

ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ООО «ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»

На правах рукописи

**ШАПОВАЛОВ МИХАИЛ ЮРЬЕВИЧ**

**МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕПСКОЙ СВИТЫ СИБИРСКОЙ  
ПЛАТФОРМЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

Специальность 25.00.10 – **Геофизика, геофизические методы поисков  
полезных ископаемых**

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
Доктор геолого-минералогических наук  
Кузнецов Владислав Иванович

Тюмень – 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ.....	4
СПИСОК ТАБЛИЦ .....	8
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НЕПСКОЙ СВИТЫ ....	19
1.1. Стратиграфия .....	19
1.1.1. Непская свита (Vnp).....	20
1.1.2. Тирская свита – Vtir .....	23
1.1.3. Катангская свита – Vkt .....	24
1.2. Тектоника.....	24
1.3. Нефтегазоносность .....	27
1.4. Особенности строения продуктивных пластов.....	28
1.5. Обоснование необходимости прогноза ФЕС продуктивных пластов В10 и В13 сейсмическим методом .....	32
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПРОГНОЗЕ ФЕС ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕПСКОЙ СВИТЫ .....	41
2.1. Петрофизическое обоснование зависимости между упругими параметрами и параметрами ФЕС по данным ГИС .....	41
2.2. Петрофизические модели для расчета кривых $dT_p$ , $dT_s$ , плотности .....	46
3. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ АТТРИБУТЫ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	50
3.1. Результаты моделирования суммарного волнового поля.....	50
3.1.1. «Региональная» модель вендского терригенного комплекса. ....	50
3.1.2. Пласт В <sub>10</sub> – зона малых мощностей.....	53
3.1.3. Пласт В <sub>10</sub> – зоны средних и повышенных мощностей. ....	56
3.1.4. Пласт В <sub>13</sub> – зоны средних и повышенных мощностей. ....	58
3.1.5. Общие выводы по результатам моделирования: .....	60
3.2. Результаты моделирования сейсмограмм .....	61
4. МЕТОДИКА КИНЕМАТИЧЕСКОГО И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....	71
4.1. Методика кинематического анализа .....	71
4.1.1. Пласт В10 .....	71
4.1.2. Пласт В13 .....	73
4.1.3. Вмещающие породы .....	76
4.2. Методика динамического анализа .....	84
4.2.1. Пласт В10 – зона малых мощностей .....	84
4.2.2. Пласт В10 – зона средних и повышенных мощностей.....	85
4.2.3. Пласт В13 – зона средних и повышенных мощностей.....	86

5.	МЕТОДИКА ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ .....	89
5.1.	Проблемы и обзор методов решения .....	89
5.1.1.	Увеличение частоты модели. ....	91
5.1.2.	Итеративный метод. ....	93
5.1.3.	Блоковая модель. ....	94
5.1.4.	Интерференционное влияние вмещающих пород на целевой интервал .....	95
5.2.	Модельные данные .....	99
5.3.	Реальные данные.....	107
5.3.1.	Оценка качества сейсмических данных .....	107
5.3.2.	Акустическая детерминистическая инверсия .....	117
5.3.3.	Синхронная детерминистическая инверсия .....	129
5.3.4.	Акустическая стохастическая инверсия .....	132
5.3.5.	Синхронная стохастическая инверсия .....	144
6.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ФЕС ПЛАСТОВ В <sub>10</sub> , В <sub>13</sub> МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	155
6.1.	Результаты прогноза ФЕС пластов В <sub>10</sub> , В <sub>13</sub> месторождения на основе кинематического, динамического анализ, детерминистической инверсии .....	155
6.1.1.	Пласт В <sub>10</sub> .....	155
6.1.2.	Пласт В <sub>13</sub> .....	157
6.2.	Результаты прогноза ФЕС пластов В <sub>10</sub> , В <sub>13</sub> в пределах пилотного участка по результатам стохастической инверсии.....	159
7.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	171

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 Стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса, принятая в работе	23
Рис. 1.2 Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (под ред. Конторовича А.Э., 2002 г.)	25
Рис. 1.3 Отношение мощностей нижненепской (А) и верхненепской (Б) подбит к мощности непской свиты	28
Рис. 1.4 Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливно-отливного канала	30
Рис. 1.5 Схема расположения блоков непской свиты	31
Рис. 1.6 Изменчивость фактической литологии в горизонтальных скважинах	32
Рис. 1.7 Горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор», построенная по данным, полученным в горизонтальных скважинах	33
Рис. 1.8 Интерполяция вертикальных скважинных данных (эффективная мощность коллектора) с вариограммой литологии, оцененной по горизонтальным скважинам	34
Рис. 1.9 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании интерполяции. Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины	35
Рис. 2.1 Распределение акустического импеданса по литотипам	43
Рис. 2.2 Распределение литотипов по данным ГИС	44
Рис. 2.3 Влияние коэффициента открытой пористости на Акустический импеданс	45
Рис. 2.4 Распределение литотипов по модельным данным	48
Рис. 3.1 Оценка влияния изменений мощности стратонов терригенного венда на волновое поле	52
Рис. 3.2 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{10}$ на волновое поле (зона малых мощностей - случай повышенной акустической жесткости коры выветривания)	54
Рис. 3.3 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{10}$ на волновое поле (зона малых мощностей - случай пониженной акустической жесткости коры выветривания)	55
Рис. 3.4 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{10}$ на волновое поле (зона средних мощностей)	57
Рис. 3.5 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{10}$ на волновое поле (зона повышенных мощностей)	57
Рис. 3.6 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{13}$ на волновое поле (зона средних мощностей)	59
Рис. 3.7 Оценка влияния изменений импеданса пласта $V_{13}$ на волновое поле (зона повышенных мощностей)	60
Рис. 3.8 Модельные сейсмограммы для мощностей 8, 14, 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение – пластовая вода	66
Рис. 3.9 Модельные сейсмограммы для мощности пласта 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение: пластовая вода, нефть, газ	67
Рис. 3.10 Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянной литологией	69
Рис. 3.11 Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянным насыщением	70



Рис. 4.1 Авторская интерпретация линейных зон глинизации на карте спектральной декомпозиции.....	72
Рис. 4.2 Временные разрезы, пересекающие выделенные линейные зоны глинизации .....	73
Рис. 4.3 Пример выделения локального выступа фундамента.....	73
Рис. 4.4 Обоснование построения поверхности тренда второго порядка для мощности пласта В13 .....	74
Рис. 4.5 Отношение между трендовой составляющей мощности и параметрами ФЕС пласта В13 .....	75
Рис. 4.6 Карта трехкомпонентной RGB спектральной декомпозиции.....	77
Рис. 4.7 Примеры выступов фундамента на амплитудном кубе и на кубе акустического импеданса .....	78
Рис. 4.8 Схема расположения выступов фундамента на структурной поверхности кровли фундамента.....	79
Рис. 4.9 Карта когерентности фундамента. Выделены множественные линейные и кольцевые отрицательные структуры.....	80
Рис. 4.10 Разрез куба акустического импеданса по линии А-Б. Хорошо видны отрицательные структуры на кровле фундамента .....	80
Рис. 4.11 Карта когерентности целевого пласта с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.....	82
Рис. 4.12 Карта локальных аномалий магнитного поля с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.....	83
Рис. 4.13 Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 в зоне малых мощностей терригенного венда.....	84
Рис. 4.14 Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 в зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда .....	86
Рис. 4.15 Результаты динамического анализа пласта В13.....	88
Рис. 5.1 Планшет оценки результатов акустической инверсии .....	90
Рис. 5.2 Планшеты оценки результатов инверсии с различными частотами фоновой модели .....	92
Рис. 5.3 Восстановление АИ в скважине после первой и второй итераций акустической инверсии .....	94
Рис. 5.4 Планшет оценки результата инверсии с использованием блоковой модели .....	95
Рис. 5.5 Комбинированный куб акустического импеданса по целевому горизонту и вмещающим породам.....	96
Рис. 5.6 Влияние аномалии от фундамента (внизу) на результат прогноза по синхронной инверсии (вверху).....	97
Рис. 5.7 Пример изменения разрешающей способности сейсмики с увеличением угла падения .....	98
Рис. 5.8 Акустическая модель пластов терригенного венда Верхнечонского месторождения .....	100
Рис. 5.9 Восстановление АИ по методике двойной итерации .....	100
Рис. 5.10 Восстановление АИ с использованием блоковой модели.....	100
Рис. 5.11 Модель малых мощностей.....	102
Рис. 5.12 Модель малых мощностей.....	104
Рис. 5.14 Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма МВНС (цветом показан отход от начальной модели в %). .....	119

Рис. 5.15 Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма MBSC (цветом показана доля участия фоновой модели).....	121
Рис. 5.16 Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма Bandlimited. ....	122
Рис. 5.17 Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма LPSS. (цветом параметр sparseness).....	123
Рис. 5.18 Кросс-плоты сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам инверсии во всем интервале расчета (слева) и в терригенном слое (справа).....	124
Рис. 5.19 Кроссплот сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам второй итерации инверсии в терригенном слое .....	125
Рис. 5.20 Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному с использованием итеративной методики инверсии. ....	126
Рис. 5.21 Разрез блоковой модели АИ по кросслайну 11610 .....	127
Рис. 5.22 Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному по результатам инверсии с использованием блоковой модели. ....	128
Рис. 5.26 Разрезы по блоковым моделям акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности .....	130
Рис. 5.27 Разрезы по кубам акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности, полученным в ходе синхронной инверсии.....	131
Рис. 5.28 Кросс-плоты зависимостей импеданса по скважинным данным с импедансом по результатам инверсии .....	132
Рис. 5.29 Пропорции литотипов для пластов $V_{10}$ и $V_{13}$ .....	135
Рис. 5.30 Функции плотности вероятности в поле акустического импеданса ( $V_{10}$ ) .....	136
Рис. 5.31 Функции плотности вероятности в поле акустического импеданса ( $V_{13}$ ) .....	136
Рис. 5.32 Вертикальные вариограммы для дискретных параметров (литотипы) для пласта $V_{10}$ (а) и пласта $V_{13}$ (б) .....	137
Рис. 5.33 Вертикальные вариограммы для непрерывных параметров (Акустический импеданс) для пласта $V_{10}$ для литотипа «засолоненный неколлектор» (а) и для литотипа «все остальные литотипы» (б) .....	138
Рис. 5.34 Вертикальные вариограммы для непрерывных параметров (Акустический импеданс) для пласта $V_{13}$ для литотипа «засолоненный неколлектор» (а) и для литотипа «все остальные литотипы» (б) .....	138
Рис. 5.35 Карта акустического импеданса после устранения тренда по пласту $V_{10}$ .....	139
Рис. 5.36 Вариограмма по карте акустического импеданса после устранения тренда по пласту $V_{10}$ .....	139
Рис. 5.37 Карта акустического импеданса после устранения тренда по пласту $V_{13}$ .....	140
Рис. 5.38 Вариограмма по карте акустического импеданса после устранения тренда по пласту $V_{13}$ .....	140
Рис. 5.39 Блок-схема стохастической инверсии .....	141
Рис. 5.40 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и невязок между синтетикой и сейсмикой (внизу).....	142
Рис. 5.41 Разрез акустического импеданса по результатам стохастической инверсии с нанесенными скважинами .....	143
Рис. 5.42 Сопоставление контрольной и прогнозной кривых АИ по контрольным скважинам .....	144

Рис. 5.43 Функции плотности вероятности невязок в полях P- импеданса, отношения $V_p/V_s$ и плотности, 3 литотипа ( $B_{10}$ ).....	146
Рис. 5.44 Функции плотности вероятности невязок в полях P- импеданса, отношения $V_p/V_s$ и плотности, 3 литотипа ( $B_{13}$ ).....	146
Рис. 5.45 Вертикальные вариограммы для литологии, пласт $B_{10}$ .....	147
Рис. 5.46 Вертикальные вариограммы для литологии, пласт $B_{13}$ .....	147
Рис. 5.47 Вертикальные вариограммы непрерывных свойств для пласта $B_{10}$ .....	148
Рис. 5.48 Вертикальные вариограммы непрерывных свойств для пласта $B_{13}$ .....	149
Рис. 5.49 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона $6^\circ-14^\circ$ .....	150
Рис. 5.50 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона $14^\circ-20^\circ$ .....	150
Рис. 5.51 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона $20^\circ-24^\circ$ .....	151
Рис. 5.52 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона $24^\circ-28^\circ$ .....	151
Рис. 5.53 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона $28^\circ-36^\circ$ .....	151
Рис. 5.54 Разрезы моделей упругих свойств с вынесенными скважинами.....	153
Рис. 5.55 Сопоставление реальной и прогнозной кривых продольного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	153
Рис. 5.56 Сопоставление реальной и прогнозной кривых поперечного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	154
Рис. 5.57 Сопоставление реальной и прогнозной кривых плотности импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	154
Рис. 6.1 Результаты построения карты линейной емкости пласта $B_{10}$ по данным динамического, кинематического анализов и инверсии.....	156
Рис. 6.2 Оценка качества прогноза по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б).....	157
Рис. 6.3 Результаты построения карты линейной емкости пласта $B_{13}$ .....	158
Рис. 6.4 Оценка качества прогноза ФЕС пласта $B_{13}$ по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б).....	159
Рис. 6.5 Пример восстановления продольного импеданса.....	160
Рис. 6.6 Пример восстановления плотности.....	160
Рис. 6.7 Разрезы частоты встречаемости для каждого литотипа с нанесением скважин..	162
Рис. 6.8 Карта мощности литотипа «коллектор» для пласта $B_{10}$ во временном масштабе	163
Рис. 6.9 Карта мощности литотипа «коллектор» для пласта $B_{13}$ во временном масштабе	163
Рис. 6.10 Прогноз эффективной мощности коллекторов непской свиты ( $B_{10}+B_{13}$ ) с нанесением скважин обучения (черные точки) и контрольных скважин (красные точки)	164
Рис. 6.11 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании инверсии. Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины.....	165
Рис. 6.12 Подсчетный план по пласту $B_{10}$ с нанесением контуров ГНК.....	167
Рис. 6.13 Карты мощностей литотипов «засолоненный неколлектор» (а) и «коллектор» (б).....	168

Рис. 6.14 Сопоставление карт эффективной газонасыщенной мощности с использованием скважинных данных (а) и с использованием скважинных данных и стохастической инверсии (б) .....	168
--	-----

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Табл. 2.1 Термобарические условия и свойства пластовых флюидов .....	46
Табл. 3.1 «Региональная» модель вендского терригенного комплекса. ....	51
Табл. 3.2 Результаты моделирования упругих параметров пласта.....	53
Табл. 3.3 Модель пласта $V_{10}$ в зоне малых мощностей терригенного венда с высокой акустической жесткостью коры выветривания. ....	53
Табл. 3.4 Модель пласта $V_{10}$ в зоне малых мощностей терригенного венда с пониженной акустической жесткостью коры выветривания. ....	54
Табл. 3.5 Модель пласта $V_{10}$ в зоне средних мощностей терригенного венда .....	56
Табл. 3.6 Модель пласта $V_{10}$ в зоне повышенных мощностей терригенного венда .....	56
Табл. 3.7 Модель пласта $V_{13}$ в зоне средних мощностей терригенного венда .....	58
Табл. 3.8 Модель пласта $V_{10}$ в зоне повышенных мощностей терригенного венда .....	59
Табл. 3.9 Упругие параметры компонентов модели .....	62
Табл. 3.10 Параметры клиновидной модели.....	62
Табл. 3.11 Итоговая таблица с набором всех параметров .....	63
Табл. 5.1 Численные оценки искажения амплитуды отражения до и после постобработки	99

## ВВЕДЕНИЕ

28 декабря 2009 г. запущена первая очередь трубопровода “Восточная Сибирь–Тихий океан” (ВСТО). Мощность ее составила 30 млн. т. в год. В декабре 2012 г. в эксплуатацию сдана вторая очередь данного трубопровода. Суммарная мощность проекта ВСТО – 50 млн. т в год [Российская газета. 2012. 25 дек.]. Создание таких транспортных возможностей дало толчок развитию восточносибирского нефтяного кластера России [114, 126, 130]. В последние годы многие из месторождений Сибирской платформы, расположенные вдоль трассы нефтепровода, интенсивно эксплуатируются или готовятся к промышленной эксплуатации. В связи с этим **актуальность** любых исследований, позволяющих подготовить месторождения Восточной Сибири к промышленной эксплуатации, крайне высока.

Основным методом подготовки месторождения к эксплуатации является комплексная интерпретация данных разведочного бурения и сейсмических исследований методом общей глубинной точки (ОГТ) 3D. Подробно эта тема описана в монографиях [3, 4, 8, 74, 75, 87, 119] и публикациях в периодических изданиях [10, 36, 60, 62, 70, 88]. Сейсмическая интерпретация традиционно включает в себя две задачи: кинематическую и динамическую. Кинематическая задача – построение структурных карт отражающих горизонтов – для рассматриваемых районов менее актуальна, поскольку в условиях Сибирской платформы структурный фактор в большинстве случаев не является решающим фактором контроля залежей. Динамическая задача – прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) резервуаров, напротив, является основной, поскольку именно геология резервуаров в основном определяет контуры скоплений углеводородов. Для решения динамической задачи традиционно применяют атрибутный анализ и различные виды инверсионных преобразований [5, 6, 11, 28, 96, 98, 121, 122].

Уже первые сейсмические исследования указанной территории показали, что сейсмогеологические условия Сибирской платформы коренным образом

отличаются от условий Западно-Сибирской равнины, для которых в течение полувека создавались и отрабатывались сейсмические технологии прогноза резервуаров [20, 59, 72, 73, 75, 76, 99, 117].

Поисковые и разведочные геофизические работы на исследуемой территории проводились в 1975-1990 г. За это десятилетие была исследована практически вся площадь Непского свода и прилегающих прогибов. Были выделены основные нефтегазоперспективные районы, открыты крупные месторождения (Верхнечонское, Дулисьминское, Ковыктинское, Ярактинское). Наиболее распространённым методом исследования был метод, основанный на поиске зон поглощения высокочастотной составляющей сейсмических волн – корреляционный метод прямых поисков.

В это же время были получены положительные результаты с использованием многоволновой сейморазведки [89, 90]. На основе скоростей распространения продольных и поперечных волн рассчитывался коэффициент Пуассона, который затем интерпретировался с точки зрения наличия или отсутствия УВ. Так было установлено, что уменьшение этого параметра устойчиво коррелирует с наличием углеводородов в разрезе.

Особенности геологического строения Непско-Ботуобинской антеклизы позволяют активно использовать для поиска углеводородов другой геофизический метод – электроразведку. Карбонатно-галогенная часть разреза обладает высокими сопротивлениями (порядка 100 Ом.м), неколлектора терригенной части – средними (около 20 Ом.м), а коллектора, за счет насыщения, богатыми ионами солей, водами – на порядок ниже (около 1 Ом.м). Насыщение коллектора углеводородами закономерно повышает его сопротивление, что и позволяет оконтурить зоны смены низкого сопротивления водонасыщенных коллекторов на высокоомные участки нефтенасыщенных коллекторов. Комплексирование данных электроразведки с другими геологическими и геофизическими методами позволило с высокой степенью достоверности выделить скопления углеводородов сначала в Иркутской

области, а затем и в Якутии (Даниловское, Дулисьминское, Таас-Юряхское, Нижнехамакинское) [58].

Развитие цифровой регистрации сейсмических данных дало толчок геологоразведочным работам с использованием МОГТ во всех перспективных районах, как в СССР, так и за рубежом, не стала исключением и Восточная Сибирь. Основные работы были сконцентрированы в ранее выделенном районе, перспективном на нефть и газ – Непском своде. Наиболее значимыми достижениями можно назвать установление корреляционных связей между параметрами сейсмической записи и свойствами ФЕС на крупнейших месторождениях Верхнечонском, Ярактинском, Игнялинском. Следующий этап изучения территории – детализационные работы на открытых месторождениях (1990-2000 г.), которые позволили уточнить структуры целевых пластов, тектонические модели залежей, фильтрационно-емкостные параметры пород-коллекторов, оконтурить региональную зону трансгрессивного выклинивания терригенных отложений на востоке Непского свода.

Проведённые предыдущими исследователями работы показали, что значительные затруднения для прогноза ФЕС продуктивных пластов по данным сейсморазведки создают следующие факторы:

- сложное строение верхней части разреза (ВЧР), ухудшающее качество полевых сейсмических материалов. Распространение траппов в ВЧР по площади крайне не равномерно. В силу своих аномальных акустических характеристик траппы действуют как акустические экраны, внося искажения и в динамическую, и в кинематическую часть записи;

- малые мощности целевого терригенного интервала (пласты В10, В13 от 0 до 50–60 м (в зависимости от территории исследования));

- высокий акустический контраст между целевым интервалом (терригенные породы) и вмещающими (карбонаты сверху и метаморфический фундамент снизу) породами приводит к тому, что динамика волнового поля определяется в основном геометрией и свойствами вмещающей толщи.

Большинство исследователей Сибирской платформы приходят к выводу о значительно худшей информативности динамических характеристик сейсмической записи метода отраженных волн (МОВ) ОГТ по сравнению с территорией Западной Сибири [30, 48, 111, 117].

Вместе с тем исследования специалистов СНИИГГИМС [42] убедительно доказывают принципиальную возможность прогноза свойств коллекторов на территории Непско-Ботуобинской антеклизы с использованием динамических параметров сейсмической записи. Авторами делается вывод о том, что максимальную информацию о ФЕС коллектора содержат сейсмические амплитуды, однако качество материалов 2D сейсморазведки 1980-х гг. не позволило им выйти на количественный прогноз этих параметров. Развитие технологий сейсморазведки только недавно позволило выйти на количественные прогнозы ФЕС по сейсмическим данным в Восточной Сибири [14, 48, 54, 61, 63, 91, 92, 111, 123]. Тем не менее, по мнению авторов, существующие методы интерпретации данных МОВ имеют пространство для модификации и оптимизации алгоритмов под условия указанной территории. Поэтому именно сейчас становится крайне актуальной разработка новых методических приемов интерпретации сейсмических данных, направленных на повышение качества прогноза ФЕС основных продуктивных горизонтов Сибирской платформы.

**Объектом исследования** выбраны продуктивные горизонты отложений непской свиты северо-западной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы. Основной массив данных, привлеченных для настоящего исследования, сконцентрирован в пределах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Целью данной работы** является разработка комплексной методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов непской свиты Сибирской платформы, являющихся частным случаем тонкого акустически контрастного слоя, которая позволила бы получить достоверные прогнозы геологического строения продуктивных пластов непской свиты.



Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи исследований:**

- Выполнить петрофизическое обоснование возможности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по сейсмическим данным;
- Изучить возможности дообработки сейсмических данных для целей инверсионных преобразований применительно к целевым терригенным пластам В10 и В13;
- Изучить возможности прогноза фильтрационно-емкостных свойств при помощи инверсионных преобразований сейсмических данных с использованием синтетических моделей;
- Разработать комплексную методику оценки упругих свойств для акустически-контрастных пластов, позволяющую получить максимально возможную сходимость прогнозных и реальных величин как для скважинных (скорости распространения продольной и поперечной волны, плотность), так и для сейсмических (амплитуда отражения) данных
- Применить методику на реальных данных в пределах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на северо-западной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы, для создания цифровой сейсмогеологической модели продуктивных пластов В10 и В13, пригодной для планирования и принятия решения по разработке месторождения.

Часть результатов настоящей работы **были получены впервые и составляют её научную новизну:**

- Была сформулирована новая методика инверсионных преобразований для геологических условий вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы. Она работает в условиях высококонтрастного в акустическом отношении разреза с выдержанными (или предсказуемыми) мощностями стратонов и высокой изменчивостью свойств по

горизонтали. Суть методики заключается в задании положений коэффициентов отражения через подробный структурный каркас, что позволяет устранить неоднозначность восстановления положения коэффициента отражения и сосредоточится на подборе магнитуд этих коэффициентов;

- На репрезентативной выборке вертикальных и горизонтальных скважин глубокого бурения показано, что использование сейсмических данных в условиях высокой латеральной изменчивости литологии пластов В10 и В13 позволяет повысить достоверность прогноза минимум в 2 раза.
- Комплексная интерпретация керновых, скважинных и трехмерных сейсмических данных впервые позволила установить в вендском терригенном комплексе:
  - Для выделенного ранее пласта В10 следующие элементы - шнурковые глинистые тела, рассекающие пласт на изолированные резервуары, зоны ухудшенных ФЕС в северной и юго-западной части месторождения, зоны улучшенных ФЕС в центральной и западной частях месторождения.
  - Для выделенного ранее пласта В13 следующие элементы - граница эрозионного срезания пласта, локальные эрозионные выступы фундамента, зоны ухудшенных ФЕС в северо-западной и юго-западной части месторождения, зоны улучшенных ФЕС в центральной и южной частях месторождения;

#### **Защищаемые научные положения:**

- Пласты вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы характеризуются большим акустическим контрастом между целевым интервалом и вмещающими породами. В таких условиях прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород с применением инверсии сейсмических данных, основанной на низкочастотной фоновой

модели невозможен, ввиду систематического искажения её результатов на границах контрастных интервалов;

- Применительно ко всем видам сейсмических инверсий в условиях высококонтрастного в акустическом отношении разреза с выдержанными (или предсказуемыми) мощностями стратонов, методика с использованием трендово-блоковых моделей упругих свойств обеспечивает компенсацию нехватки контрастности обратных динамических решений и приближает результаты инверсий к реальным данным;
- Основными элементами геологического строения, выявленными в ходе количественной интерпретации сейсмических данных, и имеющими большое значение для разработки, являются:
  - Для пласта В10 – шнурковые глинистые тела, рассекающие пласт на изолированные резервуары, зоны ухудшенных ФЕС в северной и юго-западной части месторождения, зоны улучшенных ФЕС в центральной и западной частях месторождения.
  - Для пласта В13 – граница эрозионного срезания пласта, локальные эрозионные выступы фундамента, зоны ухудшенных ФЕС в северо-западной и юго-западной части месторождения, зоны улучшенных ФЕС в центральной и южной частях месторождения;

Верхнечонское месторождение является передовым и наиболее интенсивно разрабатываемым месторождением нефти в Восточной Сибири. Тем не менее, постоянно растущий спрос на энергоносители является стимулом для освоения и других месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы: Чаяндинское, Верхнепеледуйское, Тымпучиканское, Среднеботуобинское, Игнялинское, Даниловское, Вакунайское, Талаканское и другие. Уже установлено, что все эти месторождения имеют сходную геологию и соответственно схожие задачи при освоении.

