chavent G. Multiscale seismic waveform inversion // *Geophysics*, 1995. Vol. 60. 1457–1473 pp.
48. Claerbout J. F. *Imaging the earth's interior*. Department of Geophysics Stanford University, USA. 1985.
49. de Melo X. F., El-Zein A.R., Walz A., Kostov C., Slaton S., El-Emam A., Bayri H. Enhancing land surface multiple attenuation by hybrid event matching // *15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF*, 2017.
50. de Vos K., Jahdhami M., Azam M., Ernst F., Rawahi S., Rynja H. Understanding multiples in land seismic data // *80th EAGE Annual Both Conference and Exhibition, Expanded Abstracts*, 2018.
51. Dix C. Seismic velocities from surface measurements // *Geophysics*, 1955. Vol. 20. No. 01.
52. Duret F., Bertin F., Garceran K., Sternfels R., Bardainne T., Deladerriere N., Le Meur D. Near-surface velocity modeling using a combined inversion of surface and refracted P-waves // *Leading Edge*, 2016. Vol. 35. Issue 11.
53. El-Emam, A., Al-Deen K., Zarkhidze A., Walz A. Advances in interbed multiples prediction and attenuation: Case study from onshore Kuwait // *81st SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts*, 2011.
54. Firth J., Pradhan P. Leveraging legacy data // *Oilfield Technology*, 2019. March.
55. Gerritsen S., Ernst F., Field C., Abdullah Y., Daud N., Nizkous I. Velocity model building challenges and solutions in a SE Asian basin: beyond reflection tomography // *First Break*, 2016. Vol. 34. No. 10. 91-97 pp.
56. Hanitzsch C., van Veen L.J., All J., van Borselen R. Advanced multiple elimination: application to a complex seismic land data set // *SEG Technical Program, Expanded Abstracts*, 2007.
57. Hokstad K., Sollie R. 3D surface related multiple elimination using parabolic sparse inversion // *Geophysics*, 2006. Vol. 71. Issue 6.

58. Ivanov G.V., Muzichenko B.I., Pozdnyakov V.A., Tuzovsky A.A. Consideration of velocity heterogeneities using method of dynamic analogue of time-depth curve // 3th Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Expanded Abstracts, 2008.
59. Jakubowicz, H. Wave equation prediction and removal of interbed multiples // 68th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1998.
60. Jones F. Tutorial: the mechanics of waveform inversion // First Break, 2019. Vol. 37. No. 5. 31-43 pp.
61. Kelamis P.G., Zhu W., Ruffall K.O., Luo Y. Land multiple attenuation – the future is bright // SEG Technical Program, Expanded Abstracts, 2006.
62. Kneller E., Ferree A., Langlois J. Benefits of broadband seismic data for reservoir characterization. Santos Basin, Brasil // 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Expanded Abstracts, 2013.
63. Lailly, P. The seismic inverse problem as a sequence of before stack migration // Conference on Inverse Scattering, Theory and Applications, SIAM, Expanded Abstracts, 1983.
64. Manzi M., Durrheim R., Cooper G. 3D conventional vs 3D broadband reflection seismics for deep mineral exploration: reprocess legacy data or reacquire N // 80th EAGE Annual Both Conference+Exhibition, Expanded Abstracts, 2018.
65. Mei J., Ahmed S., Searle A., Ting C. Application of full waveform inversion on Alaska land 3D survey // SEG Technical Program, Expanded Abstracts, 2014.
66. Naeini E.Z., Alkhalifah T., Tsvankin I., Kamath N., Cheng J. Main components of full-waveform inversion for reservoir characterization // First Break, 2016. Vol.34. No. 11. 37-48 pp.
67. Pica A., Diet J.P., Tarantola A. Nonlinear inversion of seismic reflection data in a laterally invariant medium // Geophysics, 1990. Vol. 55. Issue 3. 284–292 pp.
68. Postma G.W. Wave propagation in stratified medium // Geophysics, 1955. Vol. 20. Issue 4. 780-806 pp.
69. Ratcliffe A., Conroy G., Vinje V., Bertrand A. Full waveform inversion – a North Sea OBC case study // 76th EAGE Conference and Exhibition, Expanded Abstracts, 2014.
70. Retailleau M., Asrag R.E., Shorter J. Processing land broadband data: challenges that Oman surveys present and how they are addressed // EAGE/SPG Workshop on Broadband Seismic, Expanded Abstracts, 2014.