В то же время разработанная методика является универсальным инструментом при интерпретации сейсмических данных для конкретного типа объектов – акустически аномальных тонких пластов. Примеры таких объектов встречаются и в других регионах Российской Федерации, например, баженовская свита в Западной Сибири, изучение которой так же становится весьма актуальным в свете последних тенденций перехода на разработку сланцевых месторождений. Предлагаемая методика может использоваться во всех описанных выше случаях, что составляет **теоретическую значимость работы.**

Помимо самой методики работ, автором было уточнено геологическое строение целевых пластов: даны прогнозы распространения зон улучшенных и ухудшенных ФЕС, построены контура геологических объектов внутри целевых пластов (линейные зоны глинизации, выступы фундамента и т.п.). Эти данные были объединены в сейсмогеологической модели продуктивных пластов, на основании которой в настоящее время принимаются решения по разработке месторождения. Таким образом подтверждается **практическая значимость работы.**

**Личный вклад автора** в исследованиях вошедших в диссертацию заключается в формулировке цели работы, постановке задач исследования, разработке цифровых моделей целевых пластов, проведении аналитических экспериментов, анализе и интерпретации их результатов, применении полученных наработок на реальных данных с последующим составлением цифровой модели целевых пластов В10 и В13.

**Методы исследования и фактический материал.** Для создания оптимальной методики интерпретации сейсмических данных МОВ ОГТ 3D в условиях вендского терригенного комплекса Непско-Ботубинской антеклизы была использована комбинация моделирования и экспериментов как основных научных методов познания объекта исследования.

Модели объекта «акустически аномальный пласт» содержали в себе значимые свойства реальных объектов (геометрия и взаимное расположение пластов, физические свойства: плотность и скорость пробега упругих волн в среде, сейсмические отклики в виде волновых полей).

На стадии эксперимента к моделям применялись известные ранее и предлагаемые вновь методики интерпретации и преобразования волновых полей.

Получение новых геологических знаний об объекте исследования основывалось на принципе аналогии. Методика интерпретации сейсмических данных, выбранная на экспериментальной стадии исследований – использование априорной блоковой модели вмещающей толщи, была применена к реальным данным МОВ ОГТ 3D. Это позволило транслировать закономерности, установленные на теоретическом этапе работ, на фактические материалы.

Исходным фактическим материалом для решения этой задачи послужили:

- Результаты полевых сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 3D в объеме 1508 км<sup>2</sup>;
- Результаты промыслово-геофизических исследований по 72 поисковым и разведочным и 286 эксплуатационным скважинам.

**Достоверность научных выводов и заключений** определяется:

- Использованием при формировании модели физических свойств исследуемого объекта результатов геофизических исследований методами АК, АКШ, ГГКп по более чем 70 вертикальным и 280 горизонтальным скважинам. Это позволило заложить в модель свойства объектов, максимально приближенные к реальным геологическим телам;
- Использованием при стратиграфических построениях региональных маркеров, прослеженных во всех включенных в анализ скважинах;

- Использование системы уравнений К. Цеппритца (K. Zoeppritz) при расчете прямой и обратной задач сейсморазведки позволило получить сейсмограммы и акустические модели сред с учетом всех типов волн и истинным соотношением амплитуд отражения;
- Ретроспективным анализом подтверждаемости сейсмогеологической модели по 26 скважинам, пробуренным после получения результатов данной работы.

**Апробация работы.** Результаты работы прошли успешную апробацию на следующих семинарах, совещаниях и конференциях: 13-ой конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных «Геомодель-2011» Геленджик, 2011г; II международного форума «Нефть и газ Восточной Сибири» Москва, 2011г; 14-ой конференции «Геомодель-2012» Геленджик, 2012; 6-й международной геолого-геофизической конференции и выставке «Санкт-Петербург 2014. Геонауки — инвестиции в будущее» Санкт-Петербург, 2014; конференции современные технологии нефтегазовой геофизики— Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 2016; 4-й международной научно-практической конференции «ГеоБайкал 2016»

Результаты изучения строения вендского терригенного комплекса апробировались в ходе защиты четырех научно-исследовательских отчетов

Результаты работы апробировались в ходе последующего разведочного и эксплуатационного бурения на Верхнечонском месторождении с 2013 по 2017 годы

Материалы диссертации, полученные научные результаты и выводы полностью изложены в 12 публикациях по теме диссертации, из них 4 статьи в рецензируемых научных журналах, рекомендованных перечнем ВАК, 2 статьи в сборниках трудов научно-исследовательских институтов, 6 тезисов докладов на конференциях и совещаниях.

**Структура работы.** Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения, содержит 162 страниц текста, 110 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 112 наименований.

**Благодарности.** Автор выражает глубокую благодарность ПАО «Верхнечонскнефтегаз» за предоставленную возможность использовать материалы сейсморазведочных работ и геофизических методов исследования скважин в настоящей работе.

Автор глубоко благодарен руководству ООО «ТННЦ» за предоставление возможности написания работы и опубликования её результатов.

Отдельно автор хотел бы поблагодарить М.В. Лебедева за постоянное внимание к работе и демонстрацию на собственном примере воли и стремления к научным изысканиям.

Искреннюю благодарность автор выражает В.И. Кузнецову за советы и помощь в написании работы.

## **1. Краткие сведения о геологическом строении непской свиты**

### **1.1. Стратиграфия**

Исследования геологии Восточной Сибири начались в 50-х годах XX века, однако наибольшая активность в этом направлении начинается с конца 70-х, начала 80-х годов. Основные перспективные на нефть и газ области в пределах Сибирской платформы, а так же их геология описаны в работах [56, 57, 58]. Более поздние работы, приурочены к первому десятилетию XXI века, к моменту начала активной стадии ввода в разработку выявленных месторождений углеводородного сырья [12, 37, 49, 52, 53, 55, 78, 79, 84, 85, 97, 105]

Геологический разрез рассматриваемого района представлен осадочным чехлом, сложенным породами рифея, венда, кембрия, мезозоя и кайнозоя, который несогласно залегает на архейском кристаллическом фундаменте.

Названия региональных стратиграфических единиц и их возраст приведены в соответствии с корреляционной Региональной стратиграфической схемой нижнекембрийских отложений внутренних районов Сибирской платформы, принятой Четвертым межведомственным стратиграфическим совещанием по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы, проходившем в 1986 г. [1]

Основные перспективы нефтегазоносности на Верхнечонском месторождении связаны с породами терригенными породами венда.

Отложения венда в пределах площади исследований составляют основание осадочного чехла и с размывом залегают непосредственно на образованиях кристаллического фундамента. Они формируются из терригенных пород, которые объединяются в Непскую свиту, перекрытую массивной толщей карбонатных пород, слагающих Тирскую и Катангскую свиты.

#### 1.1.1. Непская свита ( $V_{np}$ )

Породы непской свиты по литологическим признакам подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

*Нижненепская подсвита* ( $V_{np1}$ ) состоит из двух пачек.

Базальная пачка в нижней части сложена в основном темно-бурыми гравийно-галечными массивными пологокосослоистыми песчаниками с прослоями (5-15 см) массивных галечных гравелитов и более тонкими прослоями конгломератов, в верхней части – в основном темно-бурыми плохосортированными массивными и крупнокосослоистыми гравийными крупно-грубозернистыми песчаниками с прослоями среднезернистых, мелкозернистых песчаников и песчано-глинистых пород. Мощность пачки в



пределах площади изменяется от 0 м до 25 м как за счет прилегания базальных слоев к предвендской эрозионной поверхности, так и за счет предпозднепесчаного размыва отложений. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт  $V_{13}$

Верхняя пачка в основном сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкой прерывистой горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. В аргиллитах встречаются градационные слойки и немногочисленные линзы серого и светло-серого тонкозернистого песчаника с низкоамплитудной волновой рябью. На юге и юго-востоке площади работ в составе пачки появляются пласты темных глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. Мощность пачки в пределах площади изменяется от 0 до 28 м за счет предпозднепесчаного размыва отложений.

Мощность подсвиты изменяется от 0 до 53 м.

Верхненепская подсвита ( $V_{np2}$ ) также состоит из двух пачек.

Базальная пачка в нижней части образована гравелитами и гравелитовыми песчаниками, аналогичными вышеописанным, в верхней части – чередованием разнозернистых гравелитовых песчаников, светлых буровато-серых мелко-среднезернистых песчаников со средней и мелкой однонаправленной криволинейной слоистостью, алевритоглинистых пород. Мощность пачки в пределах площади изменяется от 5 до 22 м. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт  $V_{10}$

Верхняя пачка, как и в предыдущем случае, сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкой прерывистой горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. Мощность пачки 0-13 м.

Мощность подсвиты изменяется от 5 до 35 м.

По данным ГИС Непская свита целиком характеризуется пониженными значениями ГГКп и повышенными значениями АК.

Общая мощность свиты от 5 до 88 м.

В составе тирского горизонта в Приленско-Непской зоне выделяется тирская свита. По принятым на сегодняшний день представлениям, тирский горизонт залегает со стратиграфическим несогласием на Непском горизонте.

Отдельно следует упомянуть вопрос наличия внутреннего несогласия между верхней и нижней подсвитами Непской свиты. В целом ряде основополагающих работ по геологии терригенных отложений венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы указывается, что верхненепская подсвита перекрывает поверхность регионального стратиграфического несогласия, последовательно срезающего различные уровни подстилающих отложений нижненепской подсвиты и ее стратиграфических аналогов. Так В.Н. Воробьев [25] отмечает, что по результатам детальной корреляции скважин на юго-восточном склоне антеклизы, в пределах хорошо изученного глубоким бурением участка Талаканской, Куландинской, Верхнечонской площадей из разреза выпадает глинисто-алевритовая пачка, разделяющая хамакинский (аналог В<sub>10</sub>) и талахский (аналог В<sub>13</sub>) продуктивные пласты. Причем в районе Верхнечонского месторождения вследствие полной денудации этой пачки оба пласта объединяются в одну, преимущественно песчаную пачку. П.Н. Мельников, развивая указанные представления, приводит в работе [65] еще целый ряд доказательств внутринепского размыва на Верхнечонской площади. В частности, выделяемый им в кровле пласта В<sub>13</sub> маркирующий слой позволил доказать, что мощность межпластовой глинистой перемишки сокращается за счет размыва ее кровли, а не за счет фациального замещения подошвы на талахские песчаники. Аналогичные результаты приведены в работах других исследователей [115].

Таким образом, факт существования и регионального ранга внутринепского размыва отложений в Приленско-Непской зоне можно считать установленным. Отсюда следует, что терригенные отложения венда Верхнечонского месторождения входят в состав двух осадочных серий (Рис. 1.1):

- Нижненепская осадочная серия включает пласт  $B_{13}$  и перекрывающую его глинистую пачку;
- Верхненепско-Тирская осадочная серия включает пласт  $B_{10}$ , перекрывающую его преимущественно глинистую пачку и терригенно-сульфатно-карбонатные отложения тирской свиты [66]

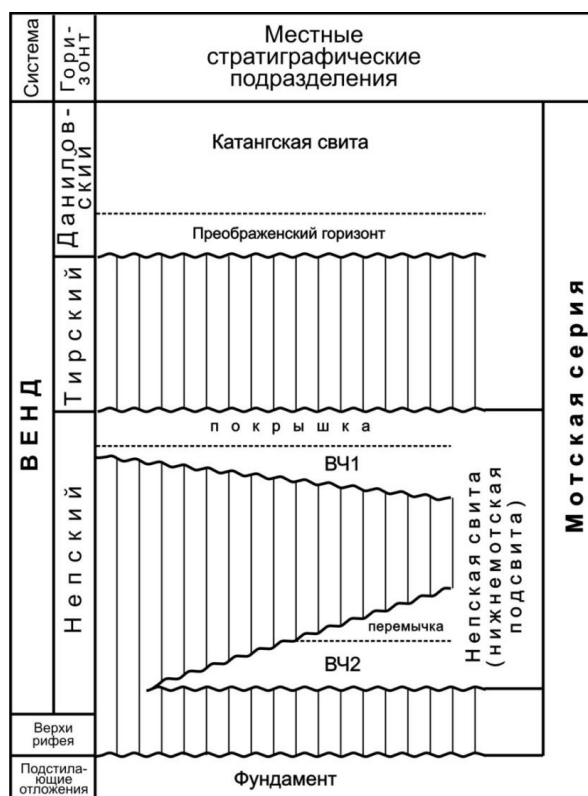


Рис. 1.1 Стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса, принятая в работе

### 1.1.2. Тирская свита – $V_{tir}$

В пределах большей части Верхнечонского месторождения отложения свиты практически отсутствуют вследствие предданиловского размыва отложений. Лишь на юго-востоке площади в разрезах скважин появляется пласт глинистых доломитов с крупными сгустками ангидрита, который является аналогом нижних уровней тирской свиты стратотипической местности.

В составе даниловского горизонта в Приленско-Непской зоне выделяются катангская, собинская, тэтэрская свиты. Даниловский горизонт залегает со

стратиграфическим несогласием на различных уровнях подстилающих отложений.

### 1.1.3. Катангская свита – Vkt

Разрез свиты начинается с базального пласта переслаивания аргиллитов и глинистых доломитов, характерной чертой которого является наличие галек подстилающих отложений. Поданными ГИС эта пачка выделяется по скачкообразному падению значений ГГКп и возрастанию АК относительно вышележащей части разреза.

Выше залегает пачка преимущественно массивных доломитов с микрофитолитовой и мелкообломочной структурой мощностью 62-94 м – Преображенский продуктивный пласт. Отложения пачки являются известным региональным электрокаротажным репером М<sub>2</sub>.

Верхняя часть свиты сложена тонким ритмичным переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, реже ангидритов, аргиллитов серых, коричневатого- и темно-серых.

Мощность свиты на площади изменяется от 77 м до 89 м.

Преображенский продуктивный пласт характеризуется высокими значениями ГГКп и низкими значениями АК и КС.

Таким образом, очевидно, что породы венда сложены терригенными пластами, залегающими на массивной толще кристаллического фундамента и перекрытые карбонатными пластами большой мощности.

## 1.2. Тектоника

Структурно-тектоническое положение Верхнечонского месторождения определяется приуроченностью территории к западной части Непского свода, структуры первого порядка, осложняющей северо-восточный склон Непско-

Ботуобинской антеклизы – крупной надпорядковой положительной структуры Сибирской платформы (Рис. 1.2).

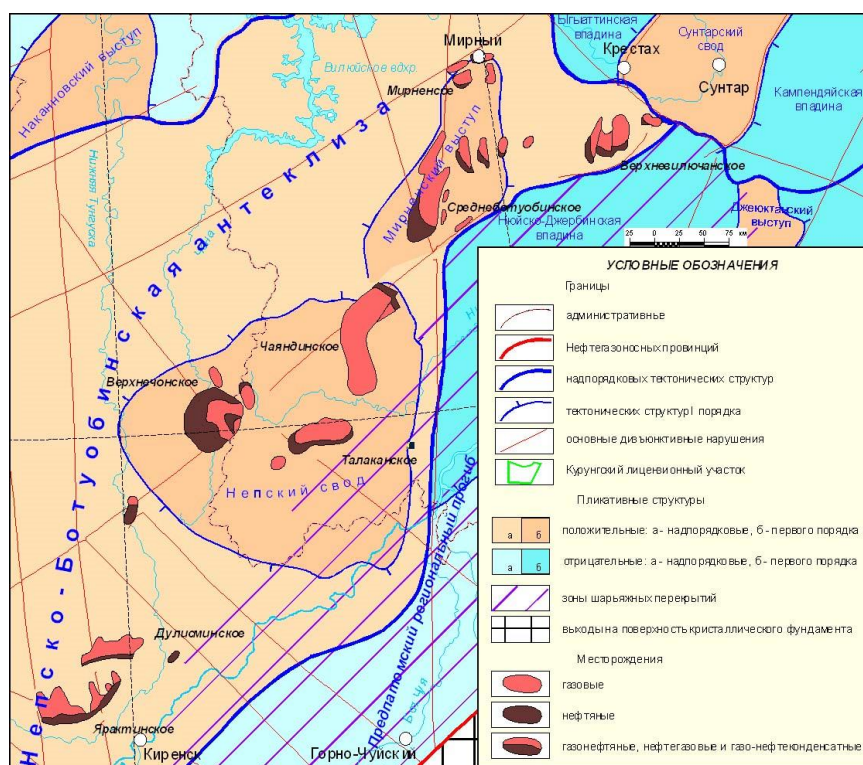


Рис. 1.2 Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (под.ред. Конторовича А.Э., 2002 г.)

На территории исследования можно выделить три тектонических этажа:

1. Кристаллический фундамент архейского возраста
2. Рифейские породы, залегающие в пределах Талаканского грабена
3. Осадочный чехол, залегающий несогласно на фундаменте

Абсолютные отметки кровли кристаллического фундамента по площади колеблются в интервале – 1,34-1,24 км. Колебание величин абсолютных отметок связано с общим погружением поверхности фундамента в юго-западном, северо-восточном и запад-северо-западном направлениях. Относительный перепад отметок по площади достигает 80-100 м.

Мощность осадочных отложений в пределах месторождения составляет в среднем около 1,5-1,6 км. В пределах месторождения она увеличивается в направлении с северо-запада на юго-восток в основном за счет нижней,

терригенной части отложений венда. В целом платформенный чехол в данном районе осложнен дизъюнктивными нарушениями сбросо-взбросового типа с амплитудами смещений до 40 м и более. Среди них можно выделить три крупные тектонические структуры:

Верхнечонско-Талаканский грабен, Усольский грабен и Могинско-Ленский разлом.

Верхнечонско-Талаканский грабен прослеживается узкой полосой шириной от 0,9 до 3,0 км с северо-запада на юго-восток, затрагивает подсолевою и частично солевою часть разреза. В нижней части грабен выполнен рифейскими отложениями мощностью до 136 м. Плоскости сбросов, ограничивающие грабен, субвертикальны. Амплитуда смещения по сбросам несколько десятков метров.

Усольский грабен не вскрыт ни одной разведочной скважиной. Прослеживается в юго-западном – северо-восточном направлении. Грабен затухает в середине усольской свиты. Ширина его колеблется от 0,5 до 0,9 км. Плоскости сбросов, ограничивающих грабен, чаще всего наклонены под углом около 45-55°. Амплитуда смещения по ним – от 10 до 20 м.

Могинско-Ленский разлом. Прослеживается по всему разрезу фундамента до поверхности с северо-запада на юго-восток и пересекает Усольский грабен. Поднятым является южное крыло, опущенным – северное. По современным представлениям, разлом имеет сдвиговую природу. Вдоль него нередко фиксируется сокращение мощности солей в надосинской части усольской свиты. Плоскость сместителя, в основном, субвертикальна. Могинско-Ленский разлом отчетливо отражается также в аэромагнитных и электроразведочных (в западной части) полях. Геологической съемкой нарушение фиксируется в виде цепочки выходов на поверхность интрузивных образований. Кроме того, секущая дайка, приуроченная к этому разлому, подсечена скважиной 30.

Таким образом, по полученным сейсморазведочным и скважинным данным Верхнечонский структурный мыс оказывается раздробленным выявленными разрывными нарушениями на целый ряд блоков.

### 1.3. Нефтегазоносность

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, перспективы и основные особенности которой приведены в работах Конторовича А.Э., Мандельбаума М.М., Мельникова П.Н., и других [26, 69, 71, 77, 93, 94, 102]. На части данной территории, относящейся административно к Иркутской области, открыты Марковское, Ярактинское, Аянское, Даниловское, Дулисьминское, Пилюдинское, Вакунайское, Верхнечонское нефтегазовые месторождения [20, 73]. На части территории, административно относящейся к республике Саха-Якутия – Нижнехамакинское, Центрально-Талаканское, Таранское, Хотого-Мурбайское, Средне-Ботуобинское, Тас-Юряхское, Иреляхское, Верхневиллючанское, Виллюйско-Джербинское, Иктехское месторождения [58].

Промышленная продуктивность всех этих месторождений приурочена к горизонтам подсолевого комплекса венда – нижнего кембрия.

На Верхнечонском месторождении основным нефтегазоносным объектом является Верхнечонский горизонт. Он входит в состав непской свиты. Представлен двумя песчаниковыми пластами ( $B_{10}$  и  $B_{13}$ , региональные индексы  $B_{10}$  и  $B_{13}$  соответственно), разделенными в восточной и центральной частях площади глинистой перемычкой. В горизонте открыты 9 залежей: семь газонефтяных, одна нефтяная, одна газовая. Притоки пластовых флюидов, полученные в процессе испытаний, достигают следующих величин: нефти до  $230 \text{ м}^3/\text{сут}$ , газа – до 270 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Тип коллектора поровый. Значения открытой пористости достигают 17,5 %, при проницаемости до 2930 мД. Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Кроме пластов терригенного Венда, запасы нефти и газа на месторождении приурочены к карбонатным горизонтам (Осинский,

Устькутский, Преображенский), но промышленная разработка этих объектов на данный момент не проводится.

#### 1.4. Особенности строения продуктивных пластов

Основным перспективным на нефть и газ объектом на исследуемой территории являются терригенные пласты непской свиты  $V_{10}$  и  $V_{13}$ . Они имеют ряд особенностей геологического строения, которые в значительной степени контролируют распределение УВ по объему коллектора в этих пластах, которые описаны в ряде работ. [39, 41, 44, 64, 67, 86, 124]

Как следует из стратиграфического анализа терригенных пластов вендского возраста,  $V_{10}$  и  $V_{13}$ , они отделены поверхностями несогласия, как от вмещающих пород, так и друг от друга. Для настоящего исследования важным фактом является то, что геометрия и общая мощность терригенного вендского комплекса пород контролируется мощностью пласта  $V_{13}$ , которая в пределах изучаемого участка, свою очередь, контролируется предвендским размывом архейского фундамента и предпозднепепским размывом кровли самого пласта  $V_{13}$  (Рис. 1.3)[65]

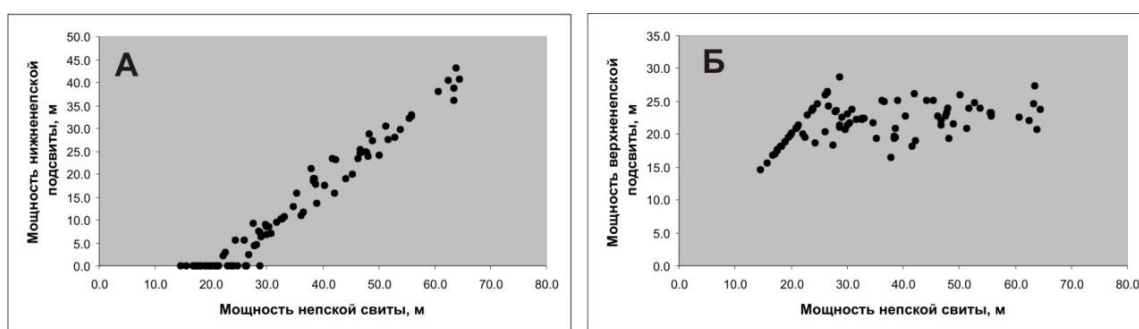


Рис. 1.3 Отношение мощностей нижнепепской (А) и верхнепепской (Б) подсвит к мощности непской свиты

Подошва пласта совпадает с кровлей эрозионной поверхности фундамента, с выполнением всех отрицательных форм рельефа. Степень



размытости кровли стратона неравномерна по площади и плавно увеличивается в северо-западном направлении.

Пласт  $V_{10}$ , который залегает непосредственно над пластом  $V_{13}$  на внутринеапской эрозионной поверхности, имеет гораздо более выдержанную мощность, по сравнению с нижележащим пластом. В целом же непская свита представляет собой геологическое тело, имеющее форму клина, расширяющегося в юго-восточном направлении, однонаправленно с падением кровли кристаллического фундамента.

Клиновидное строение, а так же наличие внутренней поверхности несогласия является причиной второй особенности геологического строения. В кровле нижнеапской подсветы залегает пачка аргиллитов, которая срезается эрозионной поверхностью в северо-западной части площади, что приводит к тому, что флюидораздел между пластами пропадает и начинается зона совместного залегания песчаных пачек.

Третья особенность геологического строения целевых пластов связана со средней частью пласта  $V_{10}$ . В ряде скважин были обнаружены аргиллиты с субгоризонтальной, пологоволнистой, прослоями перемятой слойчатостью, с единичными слойками разнозернистого гравелитового песчаника в нижней части. Анализ сейсмических материалов показывает, что данное глинистое тело по форме относится к шнурковому типу: на карте микрорельефа кровли вендского терригенного комплекса оно проявляется как микрограбен, что, вероятно, связано с повышенной степенью уплотнения глинистых пород по сравнению с песчаниками (Рис. 1.4). Все это позволяет интерпретировать его как субфацию преимущественно глинистых отложений заполнения отмершего приливно-отливного канала.

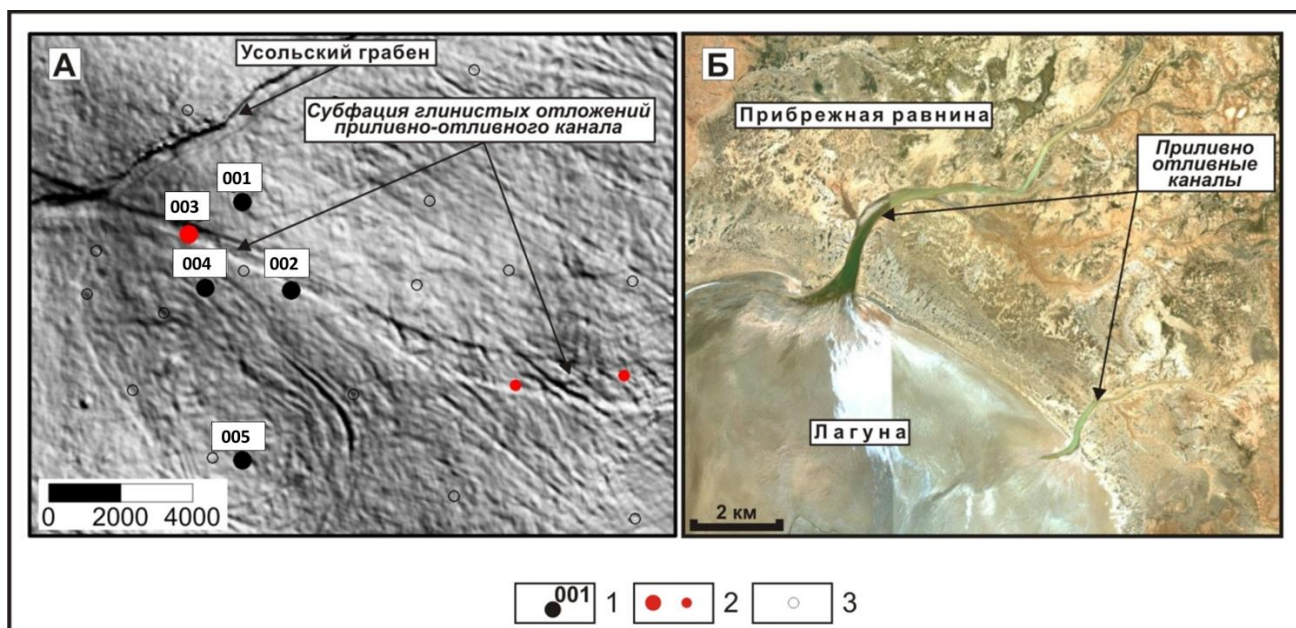


Рис. 1.4 Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала.

А - карта микрорельефа поверхности непской свиты (по данным 3D сейсморазведки)  
 Условные обозначения: 1 - скважины, использованные в фациальном анализе, 2 - скважины, вскрывшие фацию глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала, 3 - прочие скважины.

Б - Предполагаемый аналог вендского ландшафта (западное побережье Австралии).

Четвертая характерная черта целевых пластов связана с историей тектонического развития исследуемой территории. Как было сказано выше, месторождение разделено на блоки взаимно пересекающимися дизъюнктивными нарушениями. Гидродинамические исследования в скважинах по разные стороны от разлома показало, что большая часть этих разломов непроницаемы для флюида, что в свою очередь приводит к возникновению различных гипсометрических уровней флюидальных контактов между блоками. На основе имеющихся разрывных нарушений выделено семь блоков – 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9 с нефтяным и газовым насыщением Верхнечонского горизонта (Рис. 1.5)

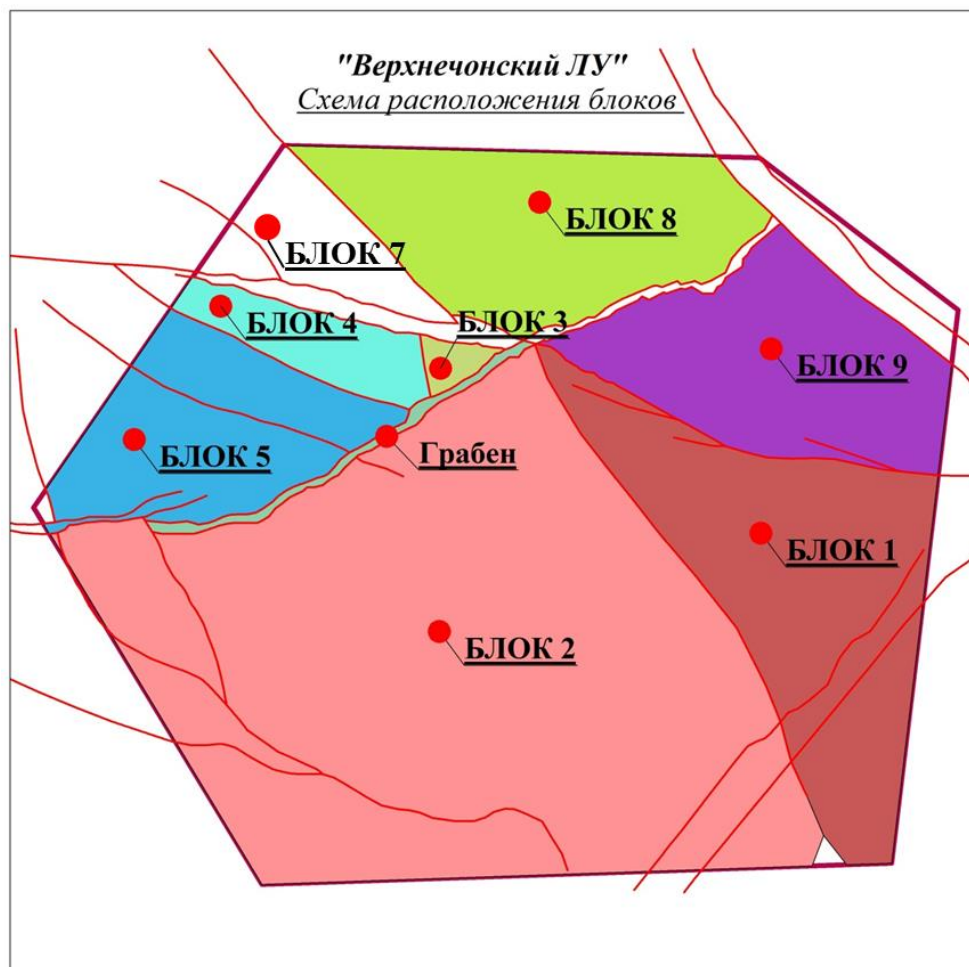


Рис. 1.5 Схема расположения блоков непской свиты

Пятой, крайне важной для эффективной разработки, особенностью пластов  $V_{10}$  и  $V_{13}$  является их засоление [9]. Керновые данные показывают, что эффективная пористость коллекторов практически полностью контролируется степенью засоления. Пора может быть полностью или частично заполнена солью, что значительно понижает её проницаемость [39]. Опыты по рассолению образцов керна показали, что соль забивает самые крупные поры, и после её удаления эффективная пористость достигает значений в 30% и более [24, 31, 32, 33]. Кроме того, рассоление коллектора во время процесса добычи углеводородов значительно влияет на гидродинамические процессы в пласте, как в положительную для разработки сторону (увеличение вязкости вытесняющего агента на фронте зоны нагнетания), так и в отрицательную (образование прорывов воды через промытые зоны и снижение коэффициента охвата залежи) [21, 33, 43]. Ранее исследователи предпринимали попытку

прогноза засоления по сейсмическим данным [15, 120], которые тем ни менее нуждались в пересмотре по результатам дальнейшего бурения скважин.

Таким образом, из написанного выше вытекает, что непская свита имеет крайне неоднородное строение и фильтрационно-емкостные свойства как по латерали, так и по вертикали. Плотности сети скважин не позволяет надежно прогнозировать поведение коллекторов в межскважинном пространстве, что делает очевидным потребность в привлечении более разрешенной по латерали информации, в частности геофизического метода – сейсморазведки.

### 1.5. Обоснование необходимости прогноза ФЕС продуктивных пластов В10 и В13 сейсмическим методом

Месторождение в высокой степени разбурено горизонтальными скважинами, что позволяет оценить изменчивость пласта по горизонтали на основе результатов интерпретации ГИС. На Рис. 1.6 приведен пример изменения литологии вдоль горизонтальной части ствола скважин одного из эксплуатационных кустов.

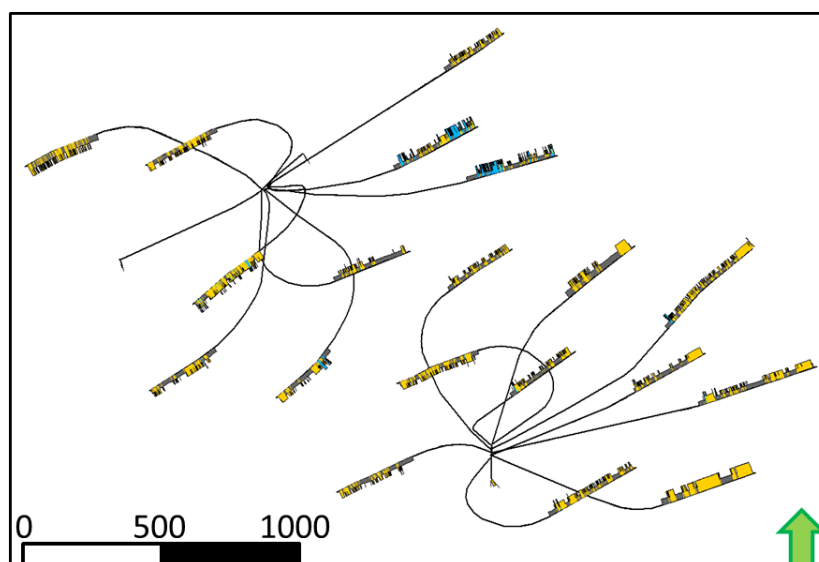


Рис. 1.6 Изменчивость фактической литологии в горизонтальных скважинах. Цветом вдоль траектории показана литология. Желтый – коллектор, серый – неколлектор, синий –плотные породы

Из рисунка видно, что на протяжении горизонтальной части ствола длиной около километра литология может измениться с коллектора на не

коллектор, а затем на плотные породы, что говорит о весьма высокой неоднородности исследуемого пласта.

Вариограммный анализ позволяет получить численную оценку изменчивости литологии по вертикали и по горизонтали. В данном случае нас больше интересует горизонтальное направление. На Рис. 1.7 приведена горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор» по данным горизонтального бурения.

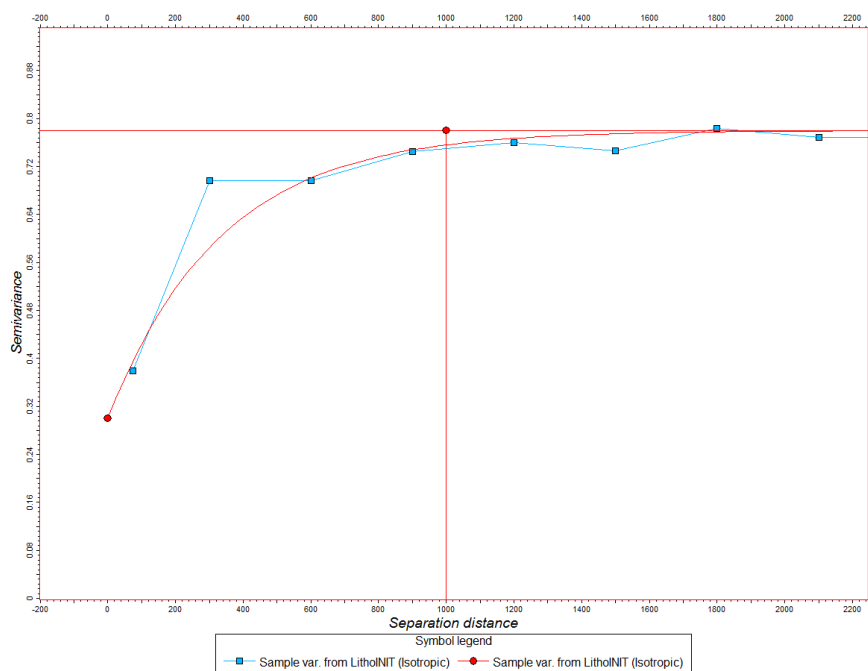


Рис. 1.7 Горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор», построенная по данным, полученным в горизонтальных скважинах.

Данная вариограмма выходит на «полку» в районе 1000 м. Можно сделать вывод, что связность горизонтальных тел очень низкая по геологическим меркам. Средний размер геологического тела составляет всего 1000 метров. Расстояние между имеющимися скважинами значительно больше, 2000-3000 метров, отсюда можно сделать вывод, что интерполяция скважинных данных не дает требуемого результата в прогнозировании поведения пласта в межскважинном пространстве. На Рис. 1.8 приведен пример интерполяции скважинных данных с оцененной горизонтальной вариограммой.

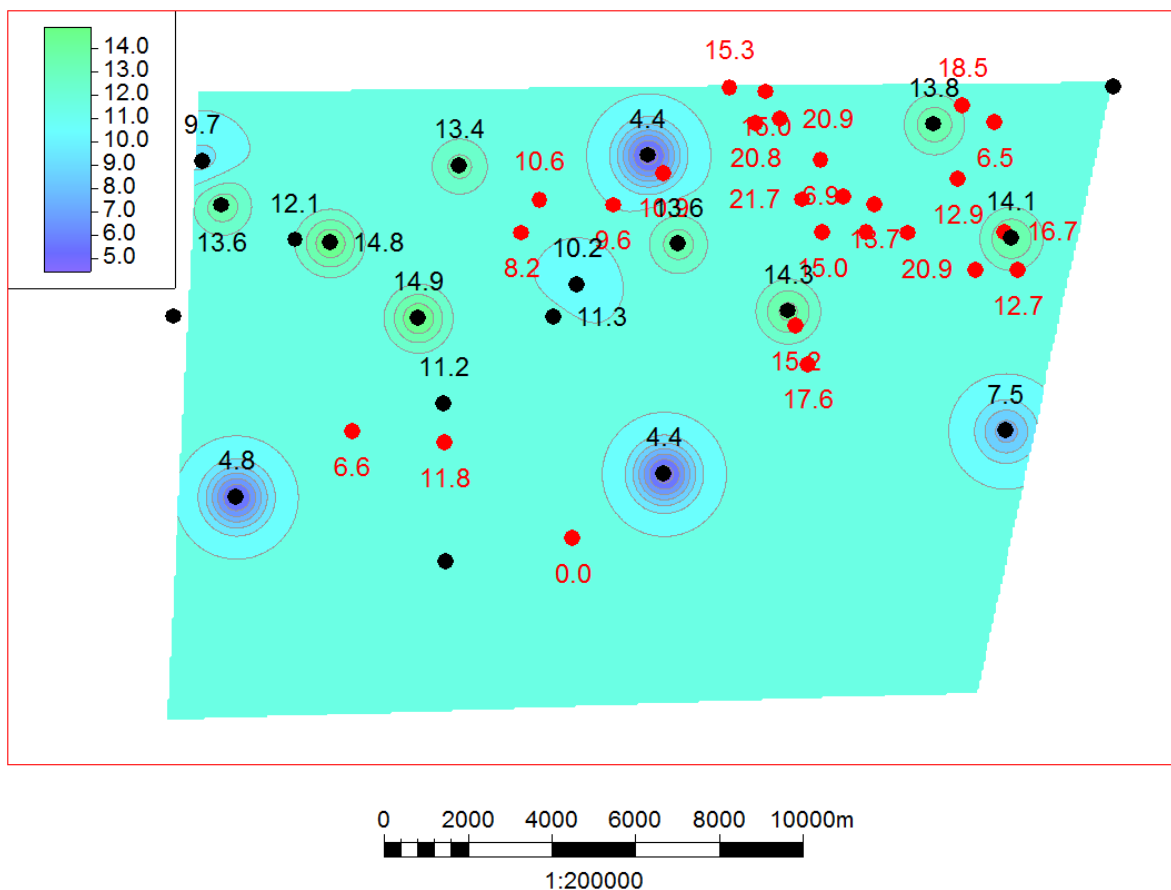


Рис. 1.8 Интерполяция вертикальных скважинных данных (эффективная мощность коллектора) с вариограммой литологии, оцененной по горизонтальным скважинам.

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

Из приведенной карты видно, что большая часть контрольных скважин попадает в среднее значение – 11 метров, тогда как фактические цифры варьируются в пределах от 0 до 22 метров. Таким образом, становится очевидным, что предсказать поведение терригенных пластов венда Восточно-Сибирской платформы при помощи интерполяции информации из редкой сети скважин невозможно. Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании интерполяции выглядит следующим образом (Рис. 1.9).

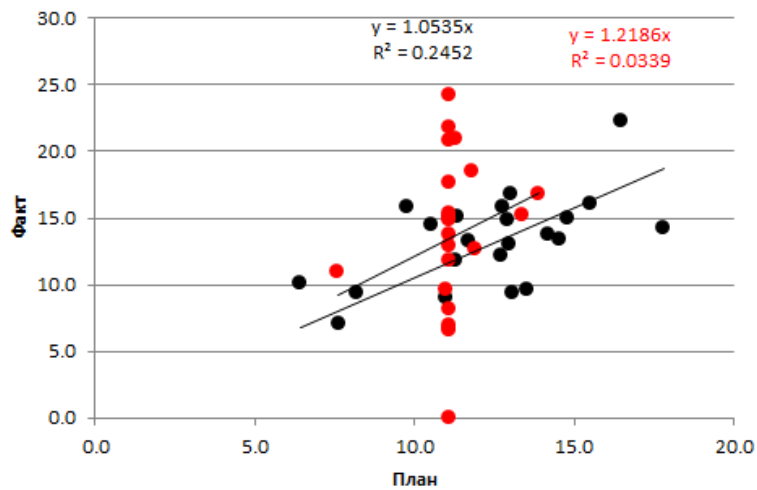


Рис. 1.9 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании крайгинг интерполяции.

черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На практике для построения карты эффективной толщины коллектора используют алгоритм минимальной кривизны. Такой алгоритм позволяет построить поверхность, проходящую через все точки данных, при этом поверхность будет иметь минимальный изгиб. На Рис. 1.10 приведена карта эффективных толщин коллектора, построенная таким алгоритмом. В качестве входных данных использовались только скважины обучения (черные точки). Для оценки прогностической способности такой поверхности была построена аналогичная карта, но с использованием как данных обучения, так и контрольных точек (Рис. 1.11).



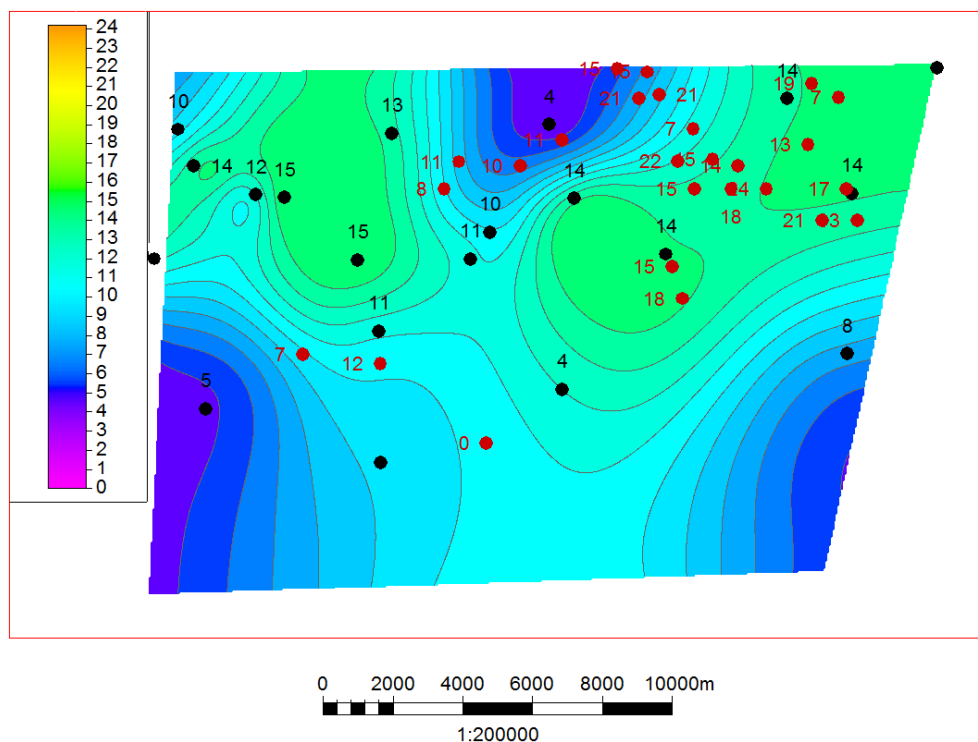


Рис. 1.10 Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны, использованы скважины обучения  
Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

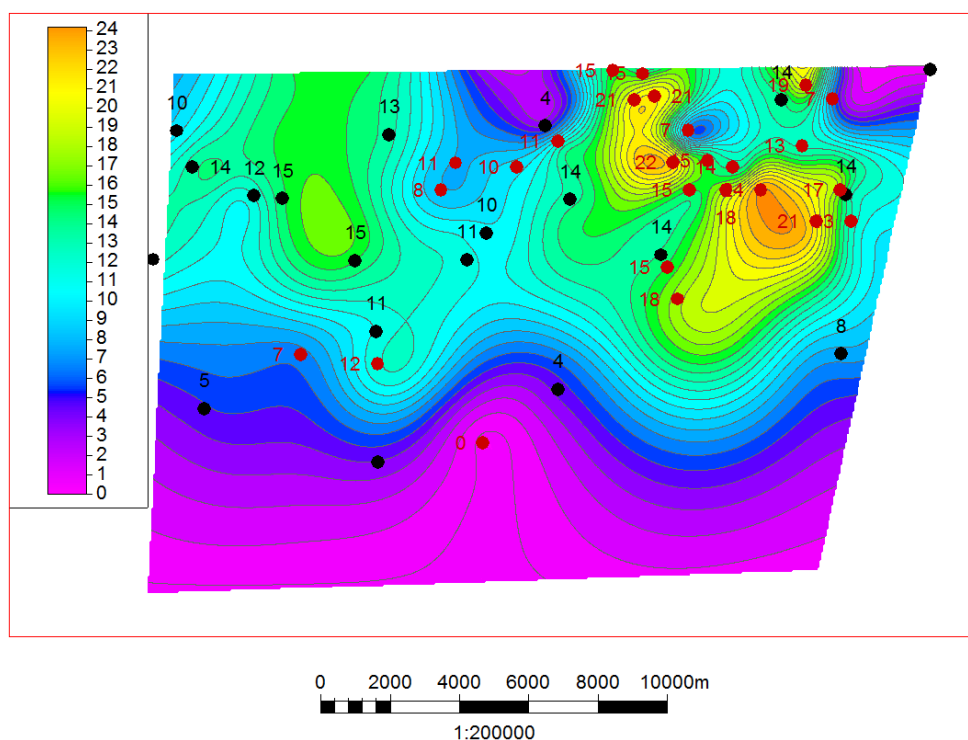


Рис. 1.11 Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны, весь набор скважин  
Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины



Сопоставление этих двух карт позволяет сделать следующие заключения:

1. Появление новых данных бурения приводит к значительным изменениям прогнозной карты эффективных толщин коллектора пласта ВЧ. Так в наиболее разбуренной северо-восточной части участка происходит изменение толщин с 14 метров прогнозных, до 2 метров фактических.
2. Интерполяция скважинных данных без привлечения дополнительных исследований может привести к пропуску улучшенных зон коллектора. Так изначальный прогноз показывал максимальные толщины всего 15 метров, а после бурения фактических скважин была обнаружена зона с толщинами 22 метра.
3. Уплотнение сетки фактических данных подтверждает гипотезу о высокой латеральной изменчивости коллектора на исследуемой территории. Об этом говорит значительно более высокая неоднородность карты с учетом новых данных по сравнению с картой по скважинам обучения.

Карта, полученная по результатам инверсии сейсмических данных, с использованием блоковой методики (Рис. 1.12) лишена перечисленных выше недостатков, так как сейсмические данные имеют плотность значительно выше, чем плотность сети скважин, а именно 25 на 25 метров, что позволяет прогнозировать свойства межскважинного пространства гораздо более детально, чем при использовании только скважинных данных. Кроме того абсолютные значения эффективных толщин определяются амплитудой сейсмического отражения в результате прогноз содержит значения толщин выше или ниже фактически вскрытых, вне зависимости от диапазона значений входных скважинных данных.

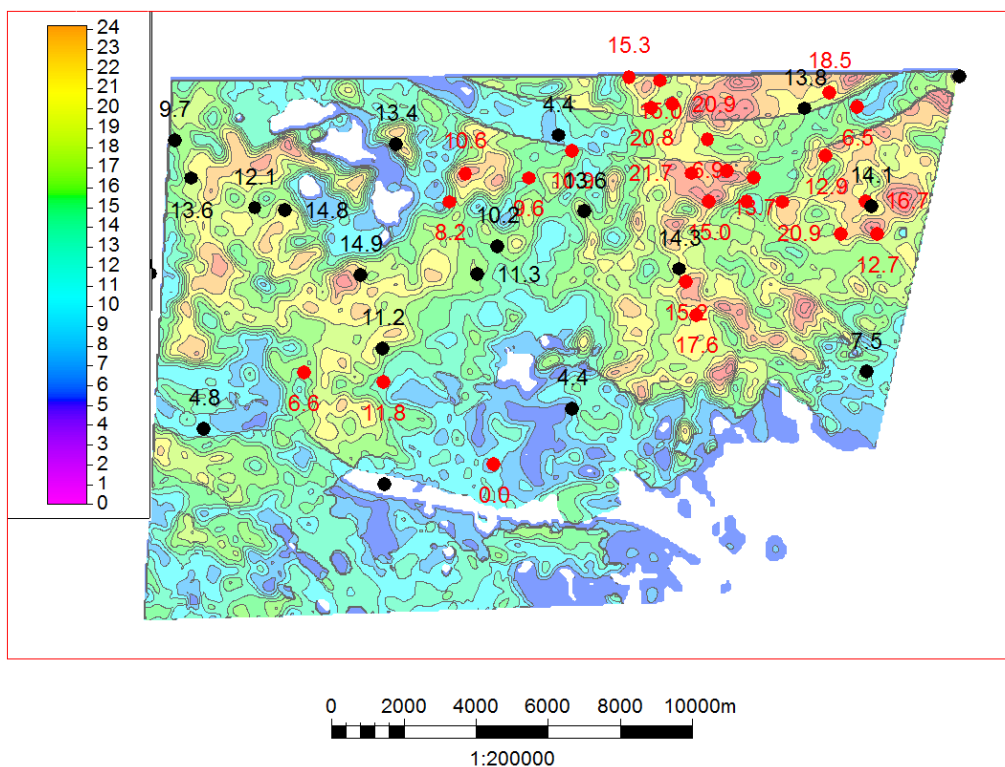


Рис. 1.12 Карта эффективной толщины коллектора с применением инверсии с блоковой моделью

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На Рис. 1.13 приведено сопоставления прогноз/факт величины эффективной толщины коллектора для пластов В10 и В13 без использования геофизических данных. Для получения прогнозной величины использовался метод выколов единичных скважин, т.е. выполнялась интероляция всего набора данных за исключением одной точки, в которой производилась оценка ошибки. Для наглядности и удобства сопоставления цветовая схема взята из Рис. 1.9 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании крайгинг интерполяции. Рис. 1.9, хотя нужно иметь ввиду, что фактически при построении использовались все скваижны за исключением той, в которой производился «выкол», а не только скважины обучения.