71. Rhül, T., Lüschen E. Inversion of first-break travelttime data of deep seismic reflection profiles // *Geophysical Prospecting*, 1990. Vol. 38. No. 3. 247–266 pp.
72. Rojo L.A., Escalona A., Schulte L. The use of seismic attributes to enhance imaging of salt structures in the Barents Sea // *First Break*, 2016. Vol. 34. No. 11. 49-57 pp.
73. Romanenko M., Illine S., Kharitonov A. Some aspects of seismic data preparation for inversion // *6th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition, Expanded Abstracts*, 2014.
74. Romanenko M., Kharitonov A., Sorokin A., Glebov A. Processing and interpretation land broadband data: Eastern Siberia case study // *8th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition, Expanded Abstracts*, 2018.
75. Routh P., Neeiamani R., Lu R. et al. Impact of high-resolution FWI in the Western Black Sea: revealing overburden and reservoir complexity // *The Leading Edge*, 2017. Vol. 36. Issue 1. 60-66 pp.
76. Sablon R., Payen T., Hardouin D., Russier D. Synchronized multi-level source and variable-depth streamer – a combined ghost-free solution for broadband marine data // *75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, Expanded Abstracts*, 2013.
77. Sedova A., Royle G., Allemand N., Lambare G., Herman O. High-frequency acoustic land full-waveform inversion: a case study from the Sultanate of Oman // *First Break*, 2019. Vol. 37. No. 1. 75-81 pp.
78. Shtivelman V. Kinematic inversion of first arrivals of refracted waves – a combined approach // *Geophysics*, 1996. Vol. 61. Issue 2. 509-519 pp.
79. Smirnov K., Voronovicheva E., Protkova Y., Sablina V., Kalinichenko G. Increasing confidence in reef interpretation using dip angle gathers analysis // *First Break*, 2018. Vol. 36. No. 7. 37-42 pp.
80. Sysoev A., Gorelik G. Parametric method of compensation for near-surface heterogeneity in processing CDP // *Russian Geology and Geophysics*, 2017. Vol. 58. Issue 6. 763 – 768 pp.
81. Taner T., Koehler F. Velocity spectra digital computer derivation and applications of velocity functions // *Geophysics*, 1969. Vol. 69. Issue 6.
82. Tarantola A. Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation // *Geophysics*, 1984. Vol. 49. Issue 8. 1259– 1266 pp.
83. Tellier N., Laine J. Understanding MEMS-based digital seismic sensors // *First Break*, 2017. Vol. 35. No. 1. 93-100 pp.

84. Thomsen L. Weak elastic anisotropic // *Geophysics*, 1986. Vol. 51. Issue 10. 1954-1966 pp.
85. Tverdokhlebov D., Korobkin V., Kleshnin A., Kashirina E., Danko E., Zaravnyaev V., Melnikov R. FWI as an effective solution for land near-surface model building into the area with complex geological settings: Eastern Siberia case study // *First Break*, 2019. Vol. 37. No. 10. 39-47 pp.
86. Verschuur D. J. Seismic multiple removal techniques: past, present and future. Revised edition. EAGE. 2013. 212 p.
87. Virieux J., Operto S. An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics // *Geophysics*, 2009. Vol. 74. Issue 6.
88. Vrolijk J., Blacquier G.J. Adaptive deghosting including the rough and time variant sea surface // 80th EAGE Annual Both Conference and Exhibition, Extended Abstracts, 2018.
89. Warner M., Radcliffe A., Nangoo T. et al. Anisotropic 3D full-waveform inversion // *Geophysics*, 2013. Vol. 78. Issue 2. 59-80 pp.
90. Wibowo N.C., Davis T.L., VerWest B. Model-based interbed multiple attenuation: a case study of Najmah reservoir, North Kuwait Jurassic // *First Break*, 2018. Vol. 36. No. 7. 45-50 pp.
91. Xizhu G., Chuncheng L., Baoshu C., Jie T. A broadband processing case study in medium-deep water offshore China // SEG Technical Program, Expanded Abstracts, 2017.
92. Zhang Z., Tsvankin I., Alkhalifah T. High-resolution fracture characterization using elastic full-waveform inversion // 79th EAGE Conference and Exhibition, Expanded Abstracts, 2017.
93. Zheng Y., Zhang W. An application of full-waveform inversion to land data using the pseudo-Hessian matrix // *The Leading Edge*, 2016. Vol. 4. Issue 4.