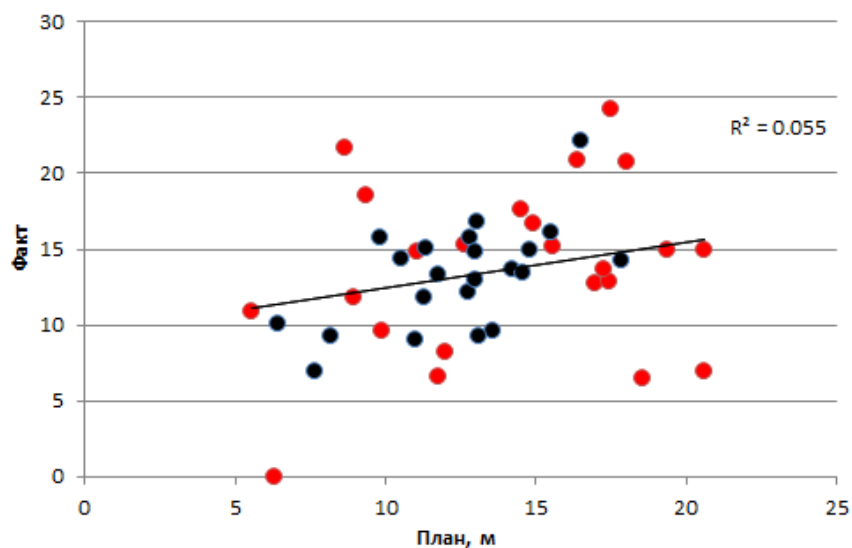


Рис. 1.13 Сопоставление прогноз/фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании интерполяции.

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На Рис. 1.14 приведено аналогичное сопоставление, но уже при использовании сейсмической инверсии для прогноза.

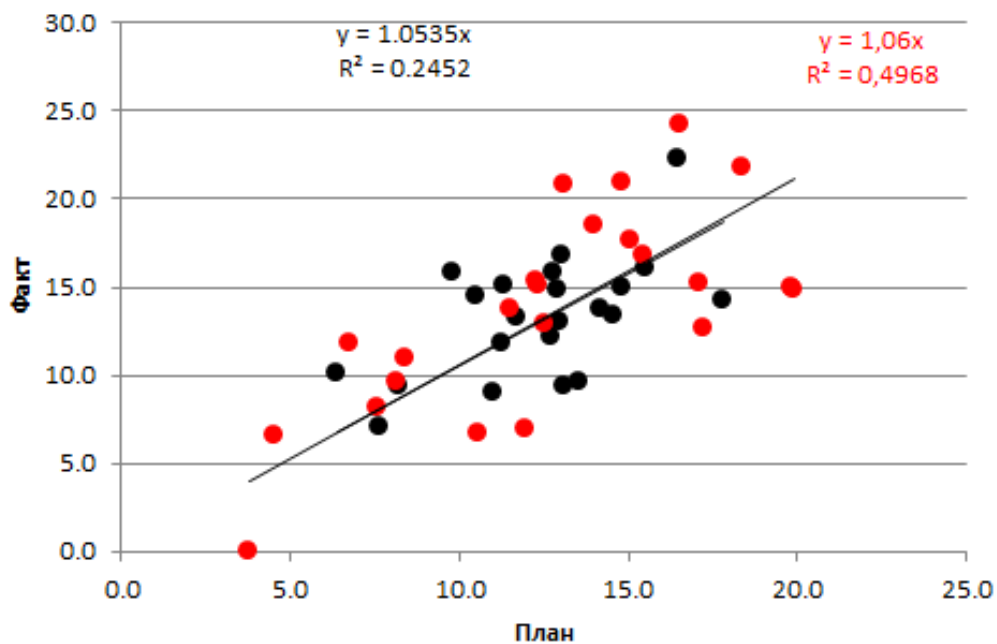


Рис. 1.14 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании инверсии.

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

Сопоставляя последние два рисунка можно легко убедиться, что произошло увеличение прогностической способности карты эффективных толщин коллектора при использовании сейсмических данных в качестве дополнительного источника информации в межскважинном пространстве позволяет увеличить достоверность прогноза.

Численные оценки достоверности прогнозов, полученных различными способами приведены ниже.

*Интерполяция данных редкой сети скважин с использованием вариограммной оценки изменчивости литологии по горизонтальным скважинам:*

Коэффициент корреляции по контрольным скважинам – 0.18

Диапазон ошибок – от -13,1 до +11,1 метра

Стандартное отклонение ошибки прогноза – 5,5 метра

*Интерполяция данных густой сети скважин с использованием алгоритма минимальной кривизны*

Коэффициент корреляции по контрольным скважинам – 0.23

Диапазон ошибок – от -13,7 до +13,1 метра

Стандартное отклонение ошибки прогноза – 6,4 метра

*Использование для прогноза данных сейсмической инверсии на основе блоковой априорной модели*

Коэффициент корреляции по контрольным скважинам – 0.7

Диапазон ошибок – от -4 до +6 метра

Стандартное отклонение ошибки прогноза – 2,9 метра

Таким образом на репрезентативной выборке в виде вертикальных и горизонтальных скважин глубокого бурения показано, что использование сейсмических данных в условиях высокой латеральной изменчивости литологии пластов В10 и В13 позволяет повысить достоверность прогноза минимум в 2 раза

## **2. Обоснование применения инверсии сейсмических данных при прогнозе ФЕС продуктивных пластов непской свиты**

Геофизические методы, в частности сейсморазведка, позволяют прогнозировать свойства геологического разреза, для решения задач поисков и разведки месторождений углеводородного сырья. Восстановление геологической картины по наблюдаемым данным возможно лишь в том случае, когда существует отклик геофизического метода на изменение искомых параметров среды. В случае сейсморазведки, для успешного решения обратной задачи необходимо сначала убедиться в том, что параметры сейсмической записи связаны с упругими свойствами среды (плотностью горных пород, скоростью распространения акустической волны в среде) и могут быть описаны математическими методами. Примеры успешного применения сейсморазведки для характеристики геологического разреза весьма обширны, в том числе и в условиях Восточной Сибири [15, 16, 17, 29, 50, 82]. Для обоснования существования этой связи в настоящей работе проведен петрофизический анализ пород, слагающих целевые пласты  $V_{10}$  и  $V_{13}$ .

### **2.1. Петрофизическое обоснование зависимости между упругими параметрами и параметрами ФЕС по данным ГИС**

Основы создания комплексной петрофизической модели среды с использованием керновых данных, каротажных диаграмм и прочих данных о свойствах пород и флюидов описаны в учебных пособиях по петрофизике [2, 22, 45], а так же в некоторых статьях [118]. Настоящая петрофизическая модель была выполнена на основе описанных в них методик и техник. Согласно петрофизической модели по материалам ГИС выделено семь литотипов:

1. песчаник
2. гравелит коллектор
3. аргиллит

4. алевролит
5. глинистый гравелит
6. засоленный гравелит
7. засоленный песчаник

Общеизвестный факт, что пористость, литология и свойства флюида в порах и трещинах определяют петрофизические характеристики пород [62, 70, 72, 100, 101]. Таким образом, разделение пород на литотипы является необходимым шагом для изучения упругих свойств пород, слагающих целевые пласты, которые в дальнейшем позволят перейти к инверсии сейсмических данных.

Для выполнения инверсионных преобразований данные литотипы в рамках проводимых работ были укрупнены. В результате укрупнения получен следующий набор литотипов:

1. Чистый коллектор (песчаник, гравелит коллектор)
2. Неколлектор (аргиллит, алевролит, глинистый гравелит)
3. Засоленный неколлектор (засоленный гравелит, засоленный песчаник).

Решение обратной задачи сейсморазведки называется инверсией сейсмических данных. Технология сейсмической инверсии основана на изучении амплитуд отражения акустических волн от глубинных пластов и восстановлении упругих параметров среды на основе этих амплитуд. В случае вертикального падения волны на границу раздела двух сред, согласно закону Снеллиуса, возникает отраженная продольная волна. Амплитуда этой волны зависит от разницы акустических жесткостей (акустических импедансов) между этими средами. В таком случае инверсия будет называться акустической, и будет восстанавливать из сейсмических данных только один геологический параметр – акустический импеданс. При неvertикальном падении волны на отражающую поверхность дополнительно возникает поперечная отраженная волна. Амплитуды обеих волн, как продольной, так и поперечной, связаны между собой и зависят от разницы акустических

жесткостей между вышележащей и нижележащей средами, а так же от угла падения акустической волны на границу раздела [116]. Инверсия, учитывающая невертикальное падение волны называется синхронной, потому, что в таком случае из сейсмических данных восстанавливаются одновременно несколько параметров (скорости продольной и поперечной волны, плотность среды и их различные комбинации).

Таким образом, описанные выше литотипы были проанализированы на предмет их поведения в полях упругих параметров среды: плотности, продольного и поперечного импедансов. Результаты приведены ниже.

Для выполнения акустической инверсии было рассмотрено распределение акустического импеданса для каждого из литотипов (Рис. 2.1).

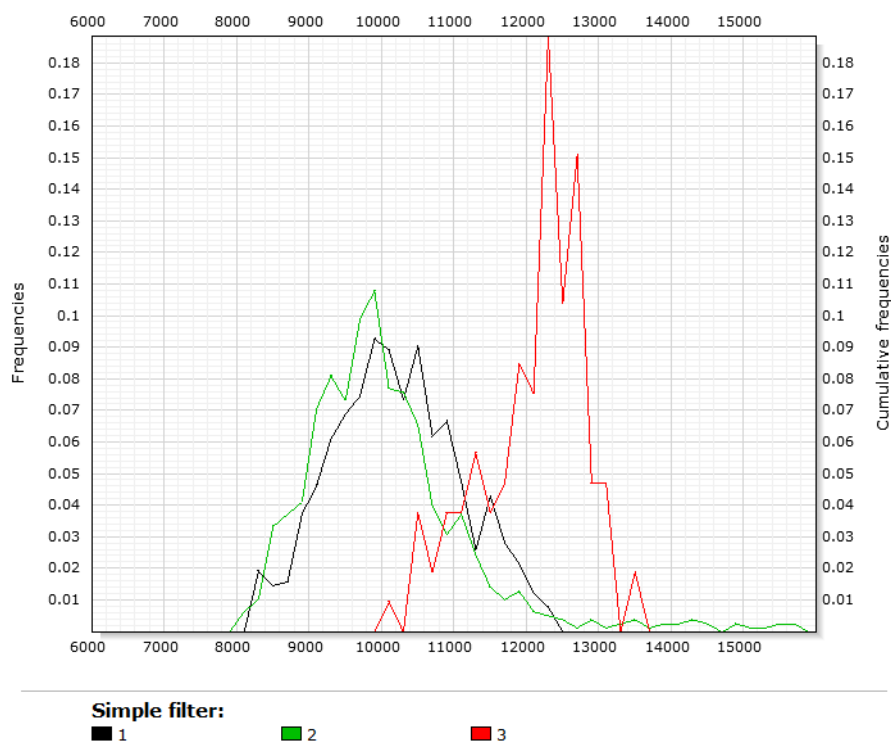


Рис. 2.1 Распределение акустического импеданса по литотипам.

1-песчаник, 2-глина и песчаник заглинизированный, 3-песчаник засоленный

Согласно полученному распределению можно сделать вывод о схожих диапазонах изменения акустического импеданса для всей группы литотипов. Единственным литотипом выделяющимся по диапазону изменения

акустического импеданса от остальных является засоленный песчаник (неколлектор).

Аналогичным образом был выполнен двумерный анализ литологии для укрупненных литотипов в поле упругих параметров (Рис. 2.2)

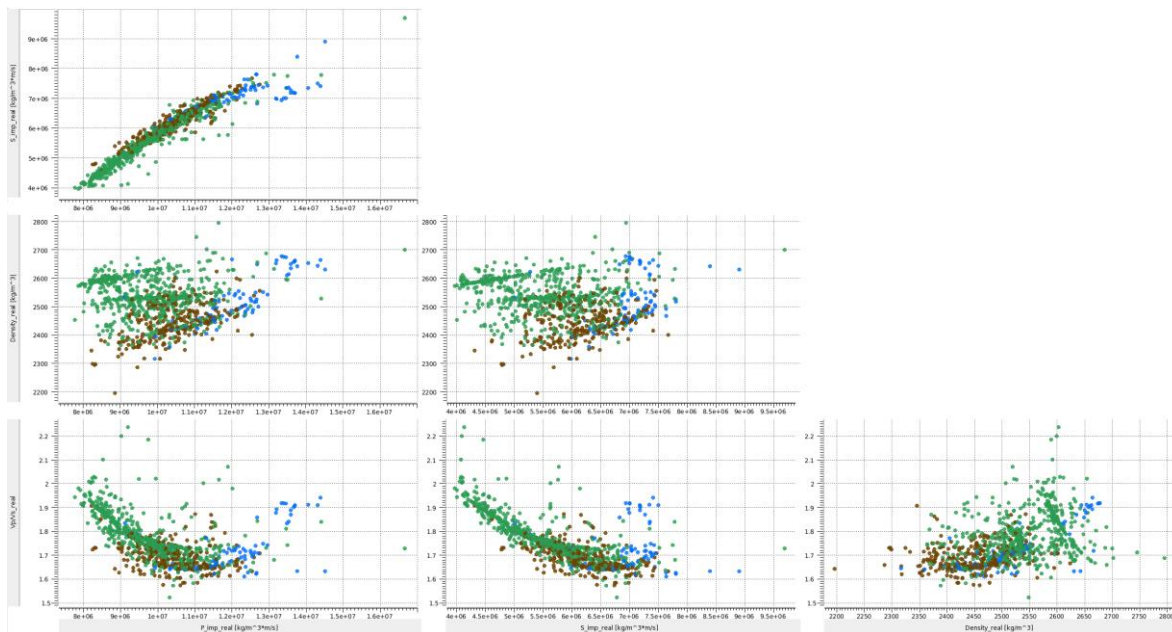


Рис. 2.2 Распределение литотипов по данным ГИС

коллектор (коричневым), неколлектор заглинизированный (зеленым) и неколлектор засоленный (синим) в полях упругих параметров: продольный импеданс, поперечный импеданс, плотность, отношение скоростей пробега продольной и поперечной волн.

Согласно анализу полученных сопоставлений, можно сделать следующие **ВЫВОДЫ**:

- в целевом интервале рассматриваемых отложений данные одного лишь акустического импеданса не позволяют отделить коллектора от неколлекторов, т.к. отмечается достаточно большое перекрытие между ними;
- из всех литотипов по упругим параметрам возможно с определенной долей риска отделить только засоленный неколлектор;
- упругие свойства пластов  $V_{10}$  и  $V_{13}$  отличаются друг от друга, что видимо, связано с преобладанием слоистой глинистости в разрезе  $V_{13}$  и более однородным строением пласта  $V_{10}$



- наличие коллектора в отложениях В10 в основном контролирует Ксоль.

Полученные результаты объясняются сложным строением разреза и сложным минералогическим составом пород.

Анализ влияния коэффициента открытой пористости на величины акустического и сдвигового импедансов для пород-коллекторов представлен на кроссплоте (Рис. 2.3). Существует закономерная тенденция увеличения величин акустического импеданса с уменьшением коэффициента открытой пористости, что согласуется с аналогичными исследованиями, выполненными ранее Ващенко В.А. [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

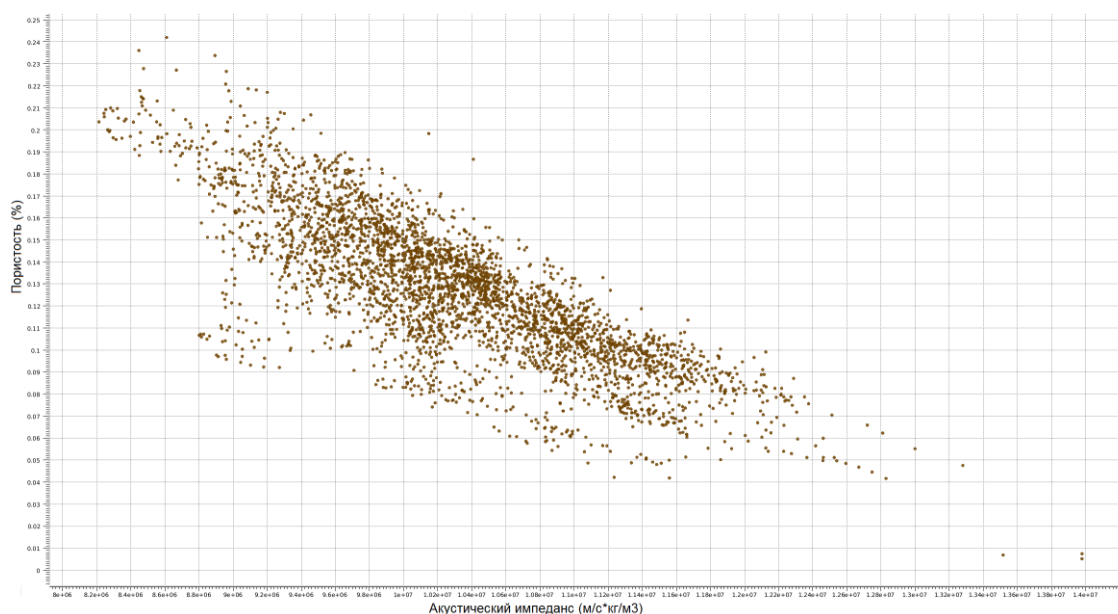


Рис. 2.3 Влияние коэффициента открытой пористости на Акустический импеданс

Анализ акустических свойств выполняется на фактических замеренных данных. В случае если качество или полнота данных оказываются недостаточными, используется моделирование упругих свойств горных пород.

## 2.2. Петрофизические модели для расчета кривых dTp, dTs, плотности

Моделирование упругих свойств позволяет описать породы посредством упруго-прочностных характеристик, таких как модуль сдвига **M**, модуль объемного сжатия (деформации) **K** и их связи с динамическими свойствами пород (скорости прохождения продольных-  $V_p$  и поперечных волн-  $V_s$ ). При этом моделирование позволяет исключить влияние скважины на показания геофизических методов и теоретически охарактеризовать разрез упругими свойствами по стволу.

Исходными данными для моделирования упругих свойств послужили кривые, полученные по результатам петрофизической интерпретации материалов ГИС по данным скважинам: коэффициент открытой пористости, коэффициент засоления, коэффициенты нефте-, водонасыщенности. Дополнительно использована априорная информация о литологическом составе пород, термобарических условиях залегания пород, свойствах углеводородов и пластовой воды (Табл. 2.1). Для выполнения моделирования произведен расчет общей пористости, объемного содержания минералогических фракций (глины, кварца –  $V_{cl}$ ,  $V_{ss}$ ) согласно комплексных алгоритмов расчета по методам нейтрон-нейтронного и гамма-гамма плотностного, нейтрон-нейтронного и акустического каротажей.

Табл. 2.1 Термобарические условия и свойства пластовых флюидов

Давление, (psi)	Температура , (°F)	Минерализация , (ppm)	Плотность газа, (кг/м <sup>3</sup> )	Плотность нефти, (api)	Газовый фактор, (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )
2200	60	300000	0,89	50,9	180

Моделирование объемной плотности проводилось исходя из того, что данный параметр представляет собой сумму значений плотности ее составных компонентов и в общем случае выражается следующей формулой:

$$\rho = \sum_i V_i \rho_i \quad (2.1)$$

где  $V_i$  – объемное содержание и  $\rho_i$  – плотность  $i$ -ой компоненты.

Объемное содержание компонент задавалось объемной моделью породы являющейся результатом выполнения интерпретации материалов ГИС, а плотность компонент принималась по результатам исследований кернового материала или задавалась общепринятыми значениями из справочных данных.

В основе расчета скоростей продольной ( $V_p$ ) и поперечной ( $V_s$ ) волн заложены общеизвестные уравнения:

$$K = \rho \cdot (V_p^2 - \frac{4}{3} \cdot V_s^2) \quad (2.2)$$

$$\mu = \rho \cdot V_s^2 \quad (2.3)$$

где,  $K$  и  $\mu$  - упругие модули всестороннего сжатия и сдвига.

Как следует из приведенных формул, для получения искомым скоростей  $V_p$  и  $V_s$  требуется оценка упругих модулей  $K$  и  $\mu$  для смесей компонент породы, для чего необходимо знание следующих характеристик:

- упругие модули каждого компонента изучаемой породы;
- объемное содержание минералов, слагающих породу;
- геометрические свойства и упаковка компонент породы.

Существует множество возможных комбинаций методов и приемов, которые позволяют получить с некоторыми допущениями и определенной долей вероятности хорошее соответствие модельных кривых с измеренными данными. В связи с этим при моделировании скоростей  $V_p$  и  $V_s$  особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели описания среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Для того чтобы ограничить область возможных решений, модель должна быть простой и согласованной по всем скважинам. После тестирования различных алгоритмов в данной работе была выбрана используемая на практике модель Xu-White.

По полученным результатам моделирования петроупругих свойств для целевого интервала построен аналогичный кроссплот литотипов в полях упругих параметров, как и для реальных данных. Он приведен на Рис. 2.4.

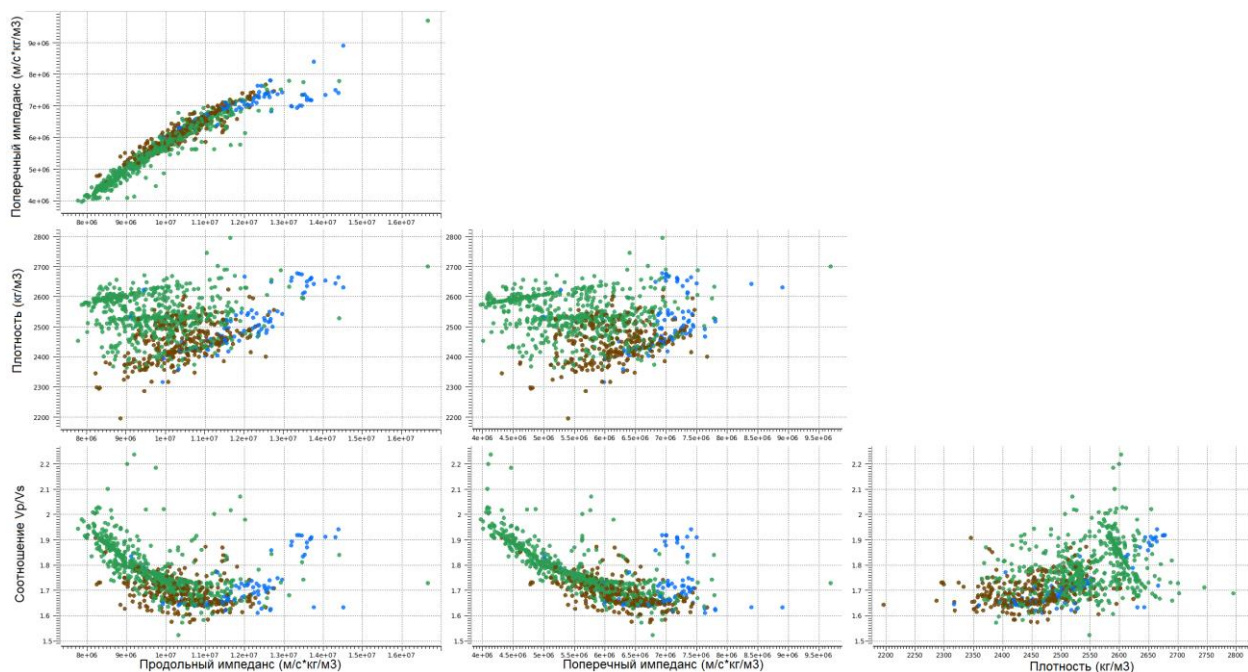


Рис. 2.4 Распределение литотипов по модельным данным коллектор (коричневым), неколлектор заглинизированный (зеленым) и неколлектор засолоненный (синим) в полях упругих параметров: продольный импеданс, поперечный импеданс, плотность, отношение скоростей пробега продольной и поперечной волн.

Согласно представленным сопоставлениям, разделение по литологии возможно в поле любых двух параметров. Таким образом, существуют предпосылки разделения пород по литотипам в случае использования упругих свойств пород, полученных в результате моделирования кривых ГИС, что позволяет выполнять инверсионные преобразования.

На основании проведенных работ по подготовке петрофизического обоснования, оценки возможности прогноза литологии и коллекторских свойств, при выполнении инверсионных преобразований сейсмических данных установлено:

1. По реальным данным ГИС в полях упругих параметров деление на литотипы «коллектор-неколлектор» затруднено. Существуют предпосылки для прогноза литотипа «засолоненный неколлектор».
2. По результатам петроупругого моделирования получены кривые  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $RHOV$ , по которым в полях упругих параметров литологическое деление («коллектор», «неколлектор», «засолоненный неколлектор») возможно.
3. При прогнозировании всего набора литотипов по сейсмическим данным, существуют предпосылки к прогнозу открытой пористости для литотипа «коллектор» по акустическому (или сдвиговому) импедансу.
4. В случае отсутствия литологического деления по сейсмическим атрибутам, возможен прогноз общей пористости по акустическому (или сдвиговому) импедансу.

Таким образом, доказано существование петрофизических предпосылок для выполнения инверсионных преобразований сейсмических данных на исследуемом участке.

### **3. Оценка влияния упругих параметров продуктивных пластов на сейсмические атрибуты по данным сейсмического моделирования**

#### 3.1. Результаты моделирования суммарного волнового поля

В ходе расчетов синтетических волновых полей были выполнены следующие эксперименты:

- Оценены изменения волнового поля, обусловленные «региональным» изменением мощности вендского терригенного комплекса;
- Оценены изменения волнового поля, обусловленные изменением импеданса пласта  $V_{10}$  в зонах малых, средних и повышенных мощностей терригенного венда в пределах планшета сейсмической съемки;
- Оценены изменения волнового поля, обусловленные изменением импеданса пласта  $V_{13}$  в зонах средних и повышенных мощностей терригенного венда в пределах планшета сейсмической съемки.

##### 3.1.1. «Региональная» модель вендского терригенного комплекса.

В ходе описываемого эксперимента исследовались изменения волнового поля, порождаемые закономерным изменением мощности стратонов, образующих вендский терригенный комплекс Верхнечонского месторождения. Модель, положенная в основу расчетов, приведена в Табл. 3.1 Графическое отображение модели – на Рис. 3.1А, соответствующий синтетический временной разрез – на Рис. 3.1Б.

Реальный временной разрез, соответствующий части синтетического временного разреза, приведен на Рис. 3.1В

Табл. 3.1 «Региональная» модель вендского терригенного комплекса.

Стратон	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Мощность				
			Well_1	Well_2	Well_3	Well_4	Well_5
Покрышка	3500	2.5	10	10	10	10	10
V <sub>10</sub>	4050	2.43	0	8	14	14	14
Перемышка	3600	2.47	0	0	0	0	20
V <sub>13</sub>	3950	2.38	0	0	0	14	20
Кора в-я.	5900	2.5	20	20	20	20	20
Фундамент	6250	2.6	100	100	100	100	100

Выводы:

1. «Региональное» изменение мощности терригенного венда от 64 м до 10 м приводит к кардинальным изменениям структуры соответствующего пакета отражений. Он изменяется от шестифазового на востоке площади (за пределами изучаемого планшета) до двухфазового на западе.
2. В районе кровли пласта V<sub>10</sub> формируется положительное отражение VCH1, которое затухает в районе границы выклинивания пласта V<sub>13</sub>.
3. Указанные изменения структуры волнового поля в пределах планшета сейсмической съемки предполагают раздельное выполнение динамического анализа, как минимум, для двух зон:
  - Зоны малых мощностей терригенного венда;
  - Зоны средних и повышенных мощностей терригенного венда.
4. Малый объем скважинных данных на переходных участках между этими зонами может привести к появлению зоны неопределенности на прогнозных картах.
5. при толщинах от ¼ до 1/10 длины волны установлена связь между мощностью интервала и амплитудой отражения, т.е. изменение динамики от геометрии. Этот вывод звучит и в других аналогичных работах [50, 77, 81, 128]

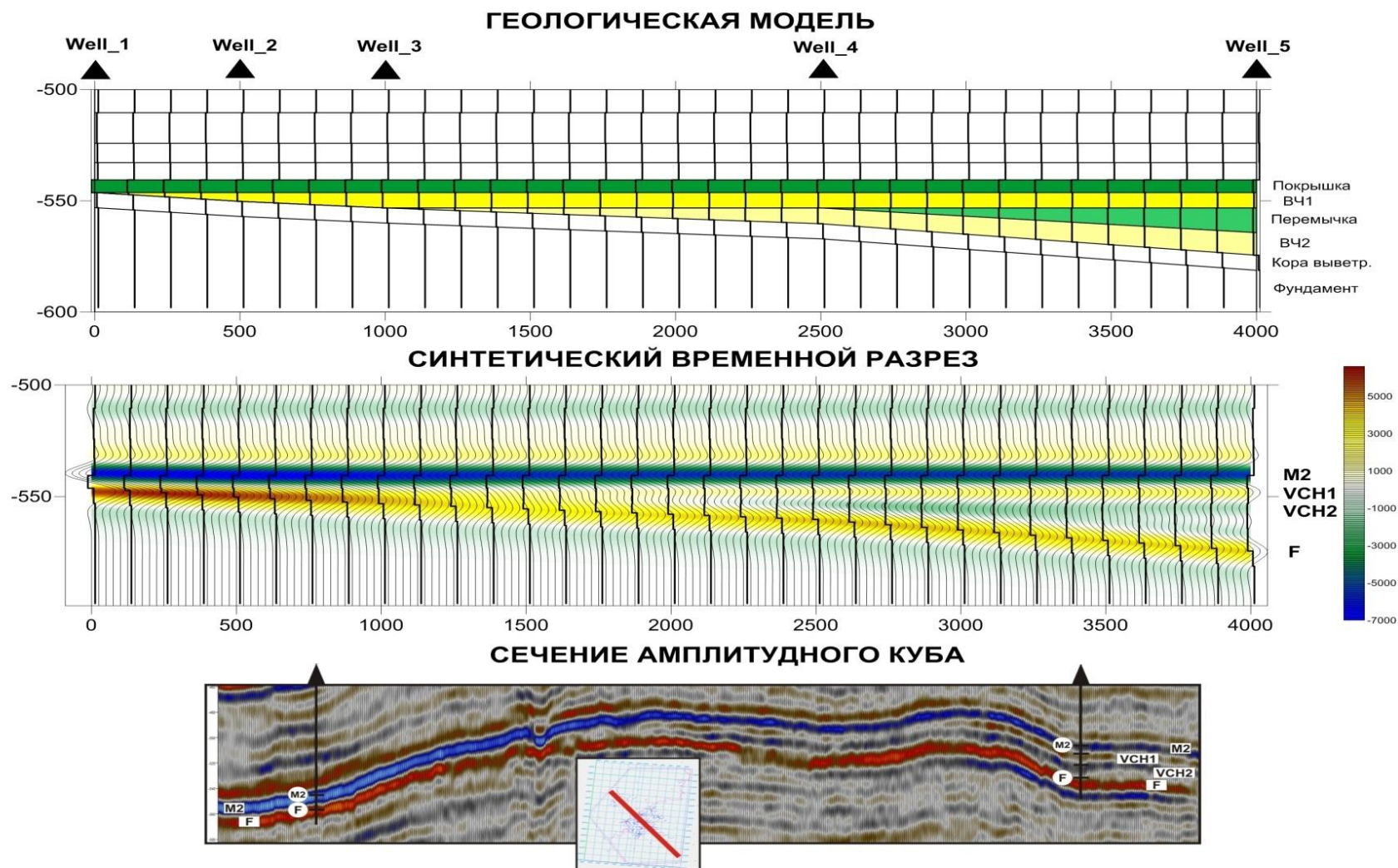


Рис. 3.1 Оценка влияния изменений мощности стратонов терригенного венда на волновое поле.

(Модель вендского терригенного комплекса, покрытого сейсмической съемкой – ПК 750-3500)



### 3.1.2. Пласт $V_{10}$ – зона малых мощностей.

В ходе описываемого эксперимента исследовались изменения волнового поля, порождаемые изменением импеданса пласта  $V_{10}$  при различных акустических свойствах коры выветривания. Изменения импеданса задавались, исходя из результатов моделирования по уравнениям среднего времени и средней плотности, которые приведены в Табл. 3.2.  $dT$  скелета – 185 мксек/м,  $dT$  флюида – 600 мксек/м, Плотность скелета –  $2.65 \text{ г/см}^3$ , Плотность флюида. –  $1.2 \text{ г/см}^3$ .

Табл. 3.2 Результаты моделирования упругих параметров пласта

К пор, д.ед.	$dT$ , мксек/м	$V_p$ , м/сек	Плотность г/см <sup>3</sup>
0.05	206	4860	2.578
0.10	227	4415	2.505
0.15	247	4044	2.433
0.20	268	3731	2.360
0.25	289	3463	2.288

В Табл. 3.3 приведена модель с высокой акустической жесткостью коры выветривания, в Табл. 3.4 – с пониженной акустической жесткостью.

Результаты моделирования приведены соответственно на Рис. 3.2 и Рис. 3.3.

Табл. 3.3 Модель пласта  $V_{10}$  в зоне малых мощностей терригенного венда с высокой акустической жесткостью коры выветривания.

Стратон	M, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		$V_p$ , м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
$V_{10}$	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
Кора в-я	20	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6

Табл. 3.4 Модель пласта  $B_{10}$  в зоне малых мощностей терригенного венда с пониженной акустической жесткостью коры выветривания.

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
$B_{10}$	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
Кора в-я	20	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6

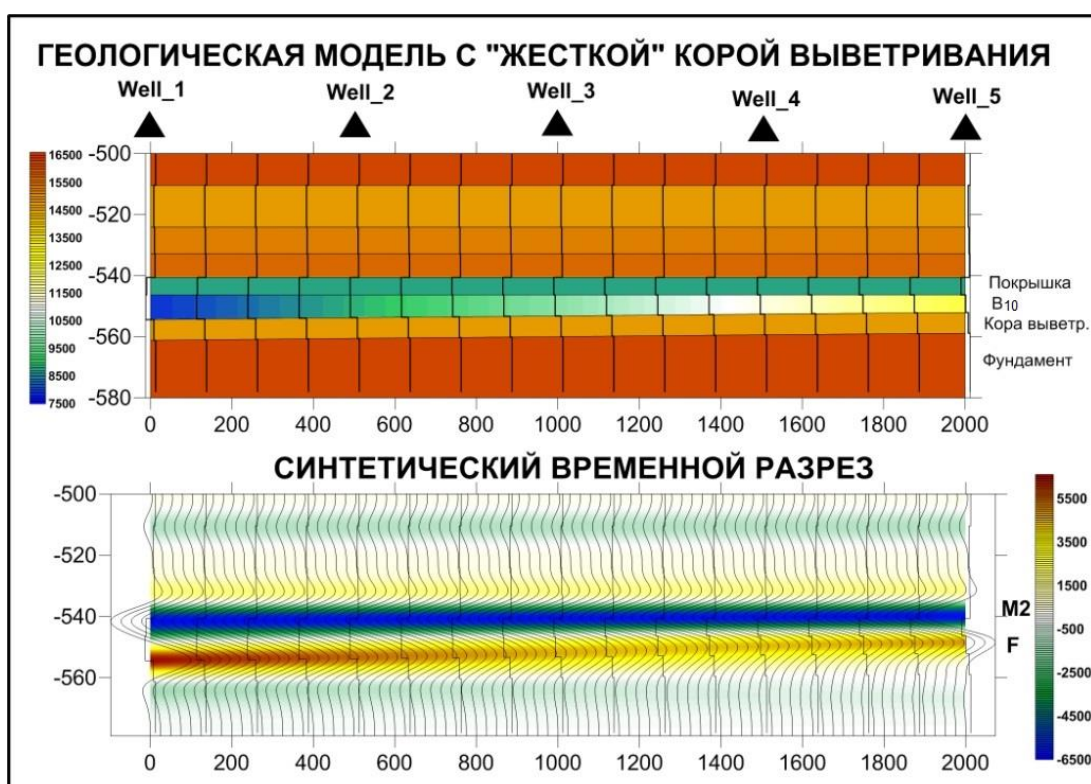


Рис. 3.2 Оценка влияния изменений импеданса пласта  $B_{10}$  на волновое поле (зона малых мощностей - случай повышенной акустической жесткости коры выветривания):

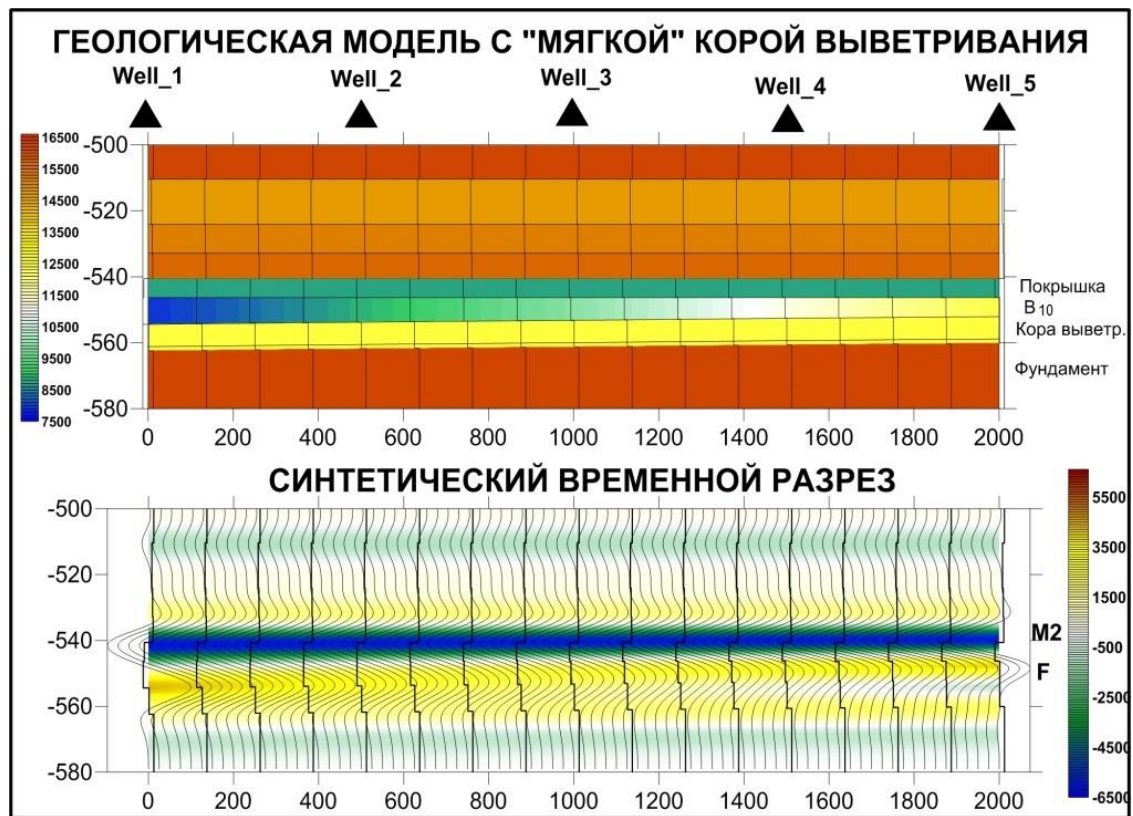


Рис. 3.3 Оценка влияния изменений импеданса пласта  $V_{10}$  на волновое поле (зона малых мощностей - случай пониженной акустической жесткости коры выветривания).

**Выводы:**

1. Повышение импеданса пласта  $V_{10}$  (уменьшение линейной емкости) вначале приводит к уменьшению амплитуды отражения  $F$ , а затем вновь к увеличению. Причем в последнем случае происходит уменьшение временной мощности интервала  $M2-F$ .
2. Повышение импеданса пласта  $V_{10}$  (уменьшение линейной емкости) в целом приводит к некоторому уменьшению амплитуды отражения  $M2$ .
3. Понижение акустической жесткости коры выветривания приводит к уменьшению амплитуд отражений  $F$  и  $M2$ . Это может привести к занижению прогнозных значений линейной емкости пласта  $V_{10}$  (ошибка второго рода).

### 3.1.3. Пласт В<sub>10</sub> – зоны средних и повышенных мощностей.

В ходе описываемого эксперимента исследовались изменения волнового поля, порождаемые изменением импеданса пласта В<sub>10</sub> в зонах средних и повышенных мощностей.

В Табл. 3.5 приведена модель со средней мощностью терригенного венда в пределах планшета исследования, в Табл. 3.6 – модель с повышенной мощностью.

Графические отображения моделей приведены на Рис. 3.4А и Рис. 3.5А, синтетические временные разрезы – на Рис. 3.4Б и Рис. 3.5Б.

Табл. 3.5 Модель пласта В<sub>10</sub> в зоне средних мощностей терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В <sub>10</sub>	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
В <sub>13</sub>	11	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38
Кора в-я	20	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6

Табл. 3.6 Модель пласта В<sub>10</sub> в зоне повышенных мощностей терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В <sub>10</sub>	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
Перемычка	6	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47
В <sub>13</sub>	14	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38	3950	2.38
Кора в-я	20	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5	5000	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6

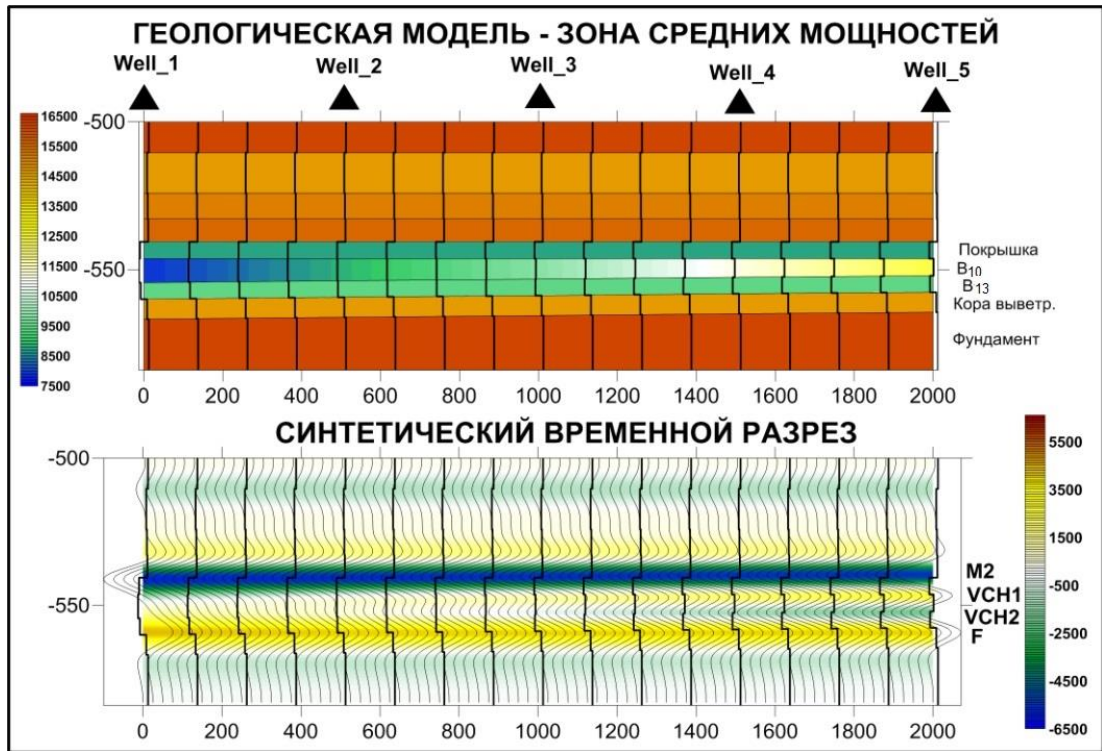


Рис. 3.4 Оценка влияния изменений импеданса пласта  $B_{10}$  на волновое поле (зона средних мощностей)

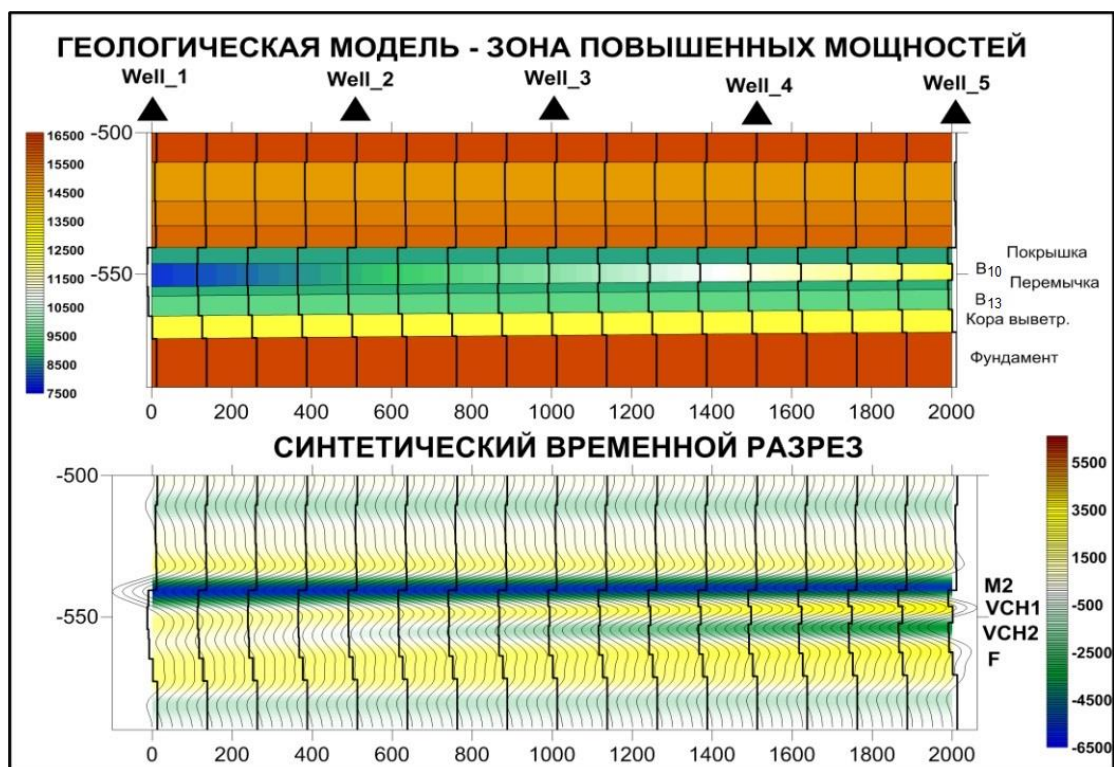


Рис. 3.5 Оценка влияния изменений импеданса пласта  $B_{10}$  на волновое поле (зона повышенных мощностей)

Выводы:

1. Увеличение импеданса пласта  $B_{10}$  в обоих случаях приводит:
  - К увеличению амплитуды отражения  $V_{CH1}$ ,
  - К уменьшению амплитуды отражения  $V_{CH2}$ .
2. На абсолютные значения амплитуд  $V_{CH1}$  и  $V_{CH2}$  кроме импеданса  $B_{10}$  оказывает некоторое влияние и изменение мощности терригенного венда.

### 3.1.4. Пласт $B_{13}$ – зоны средних и повышенных мощностей.

В ходе описываемого эксперимента исследовались изменения волнового поля, порождаемые изменением импеданса пласта  $B_{13}$  в зонах средних и повышенных мощностей.

В Табл. 3.7 приведена модель со средней мощностью терригенного венда в пределах планшета исследования, в Табл. 3.8 – модель с повышенной мощностью.

Графические отображения моделей приведены на Рис. 3.6А и Рис. 3.7А, синтетические временные разрезы – на Рис. 3.6Б и Рис. 3.7Б.

Табл. 3.7 Модель пласта  $B_{13}$  в зоне средних мощностей терригенного венда

Стратон	M, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
$B_{10}$	14	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43
$B_{13}$	11	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
Кора в-я	20	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6



Табл. 3.8 Модель пласта В<sub>10</sub> в зоне повышенных мощностей терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>	Vp, м/с	Пл, г/см <sup>3</sup>
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В <sub>10</sub>	14	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43	4050	2.43
Перемышка	6	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47	3600	2.47
В <sub>13</sub>	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
Кора в-я	20	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5	5900	2.5
Фундамент	100	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6	6250	2.6

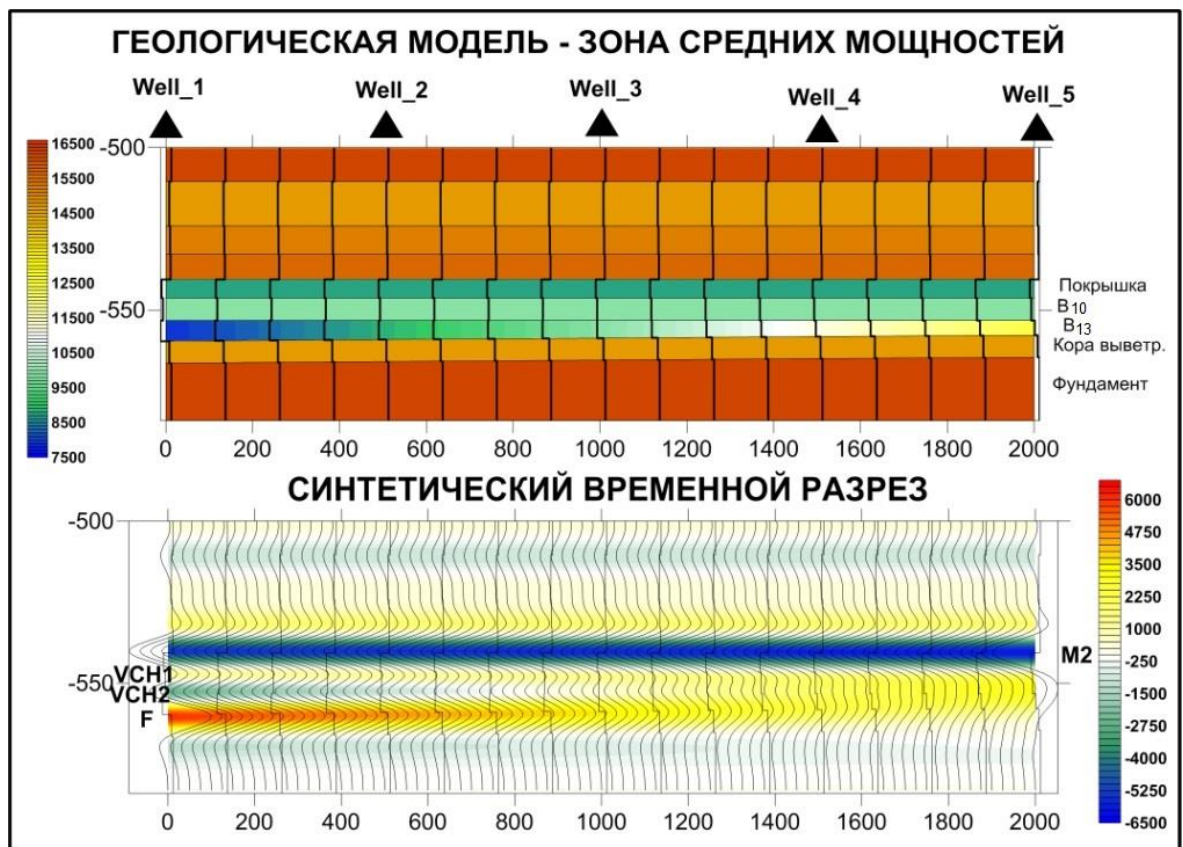


Рис. 3.6 Оценка влияния изменений импеданса пласта В<sub>13</sub> на волновое поле (зона средних мощностей)

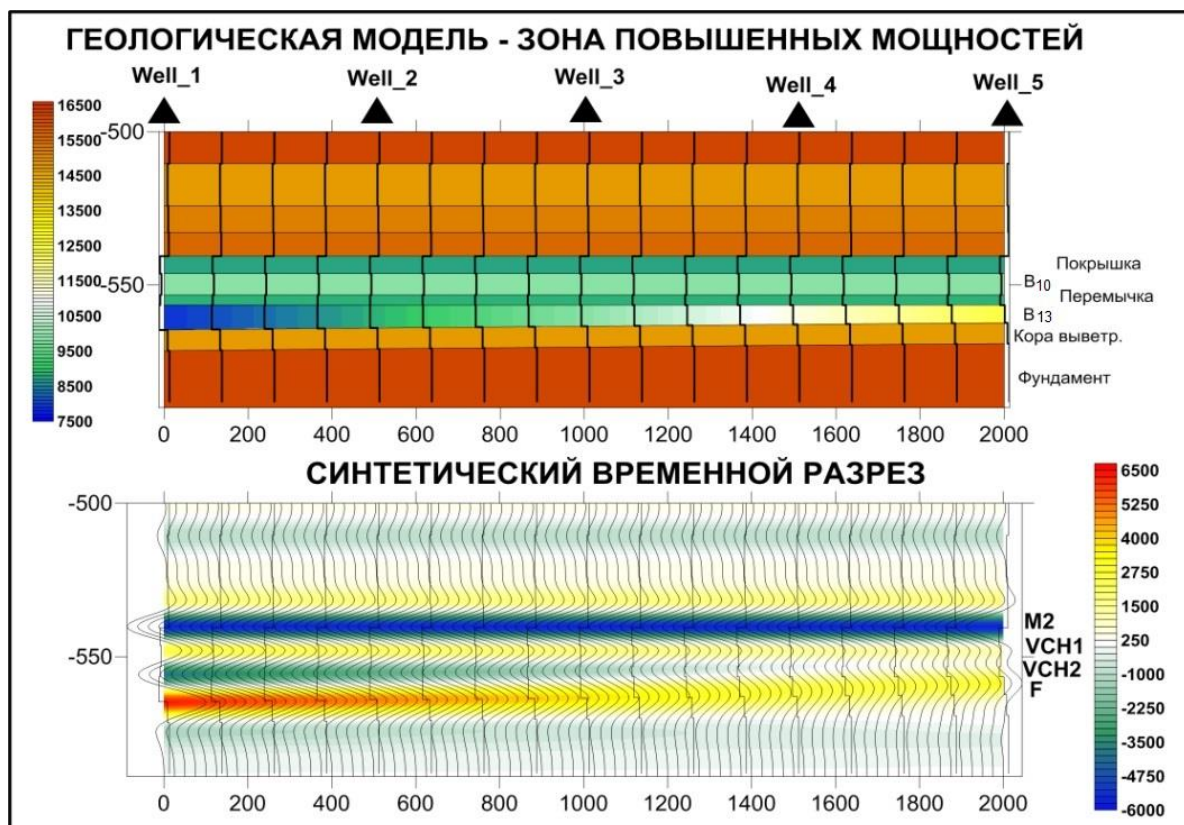


Рис. 3.7 Оценка влияния изменений импеданса пласта  $V_{13}$  на волновое поле (зона повышенных мощностей)

Выводы:

1. Увеличение импеданса пласта  $V_{13}$  в обоих случаях приводит:
  - К уменьшению амплитуды отражения  $VCH2$ .
  - К некоторому уменьшению амплитуды отражения  $VCH1$ ,
2. На абсолютные значения амплитуды  $VCH2$  кроме импеданса  $V_{13}$  оказывает влияние и изменение мощности терригенного венда. Причем уменьшение мощности, как и увеличение импеданса, приводят к уменьшению амплитуды отражения  $VCH2$ . Иными словами, уменьшение амплитуды отражения  $VCH2$  можно связывать с ухудшением коллекторских свойств пласта.

### 3.1.5. Общие выводы по результатам моделирования:

1. Выполненные эксперименты показали, что изменение акустических свойств целевых объектов  $V_{10}$  и  $V_{13}$  должно проявляться в волновом поле.



2. Динамический анализ следует производить отдельно, как минимум, в двух зонах:
  - В зоне малых мощностей терригенного венда;
  - В зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда.
3. В зоне малых мощностей терригенного венда установлена связь между амплитудой отражений  $M_2$ ,  $F$  и импедансом пласта  $V_{10}$ . Осложняющим прогнозом фактором является зависимость амплитуд от акустических свойств коры выветривания.
4. В зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда установлена связь между амплитудой отражения  $VCH1$  и импедансом пласта  $V_{10}$ . Осложняющими прогнозом факторами являются:
  - Некоторая зависимость амплитуды отражения  $VCH1$  от мощности терригенного венда (особенно в зоне выклинивания пласта  $V_{13}$ ),
  - Зависимость амплитуды отражения  $VCH1$  от изменения импеданса пласта  $V_{13}$ .
  - В зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда установлены связи между амплитудой отражения  $VCH2$  и импедансом пласта  $V_{13}$ , мощностью пласта  $V_{13}$ . Осложняющим прогнозом фактором является зависимость амплитуды отражения  $VCH2$  от изменения импеданса пласта  $V_{10}$ .

### 3.2. Результаты моделирования сейсмограмм

В рамках работы так же было выполнено моделирование влияния литологии, мощности, ФЕС и флюидонасыщения терригенного венда на параметры AVO. Пласт описывался как система из следующих элементов: кварц, глина, ангидрит, галит, пустотное пространство, заполненное газом, водой или нефтью.

Основной целью изучения AVO – атрибутов, исторически, является поиск легких углеводородов напрямую по сейсмической записи. Чаще всего,

аномалии AVO – атрибутов создают объекты, которые выделяются и на обычной сейсмической записи [83]. В то же время зависимость AVO сильно зависит от множества факторов: геологическое строение целевых и вмещающих пластов, глубина объекта, свойств пород и т.д.[27, 125]. Поэтому кроме оценки влияния флюида, будет дана оценка влияния и самого состава пород на AVO-атрибуты.

Принятые для них упругие характеристики приведены в Табл. 3.9

Табл. 3.9 Упругие параметры компонентов модели

	dTp	dTs	Плотность	Vp	Vs	Vp/Vs
Кварц	182	290	2.65	5495	3448	1.593
Глина	270	486	2.50	3704	2058	1.800
Ангидрит	167	297	2.97	5988	3367	1.778
Галит	214	342	2.16	4673	2924	1.598
Вода	600	-	1.25	-	-	-
Газ	2000	-	0.00089	-	-	-
Нефть	8333	-	0.86	-	-	-

Цель проведенных экспериментов:

– оценить влияние изменений коэффициента пористости, мощности, типа флюида и состава матрицы пласта на изменение AVO-атрибутов.

Содержание экспериментов:

- создавалась модель терригенного венда с вмещающими породами с параметрами, приведенными в Табл. 3.10

Табл. 3.10 Параметры клиновидной модели

Стратон	Vp, м/с	Пл, г/см3	Мощность		
			Well_2	Well_3	Well_4
Покрышка	3500	2.5	10	10	10
B <sub>10</sub>	4050	2.43	8	14	14
B <sub>13</sub>	3950	2.38	0	0	14
Кора в-я.	5900	2.5	20	20	20
Фундамент	6250	2.6	100	100	100

- для целевых пластов ( $B_{10}$ ,  $B_{13}$ ) задавались различные варианты пористости (0%, 10%, 20%)
- для каждого варианта пористости задавались различные комбинации содержания минеральных компонентов (глина, ангидрит, галит в кварцевом скелете)
- для каждой комбинации минерального состава и пористости изменялся тип насыщающего флюида: вода, нефть, газ
- Значения  $dT_p$ , плотности оценивались по уравнению среднего времени и средней плотности из данных в Табл. 3.9;  $V_p$  рассчитывалось из  $dT_p$ ;  $Imp_p$  рассчитывался из  $V_p$  и плотности;
- Значения  $dT_s$  оценивались из уравнения  $K_p = (dt_s - dt_{s\_CK}) / (m - 1) * dt_{s\_CK}$ , где  $dt_{s\_CK}$  оценивалось по уравнению среднего времени из данных в Табл. 3.9, параметр  $m$  принят равным 3.4;  $V_s$  рассчитывалось из  $dT_s$ ;  $Imp_s$  рассчитывалось из  $V_s$  и плотности;

Табл. 3.11 Итоговая таблица с набором всех параметров

Кварц	Глина	Ангидрит	Галит	Кп	dTp	dTs_sk	dTs	Vp	Vs	Vp/Vs	Pl	Imp_p	Imp_s
8 метров													
0.65	0	0.1	0.25	0	188.5	303.7	304	5305.04	3293	1.611005	2.5595	13578.25	8428.434
0.4	0.5	0.1	0	0	224.5	388.7	389	4454.343	2573	1.731187	2.607	11612.47	6707.811
0.75	0	0	0.15	0.1	228.6	299	370	4374.453	2700	1.620168	2.4365	10658.36	6578.55
0.7	0.2	0	0	0.1	241.4	334	414	4142.502	2418	1.713194	2.48	10273.41	5996.64
0.75	0	0	0.05	0.2	267.2	293	434	3742.515	2304	1.624355	2.3455	8778.069	5404.032
0.7	0.1	0	0	0.2	274.4	315	465	3644.315	2148	1.696608	2.355	8582.362	5058.54
0.75	0	0	0.15	0.1	368.6	299	370	2712.968	2700	1.004803	2.311589	6271.267	6241.29
0.7	0.2	0	0	0.1	381.4	334	414	2621.919	2418	1.084334	2.355089	6174.853	5694.605
0.75	0	0	0.05	0.2	547.2	293	434	1827.485	2304	0.793179	2.095678	3829.821	4828.442
0.7	0.1	0	0	0.2	554.4	315	465	1803.752	2148	0.839735	2.105178	3797.219	4521.922
0.75	0	0	0.15	0.1	251.9	299	370	3969.829	2700	1.470307	2.3975	9517.666	6473.25
0.7	0.2	0	0	0.1	264.7	334	414	3777.862	2418	1.562391	2.441	9221.76	5902.338
0.75	0	0	0.05	0.2	313.8	293	434	3186.743	2304	1.383135	2.2675	7225.94	5224.32
0.7	0.1	0	0	0.2	321	315	465	3115.265	2148	1.450309	2.277	7093.458	4890.996
14 метров													
0.65	0	0.1	0.25	0	189	304	304	5305	3293	1.611	2.56	13578	8428
0.4	0.5	0.1	0	0	225	389	389	4454	2573	1.731	2.607	11612	6707
0.75	0	0	0.15	0.1	229	299	370	4374	2700	1.62	2.437	10658	6579
0.7	0.2	0	0	0.1	241	334	414	4143	2418	1.713	2.48	10273	5996
0.75	0	0	0.05	0.2	267	293	434	3743	2304	1.624	2.346	8778	5404
0.7	0.1	0	0	0.2	274	315	465	3644	2148	1.696	2.355	8582	5060

0.75	0	0	0.15	0.1	368.6	299	370	2712.968	2700	1.004803	2.311589	6271.267	6241.29
0.7	0.2	0	0	0.1	381.4	334	414	2621.919	2418	1.084334	2.355089	6174.853	5694.605
0.75	0	0	0.05	0.2	547.2	293	434	1827.485	2304	0.793179	2.095678	3829.821	4828.442
0.7	0.1	0	0	0.2	554.4	315	465	1803.752	2148	0.839735	2.105178	3797.219	4521.922
0.75	0	0	0.15	0.1	251.9	299	370	3969.829	2700	1.470307	2.3975	9517.666	6473.25
0.7	0.2	0	0	0.1	264.7	334	414	3777.862	2418	1.562391	2.441	9221.76	5902.338
0.75	0	0	0.05	0.2	313.8	293	434	3186.743	2304	1.383135	2.2675	7225.94	5224.32
0.7	0.1	0	0	0.2	321	315	465	3115.265	2148	1.450309	2.277	7093.458	4890.996
28 метров													
0.65	0	0.1	0.25	0	189	304	304	5305	3293	1.611	2.56	13578	8428
0.4	0.5	0.1	0	0	225	389	389	4454	2573	1.731	2.607	11612	6707
0.75	0	0	0.15	0.1	229	299	370	4374	2700	1.62	2.437	10658	6579
0.7	0.2	0	0	0.1	241	334	414	4143	2418	1.713	2.48	10273	5996
0.75	0	0	0.05	0.2	267	293	434	3743	2304	1.624	2.346	8778	5404
0.7	0.1	0	0	0.2	274	315	465	3644	2148	1.696	2.355	8582	5060
0.75	0	0	0.15	0.1	368.6	299	370	2712.968	2700	1.004803	2.311589	6271.267	6241.29
0.7	0.2	0	0	0.1	381.4	334	414	2621.919	2418	1.084334	2.355089	6174.853	5694.605
0.75	0	0	0.05	0.2	547.2	293	434	1827.485	2304	0.793179	2.095678	3829.821	4828.442
0.7	0.1	0	0	0.2	554.4	315	465	1803.752	2148	0.839735	2.105178	3797.219	4521.922
0.75	0	0	0.15	0.1	251.9	299	370	3969.829	2700	1.470307	2.3975	9517.666	6473.25
0.7	0.2	0	0	0.1	264.7	334	414	3777.862	2418	1.562391	2.441	9221.76	5902.338
0.75	0	0	0.05	0.2	313.8	293	434	3186.743	2304	1.383135	2.2675	7225.94	5224.32
0.7	0.1	0	0	0.2	321	315	465	3115.265	2148	1.450309	2.277	7093.458	4890.996

На последнем этапе строились синтетические сейсмограммы для различных углов падения. Для расчета амплитуд отраженных волн использовалось волновое уравнение Цеппритца [132], а для расчета угла падения использовался метод трассировки лучей [131]. Моделирование выполнялось для 10 вариантов удалений, от 0 до 3500 метров, что соответствует максимальному удалению на реальных данных, используемых в настоящей работе. На Рис. 3.8 приведены примеры модельных сейсмограмм для коллектора с максимальной пористостью (20%) насыщенной минерализованной водой, для различных мощностей пласта. На Рис. 3.9 приведены наиболее характерные сейсмограммы для моделей с различным типом насыщающего флюида: газ, нефть, вода.

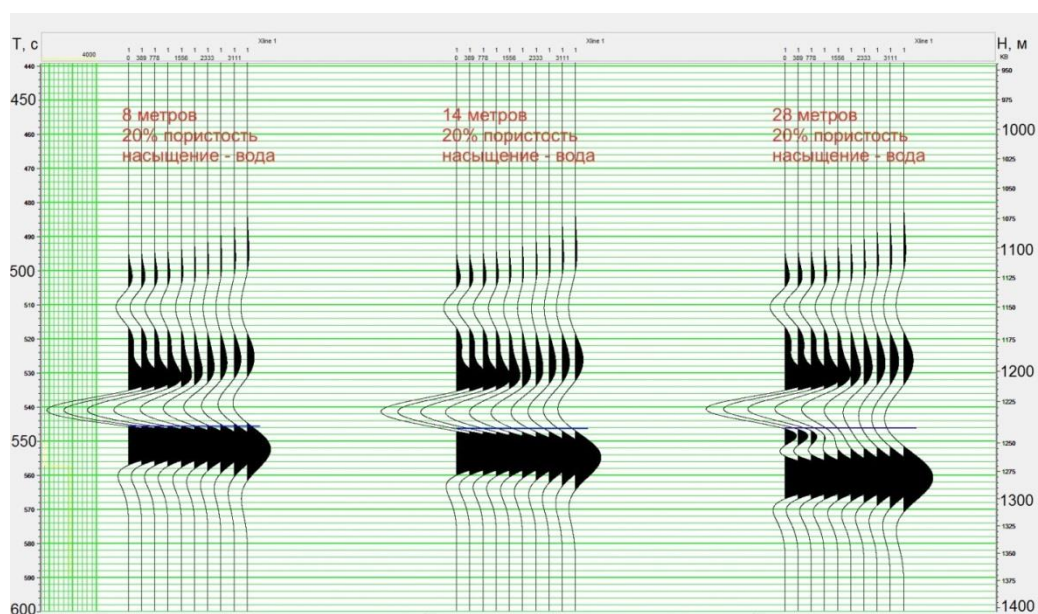


Рис. 3.8 Модельные сейсмограммы для мощностей 8, 14, 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение – пластовая вода

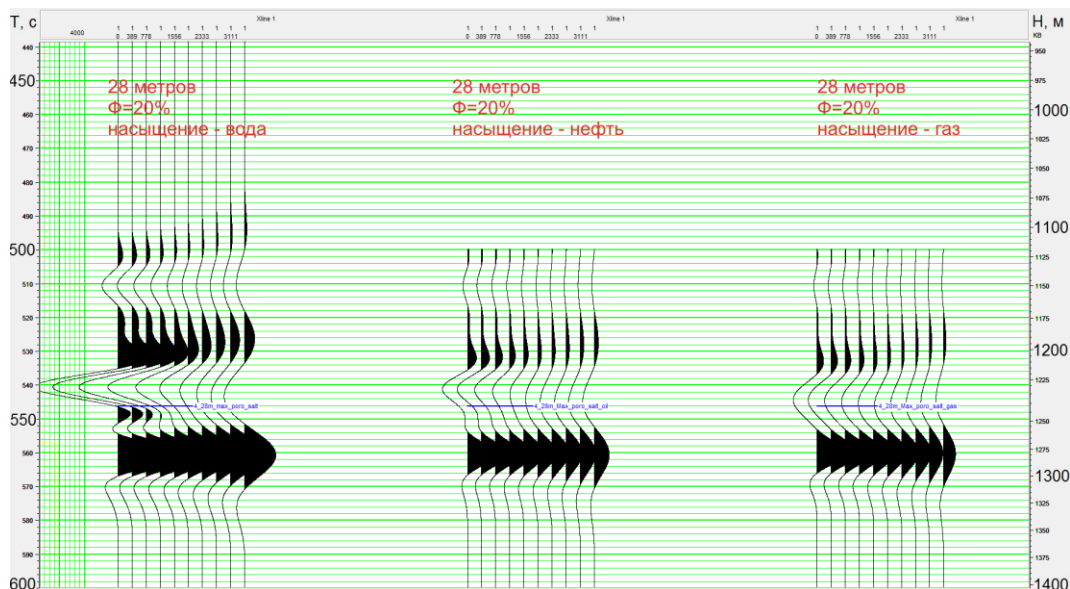


Рис. 3.9 Модельные сейсмограммы для мощности пласта 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение: пластовая вода, нефть, газ.

На последнем этапе выполнялась оценка изменения амплитуды отражения с удалением, в зависимости от изменения параметров модели. Для этого было выполнено 2 серии сопоставлений: первая серия – сопоставлялись модели одной литологии, но разных типов насыщения, мощности и пористости, вторая серия – сопоставлялись модели с постоянным насыщением (нефть), но переменной пористостью, литологией и мощностью. Ниже представлены планшеты по описанным экспериментам (Рис. 3.10 - Рис. 3.11).

При анализе приведенных зависимостей были сделаны следующие выводы:

- Изменение пористости оказывает самое значимое влияние на параметры AVO. Зачастую происходит даже смена полярности отражения (в то же время следует учитывать, что мы работаем в области перехода отрицательного отражения в положительное, и смена полярности здесь происходит при значительно меньшем изменении амплитуды отражения, чем в случае с экстремумом колебания).
- Вторым по силе влияние, после пористости, параметром является мощность пласта. В условиях близости акустически контрастной границы

(выше моделируемого терригенного пласта залегает карбонатная толща) влияние интерференции на отражение от целевого пласта является очень высоким.

- Влияние типа флюида, насыщающего поровое пространство, увеличивается с увеличением мощности коллектора и достигает своего максимума в случае с 28 метрами коллектора с пористостью 20%, насыщенного газом. Необходимо отметить, что смена типа флюида лучше диагностируется по волновой картине в целом, чем по атрибутам AVO одного отражения. Так смена типа флюида вода-нефть-газ приводит к соответствующему уменьшению амплитуды отражения от кровли терригенного венда. В случае с максимальной моделируемой мощностью, переход газ-нефть-вода связывается с возникновением дополнительного отрицательного отражения в подошве целевого горизонта и визуальное увеличение частоты записи.
- Глинизация или засолонение коллектора на изменении амплитуды с удалением сказывается практически одинаково, и оказывают лишь возмущающее влияние на изменение амплитуд с удалением по сравнению с другими переменными параметрами в модели. Единственным отклонением от этого правила стала модель восьмиметрового коллектора с максимальной пористостью насыщенной водой. Такой эффект вероятно объясняется преобладающим влиянием интерференции.



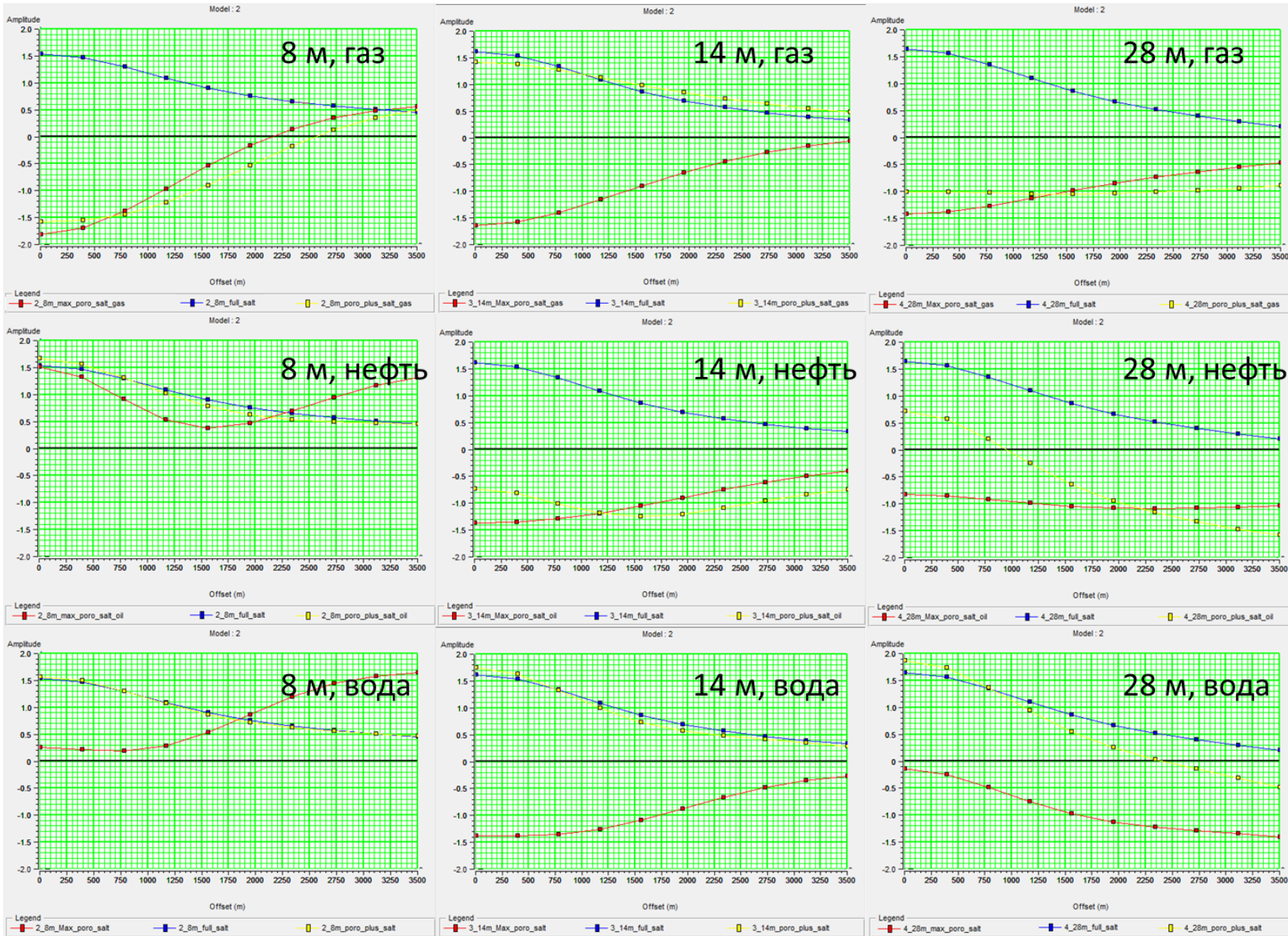


Рис. 3.10 Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянной литологией



## Разная литология

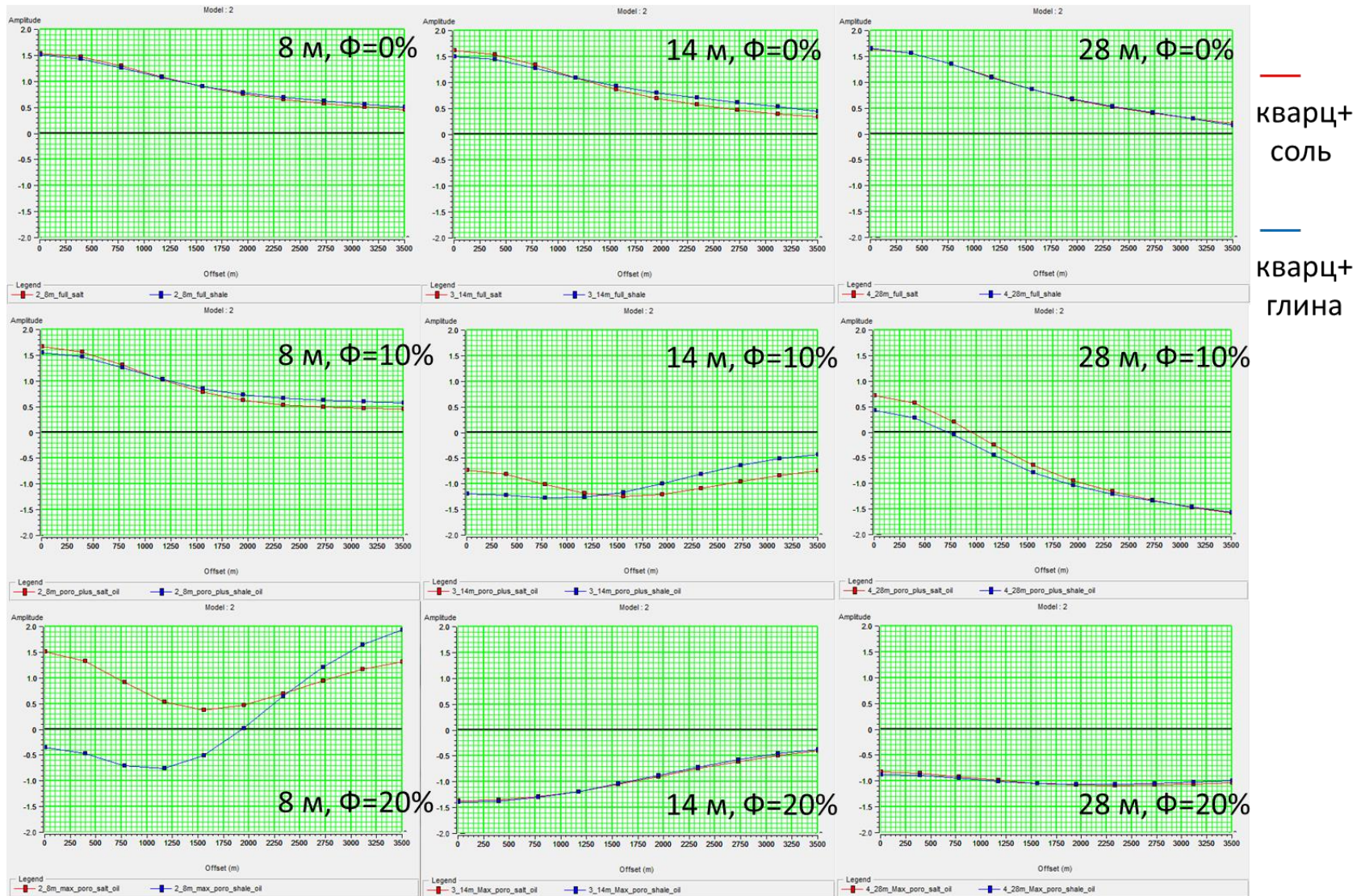


Рис. 3.11 Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянным насыщением

## **4. Методика кинематического и динамического анализов сейсмических данных**

### 4.1. Методика кинематического анализа

#### 4.1.1. Пласт В10

На первом этапе по данным кинематического анализа был выполнен прогноз фации песчано-глинистых отложений приливно-отливных каналов – линейных зон глинизации пласта В10. В основу прогноза положен тот факт, что дифференциальное уплотнение глинистых пачек немного выше, чем песчаных. Следовательно, линейные зоны глинизации должны отображаться в кинематических ( $t_0$ ) и динамических параметрах наблюдаемого волнового поля. Комбинация этих параметров представлена в виде многокомпонентной карты спектральной декомпозиции. Сама карта, а также авторский вариант интерпретации приведена на Рис. 4.1. Разрезы, иллюстрирующие выделенные зоны, приведены на Рис. 4.2.



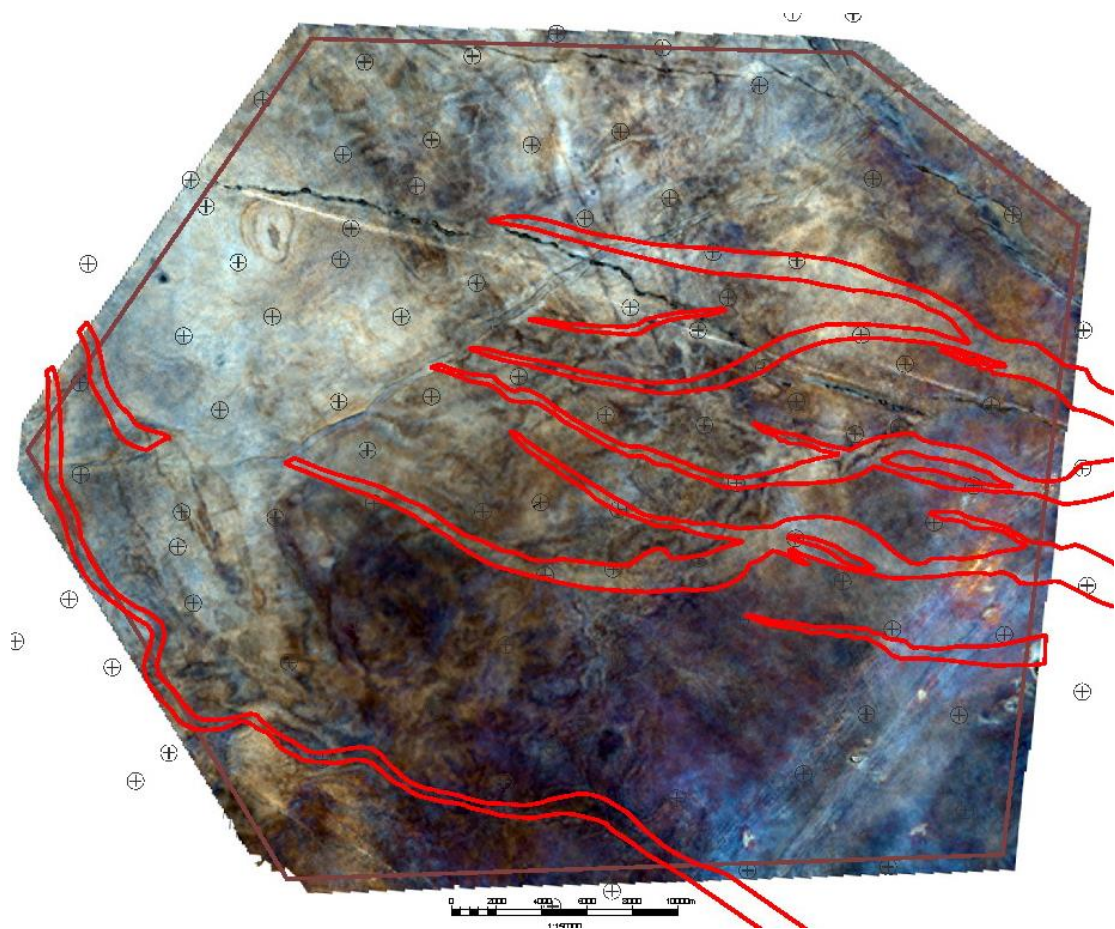


Рис. 4.1 Авторская интерпретация линейных зон глинизации на карте спектральной декомпозиции

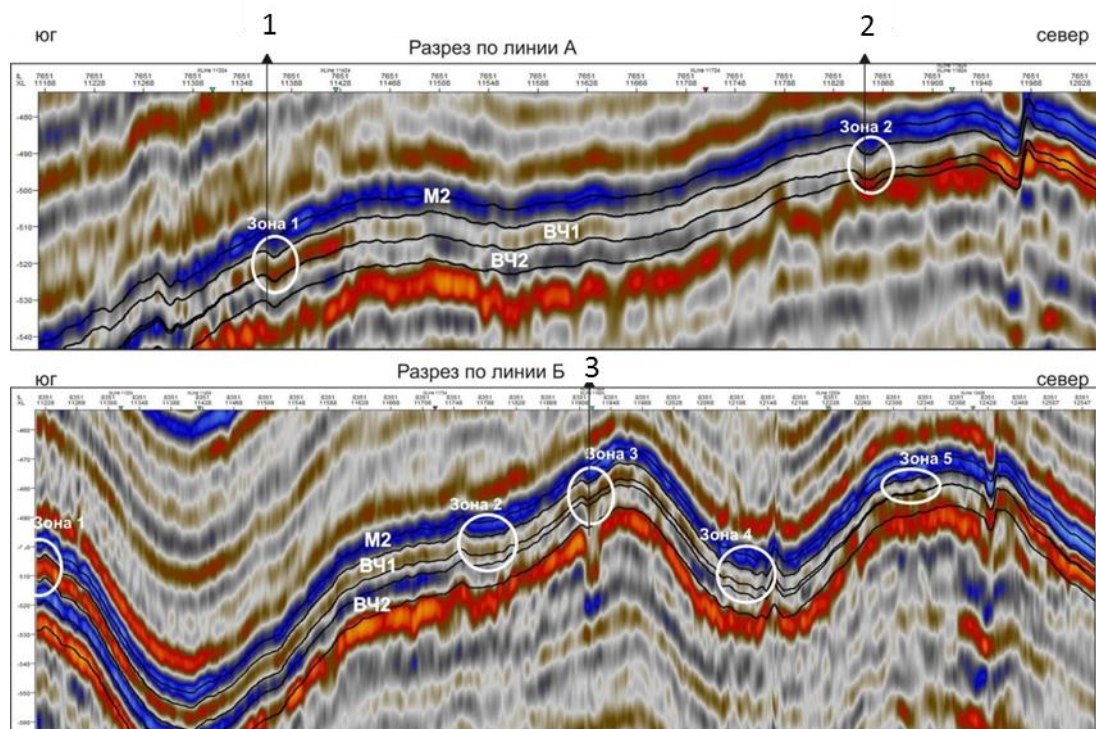


Рис. 4.2 Временные разрезы, пересекающие выделенные линейные зоны глинизации

На втором этапе по данным кинематического анализа был выполнен прогноз эрозионных выступов – локальных положительных структур фундамента, в пределах которых предполагается отсутствие или низкие коллекторские свойства пластов В10 и В13. Пример выделения локального эрозионного выступа по данным 3D сейсморазведки приведен на Рис. 4.3

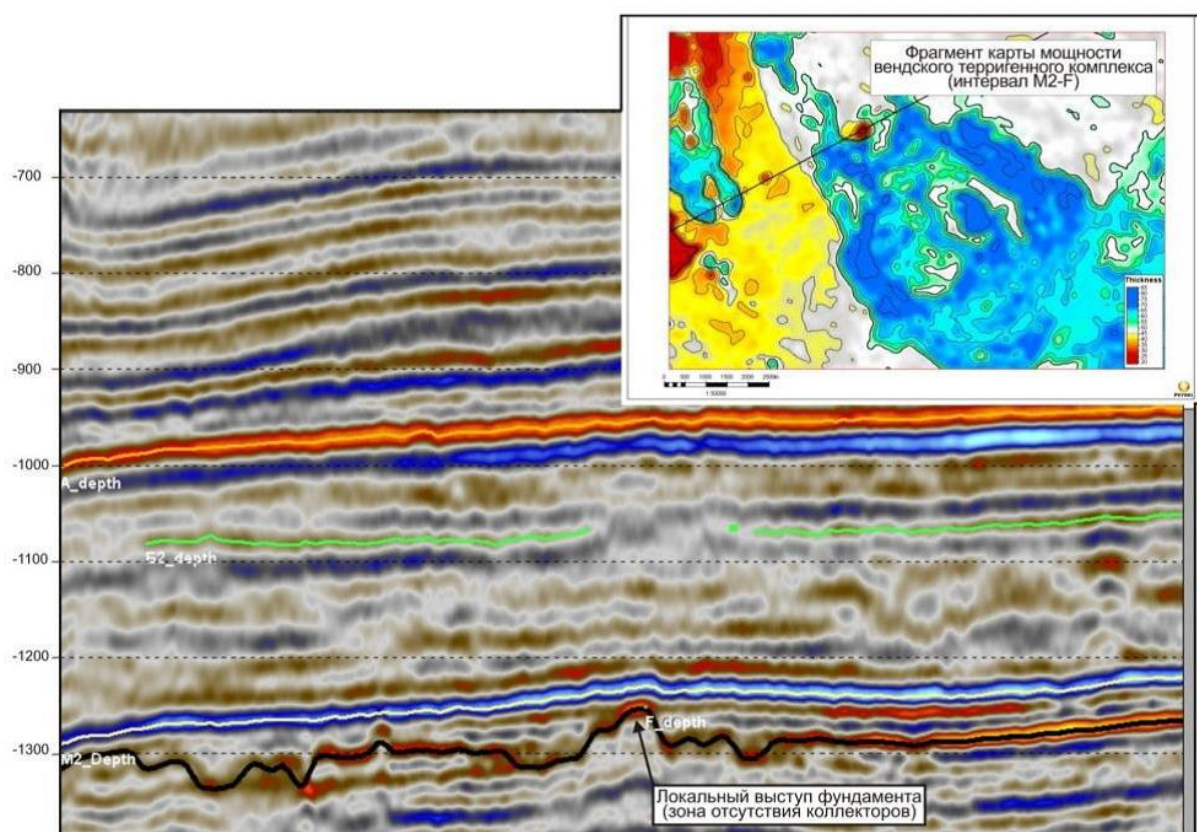


Рис. 4.3 Пример выделения локального выступа фундамента

#### 4.1.2. Пласт В13

Известно, что в общем случае параметры ФЕС пласта В13 достаточно хорошо коррелируются с его общей мощностью. Последняя с приемлемой точностью может быть предсказана методом тренд-анализа.

На Рис. 4.4 приведено обоснование построения тренда второго порядка для мощности пласта В13.



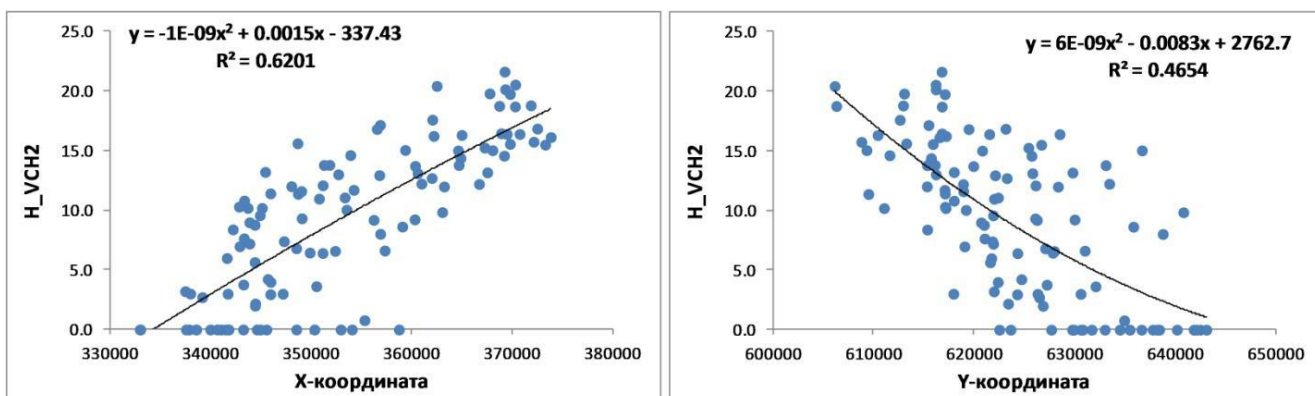


Рис. 4.4 Обоснование построения поверхности тренда второго порядка для мощности пласта В13

Коэффициент корреляции между трендовой составляющей и фактическими данными по 107 точкам составил 0,926, стандартная ошибка 2,3 м.

На Рис. 4.5 приведены:

- поверхность тренда второго порядка мощности пласта В13;
- отношение между трендовой составляющей мощности пласта В13 и его линейной емкостью;
- отношение между трендовой составляющей мощности пласта В13 и его эффективной мощностью.

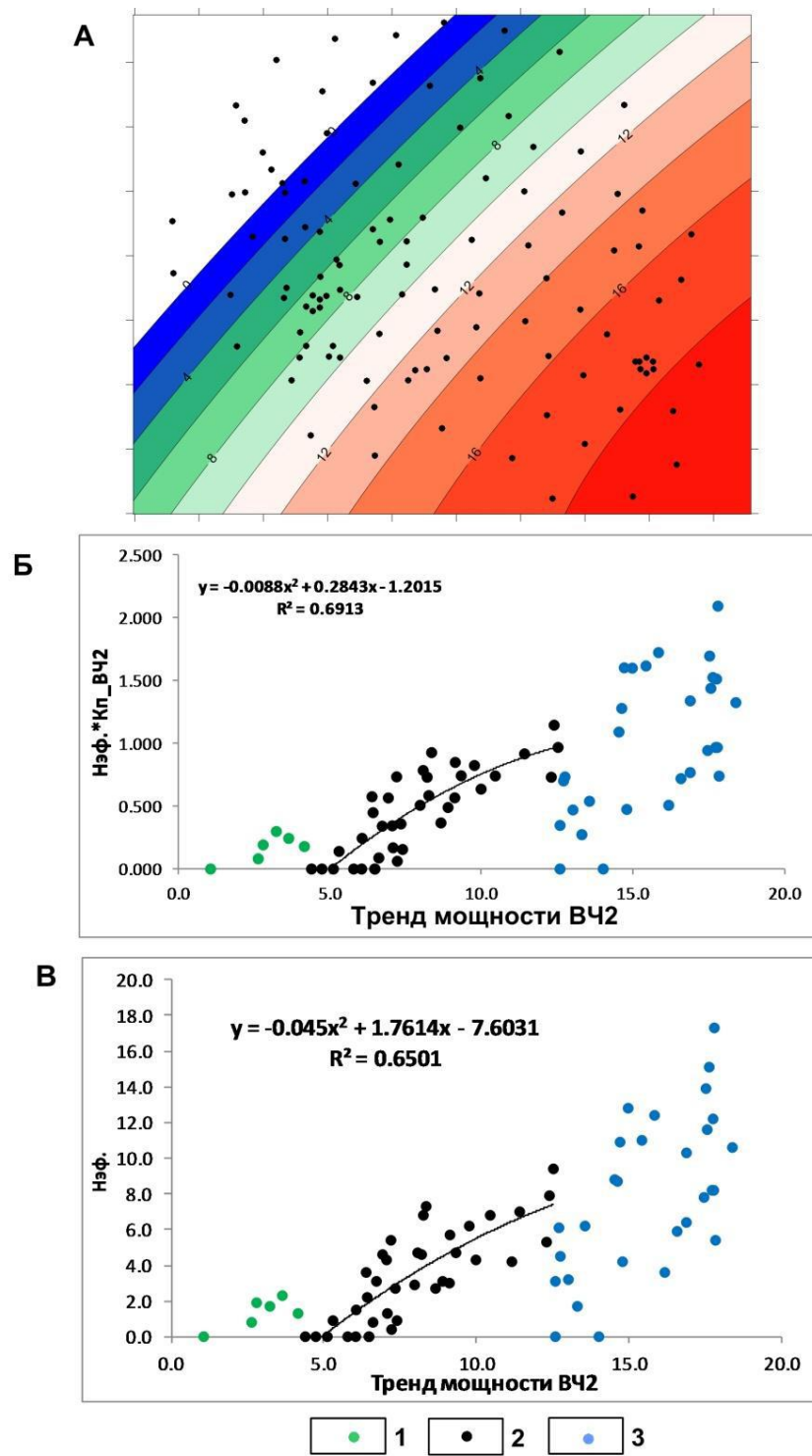


Рис. 4.5 Отношение между трендовой составляющей мощности и параметрами

ФЕС пласта В13

А - карта трендовой составляющей мощности пласта В13, Б – отношение между трендовой составляющей мощности пласта В13 и его линейной емкостью, В – отношение между трендовой составляющей мощности пласта В13 и его эффективной мощностью. Скважины с трендовой составляющей

Из рисунка видно, что трендовая составляющая мощности пласта В13 позволяет разделить область распространения пласта на три зоны:

- зона с мощностью менее 4 м – зона спорадического распространения коллектора;
- зона с мощностью 4,0-12,5 м – зона, в пределах которой между мощностью пласта и параметрами ФЕС существует связь;
- зона с мощностью более 12,5 м – зона, в пределах которой между мощностью пласта и параметрами ФЕС надежная связь отсутствует.

Установленные закономерности были положены в основу построения результирующих карт прогноза ФЕС пласта В13.

#### 4.1.3. Вмещающие породы

Дополнительно к результатам прогнозов в терригенных пластах был выполнен анализ сейсмических образов для вмещающих пород, который так же влияют на ФЕС целевых пластов. На Рис. 4.6 приведена карта трехканальной спектральной декомпозиции в интервале целевого пласта, на основе которой выполнялся кинематический анализ.



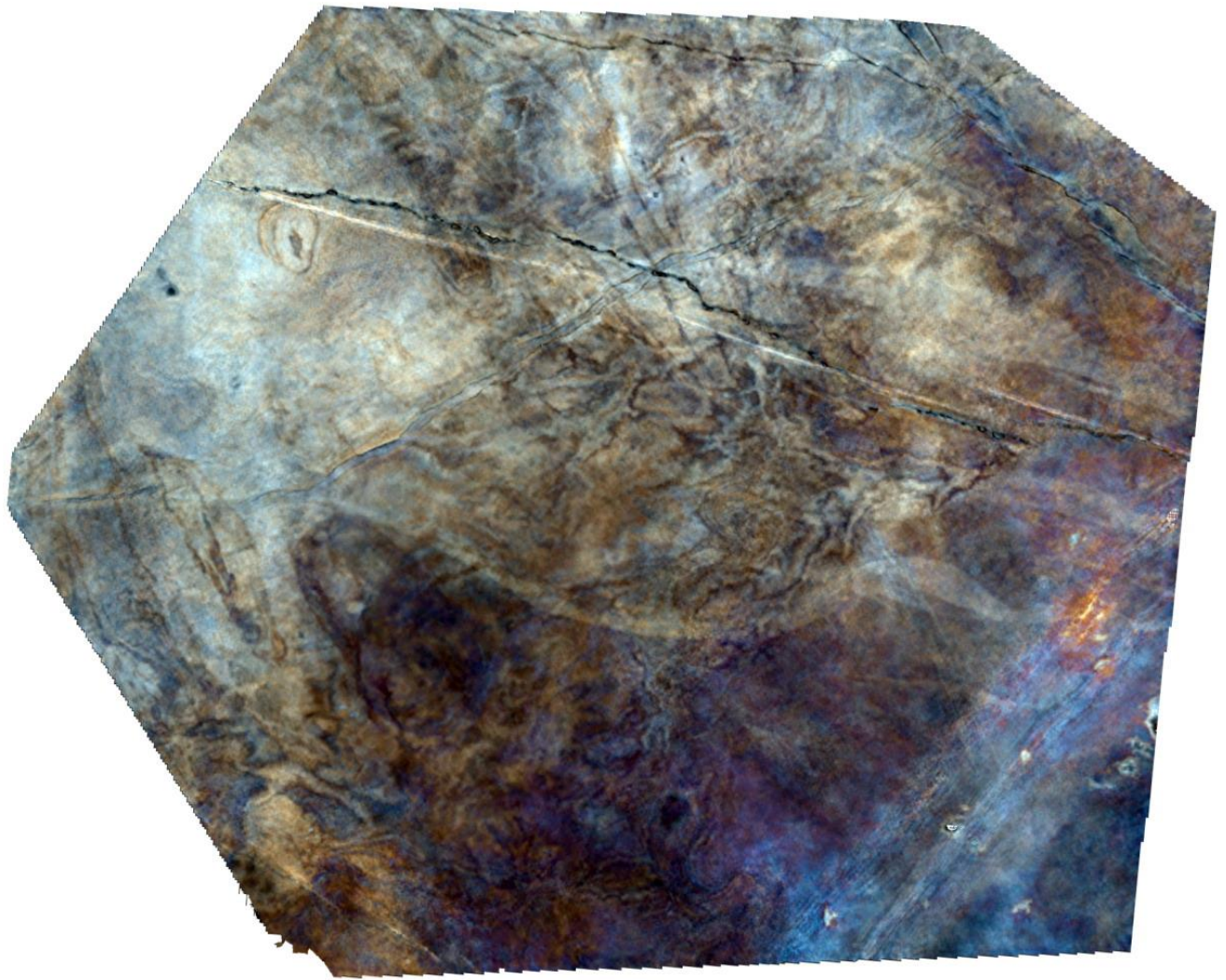


Рис. 4.6 Карта трехкомпонентной RGB спектральной декомпозиции

**Выступы фундамента.** На поверхности фундамента были обнаружены локальные положительные структуры с очень резкими границами (Рис. 4.7).

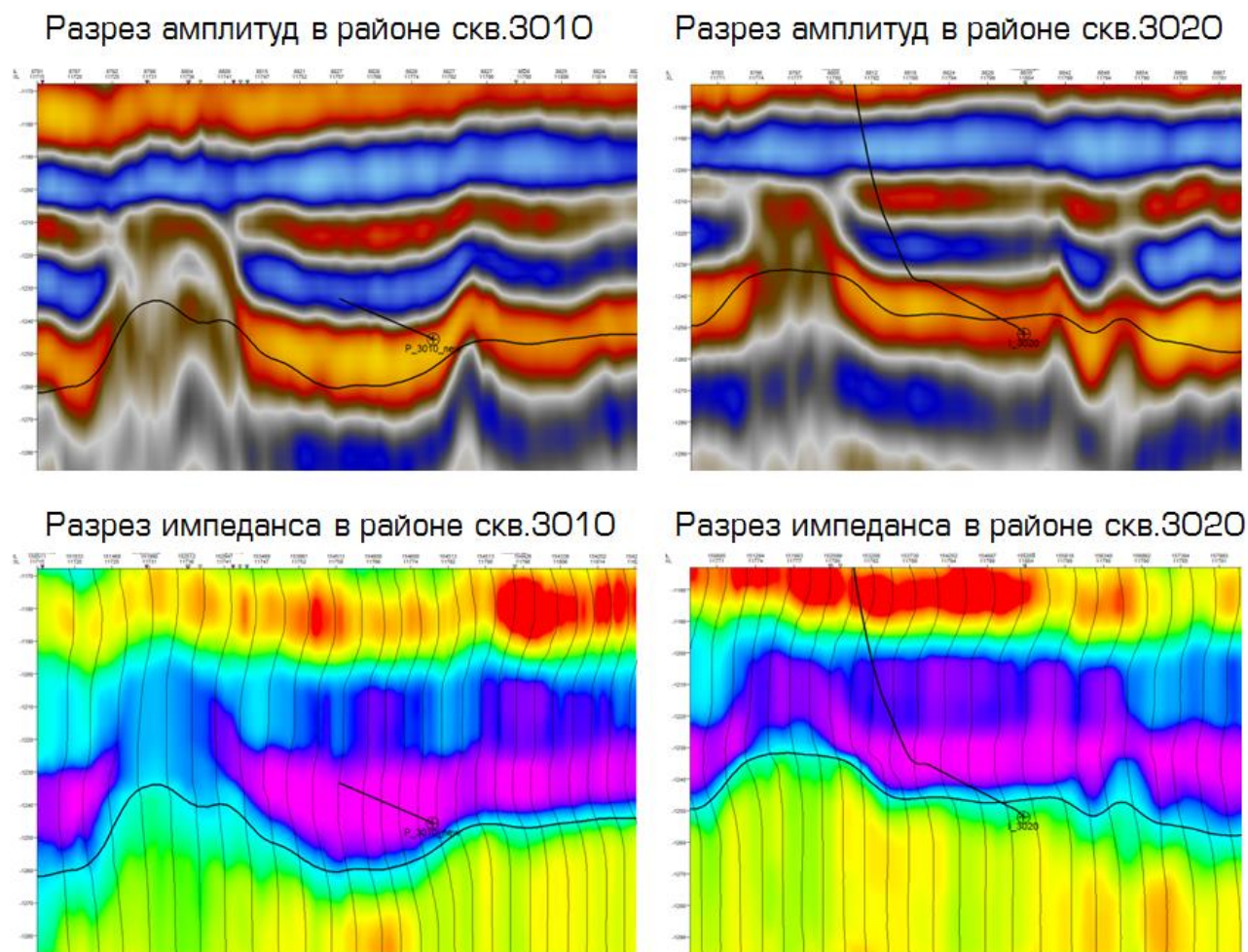


Рис. 4.7 Примеры выступов фундамента на амплитудном кубе и на кубе акустического импеданса

В геологическом отношении эти объекты интерпретируются как эрозионные останцы фундамента, возникшие в результате выветривания. Для добычи нефти и газа из терригенных пластов такие объекты имеют принципиальное значение. В этих зонах сокращается мощность пласта В13, а иногда В10. Вследствие чего сокращаются и нефтенасыщенные мощности, рекомендуется избегать таких участков при эксплуатационном бурении. На Рис. 4.8 приведена схема развития выступов фундамента на территории месторождения.

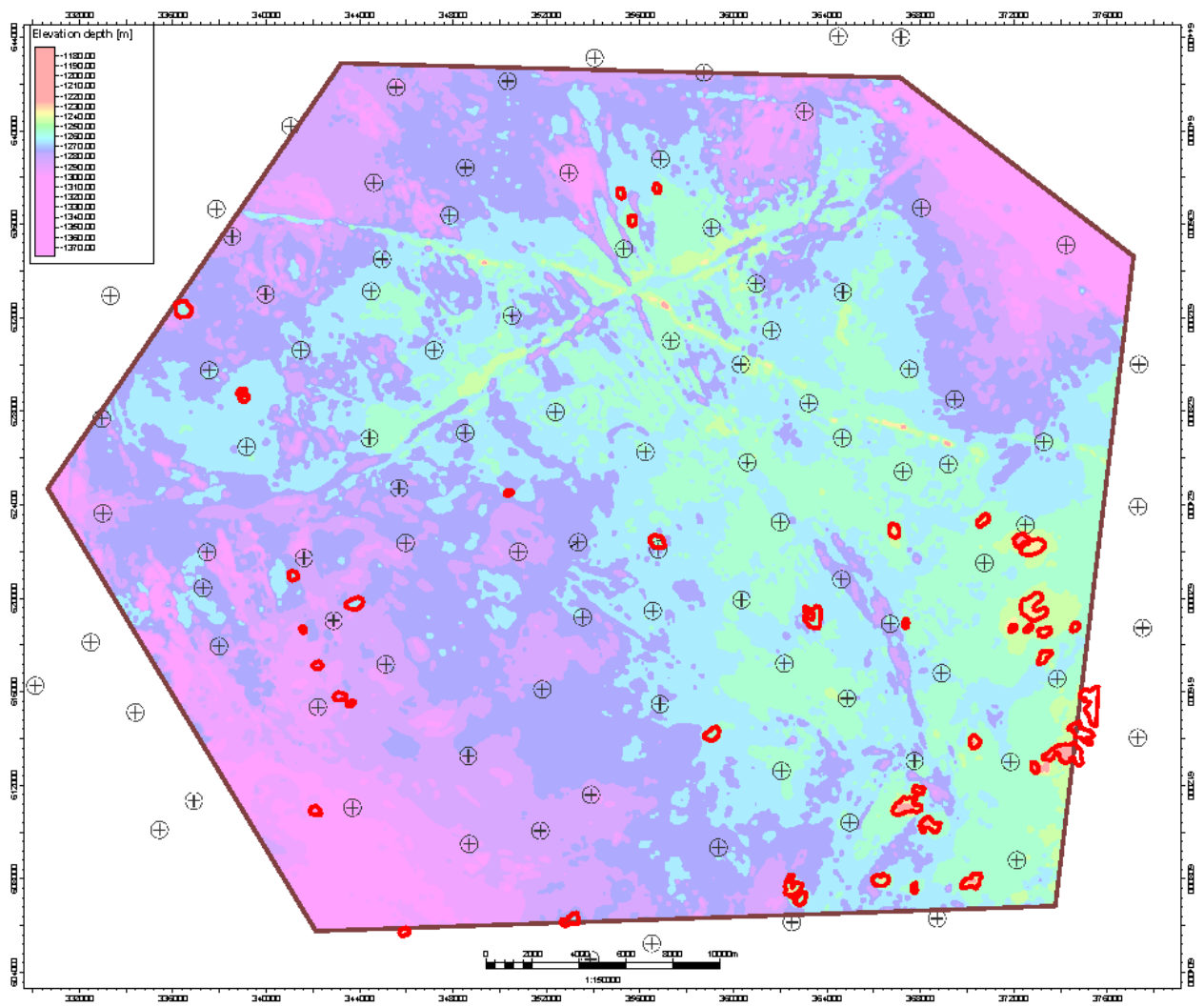


Рис. 4.8 Схема расположения выступов фундамента на структурной поверхности кровли фундамента

**Кольцевые структуры.** В противоположность выступам фундамента были закартированы отрицательные структуры, линейной и кольцевой формы. Пример подобных объектов приведен на Рис. 4.9



## Характеристика вещественно- петрофизических комплексов фундамента

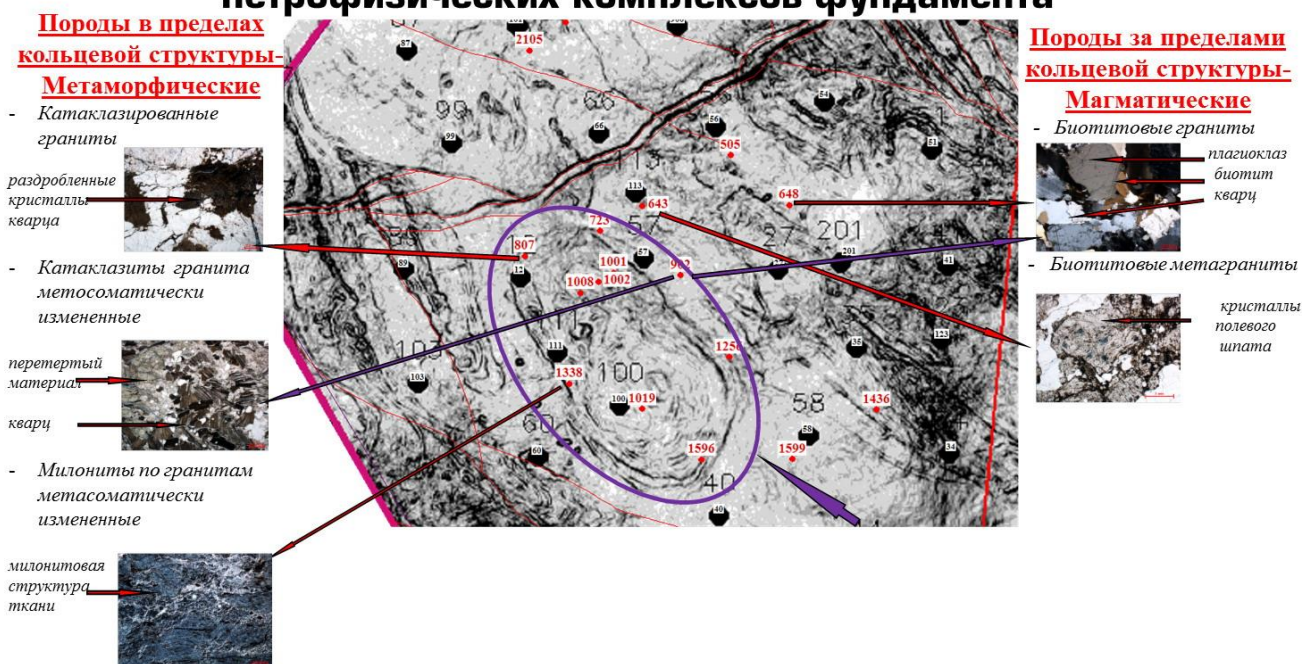


Рис. 4.9 Карта когерентности фундамента. Выделены множественные линейные и кольцевые отрицательные структуры

На разрезе акустического импеданса такие зоны выглядят как падения кровли акустически жесткого фундамента с крутыми углами наклона Рис. 4.10

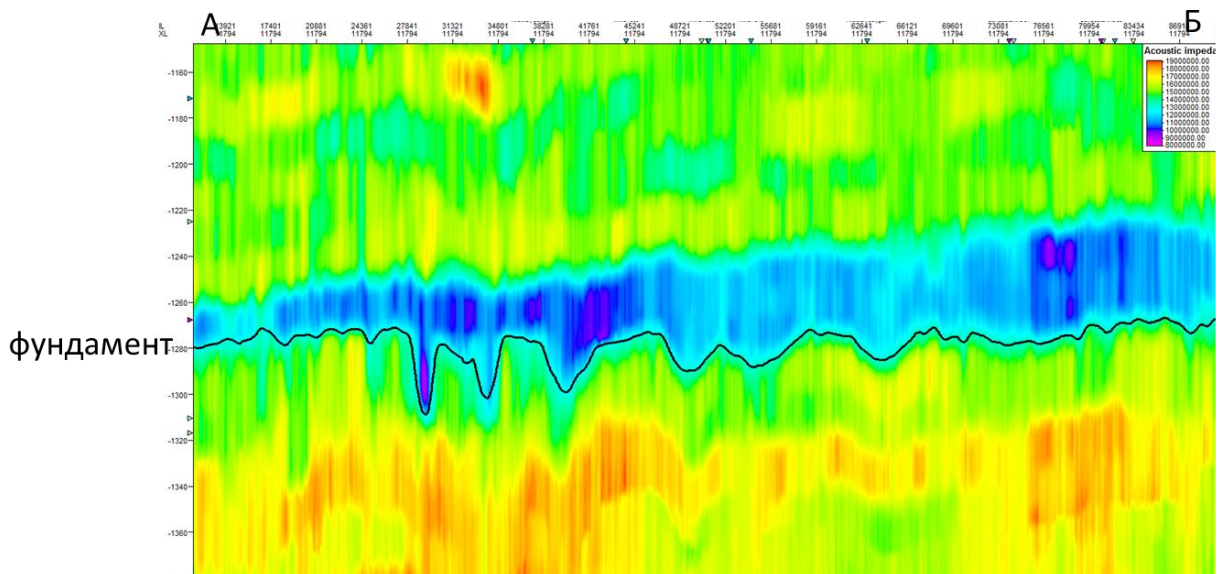


Рис. 4.10 Разрез куба акустического импеданса по линии А-Б. Хорошо видны отрицательные структуры на кровле фундамента

Силами сотрудников ООО «ТННЦ» был выполнен вещественный анализ фундамента, в том числе и обнаруженных по сейсмическим данным кольцевых и линейных аномалий [Т.М. Карих, В.В. Иванюк, М.Б. Немчинова, А.П. Вилесов, Г.А. Хохлов, «Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения и их отражения в структуре поверхности «фундамент – осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Сибирская платформа) «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 12/2013]. Было установлено, что в пределах этих отрицательных структур фундамент сложен в основном полностью метаморфизованными гранитными породами, тогда как за пределами этих структур преобладают незначительно измененные или неизмененные кристаллические породы фундамента. Для разработки месторождения эти объекты являются источниками дополнительной емкости коллектора, т.к. метаморфизация пород фундамента приводит к возникновению высокой пористости и трещиноватости.

**Дайки.** На основе анализа карт когерентности и карты локальных аномалий магнитного поля были обнаружены вертикальные тела, обладающие аномальной намагниченностью. Бурение скважин в эти объекты показало, что это магматические интрузии типа дайка. На Рис. 4.11 приведена карта когерентности с выделением данных тел.

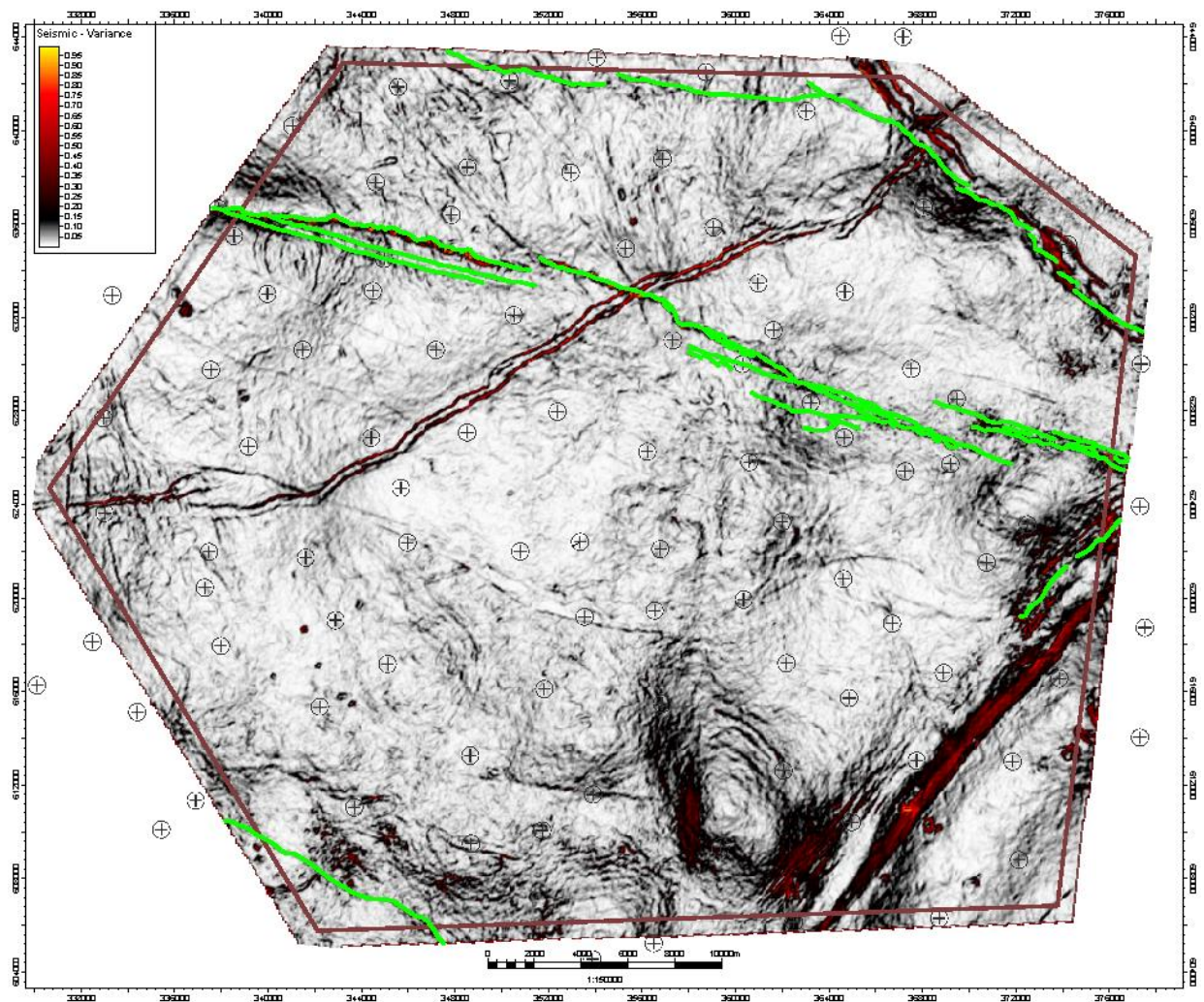


Рис. 4.11 Карта когерентности целевого пласта с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.

Так же были привлечены данные магниторазведки (Рис. 4.12). Тектонические нарушения, выполненные магматическими породами, отображаются в магнитном поле. Разломы без даек видны гораздо хуже или не видны в магнитном поле



## Карта локальных аномалий магнитного поля

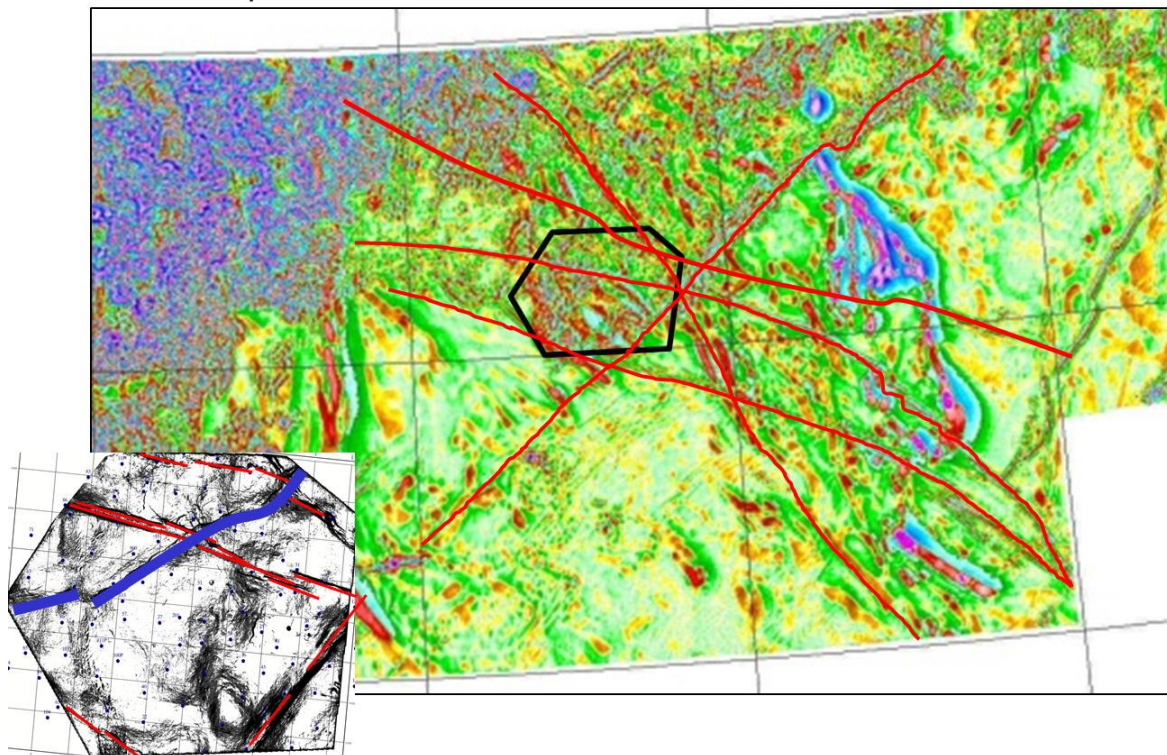


Рис. 4.12 Карта локальных аномалий магнитного поля с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.

*По результатам анализа свойств подстилающих пород были сделаны следующие выводы:*

1. Поверхность фундамента не является монотонной структурой. Она осложнена локальными положительными и отрицательными структурами меньшего порядка.
2. Положительные структуры представляют собой эрозионные выступы фундамента, возникшие в результате выветривания горных пород. С точки зрения нефтяного потенциала они представляют зоны с уменьшением, вплоть до полного отсутствия, мощностей коллектора
3. Отрицательные структуры представляют собой кольцевые и линейные зоны метаморфизованных пород фундамента. С точки зрения нефтяного потенциала они представляют зоны дополнительной емкости за счет увеличения мощностей коллектора
4. Геологический разрез ВЧНГКМ, в том числе и в интервале целевых пластов осложнен магматическими интрузиями.

## 4.2. Методика динамического анализа

### 4.2.1. Пласт В10 – зона малых мощностей

В зоне малых мощностей был выполнен прогноз ФЕС на основе результатов детерминистической инверсии сейсмической записи. Прогноз выполнялся отдельно для зоны малых мощностей и зоны средних и больших мощностей.

На Рис. 4.13 приведены исходные атрибуты и зависимости для прогноза параметра для зоны малых мощностей

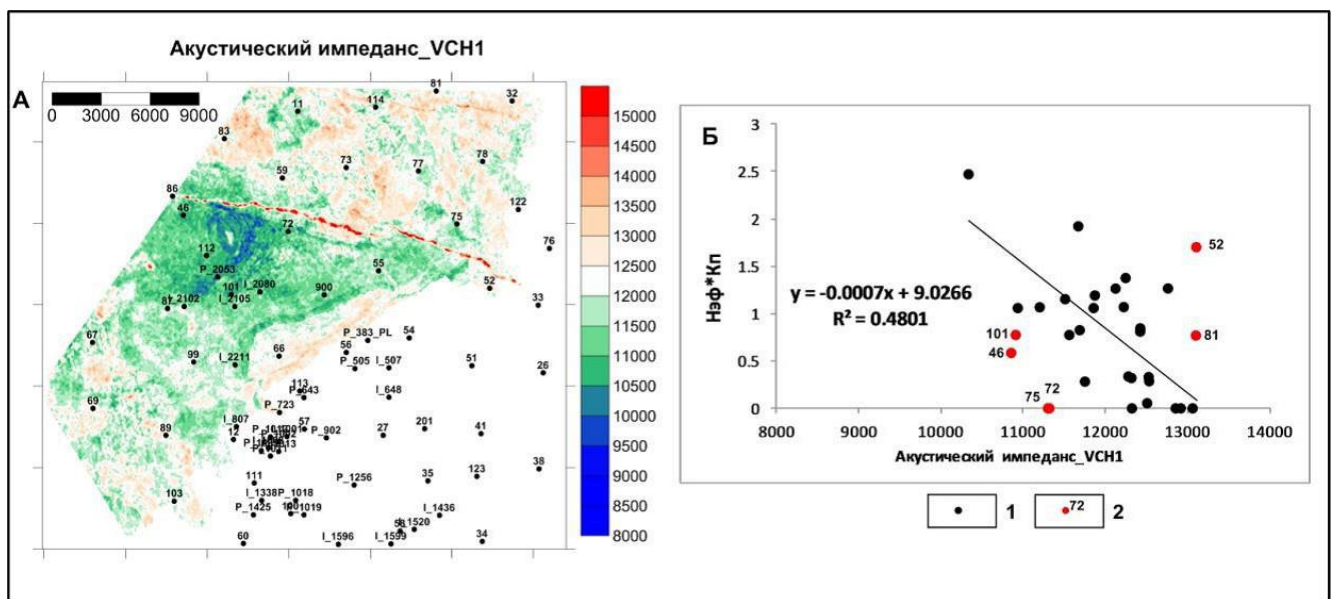


Рис. 4.13 Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 в зоне малых мощностей терригенного венда

А– карта атрибута; Б – кросс-плоты с уравнениями регрессии и значениями R2, 1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения

При исключении ряда скважин, расположенных в краевых зонах и зонах разрушения сейсмической записи из-за тектонических событий, коэффициент корреляции между акустическим импедансом и линейной емкостью превышает 0.69.



#### 4.2.2. Пласт В10 – зона средних и повышенных мощностей

В зоне средних и больших мощностей был выполнен прогноз ФЕС на основе комбинации динамических характеристик и результатов детерминистической инверсии сейсмической записи. Прогнозным атрибутом являлся акустический импеданс, а атрибутом для районирования зависимостей являлся AVO атрибут –градиент.

На Рис. 4.14 приведены отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 в зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда:

- карта AVO-атрибута Grad в интервале пласта В10;
- карта акустического импеданса в интервале пласта В10;
- зависимости между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 для двух зон с различными значениями AVO-атрибута Grad (зеленые точки – скважины в зонах глинизации и разломной зоне).

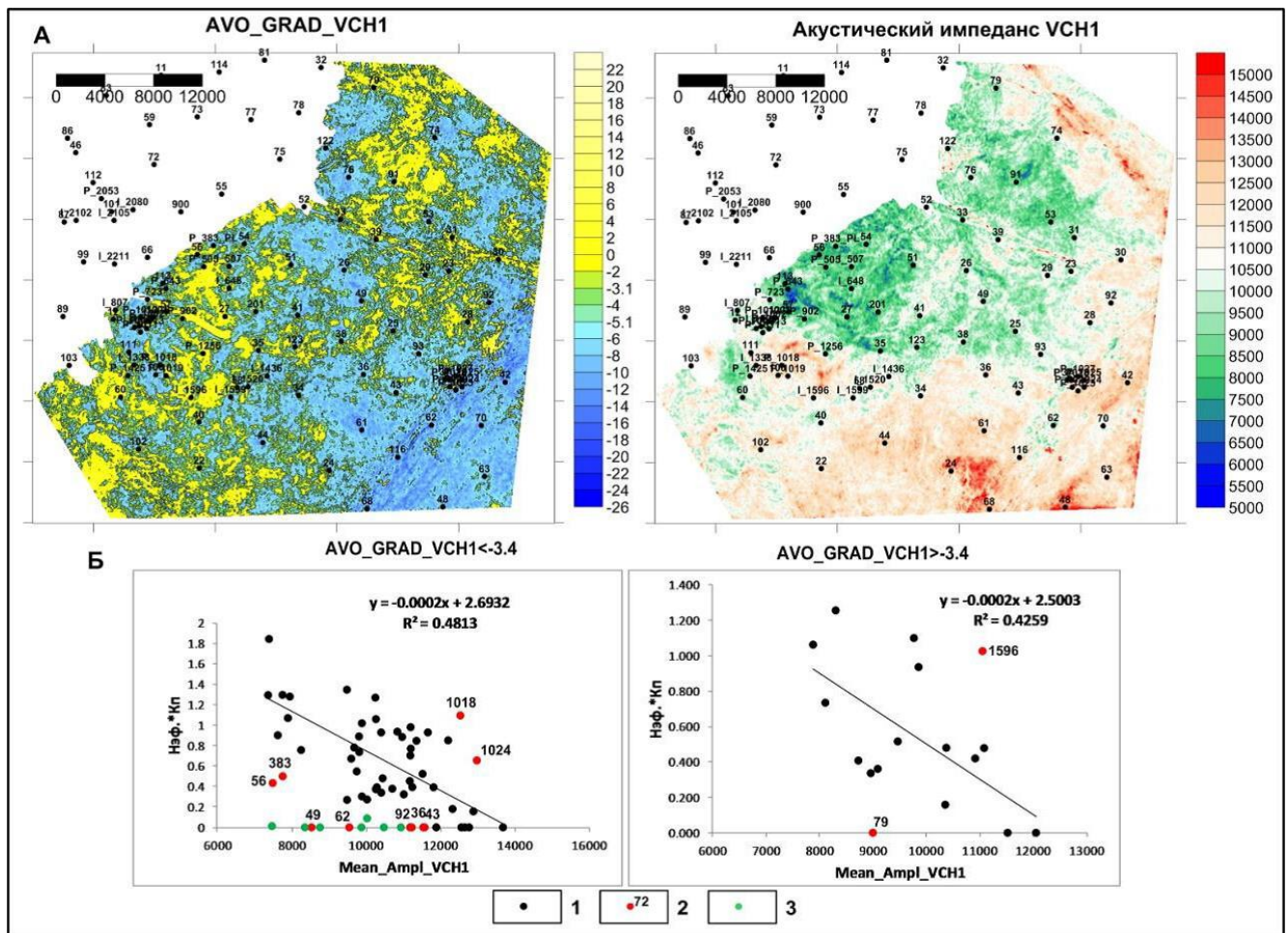


Рис. 4.14 Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта В10 в зоне средних и повышенных мощностей терригенного венда  
 А– карты атрибута; Б – кросс-плоты с уравнениями регрессии и значениями R2, 1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения, 3 – скважины в линейных зонах глинизации

#### 4.2.3. Пласт В13 – зона средних и повышенных мощностей

В разделе, посвященном результатам моделирования волнового поля для пласта В13, было показано, что на рассматриваемой площади отсутствует надежная сейсмическая основа для корреляции отражений, связанных с кровлей и подошвой пласта В13.

Вместе с тем, распределение общих мощностей стратонов, входящих в состав непской свиты, вполне закономерно и предсказуемо. Этот факт

позволяет рассчитать поверхности  $T_0$  для кровли и подошвы пласта В13 и использовать их в ходе динамического анализа.

Динамический прогноз линейной емкости и эффективной мощности пласта В13 был выполнен методом двумерной регрессии, где в качестве независимых переменных использовались амплитуды снятые вдоль поверхностей  $T_0$ , соответствующих кровле и подошве пласта В13. Коэффициент корреляции между независимыми переменными порядка 0,1.

На Рис. 4.15 приведены:

- карта амплитуд, снятых вдоль поверхности, соответствующей кровле пласта В13;
- карта амплитуд, снятых вдоль поверхности, соответствующей подошве пласта В13;
- отношения прогнозной (по результатам двумерной регрессии) и фактической линейной емкости пласта В13;
- отношения прогнозной (по результатам двумерной регрессии) и фактической эффективной мощности пласта В13.

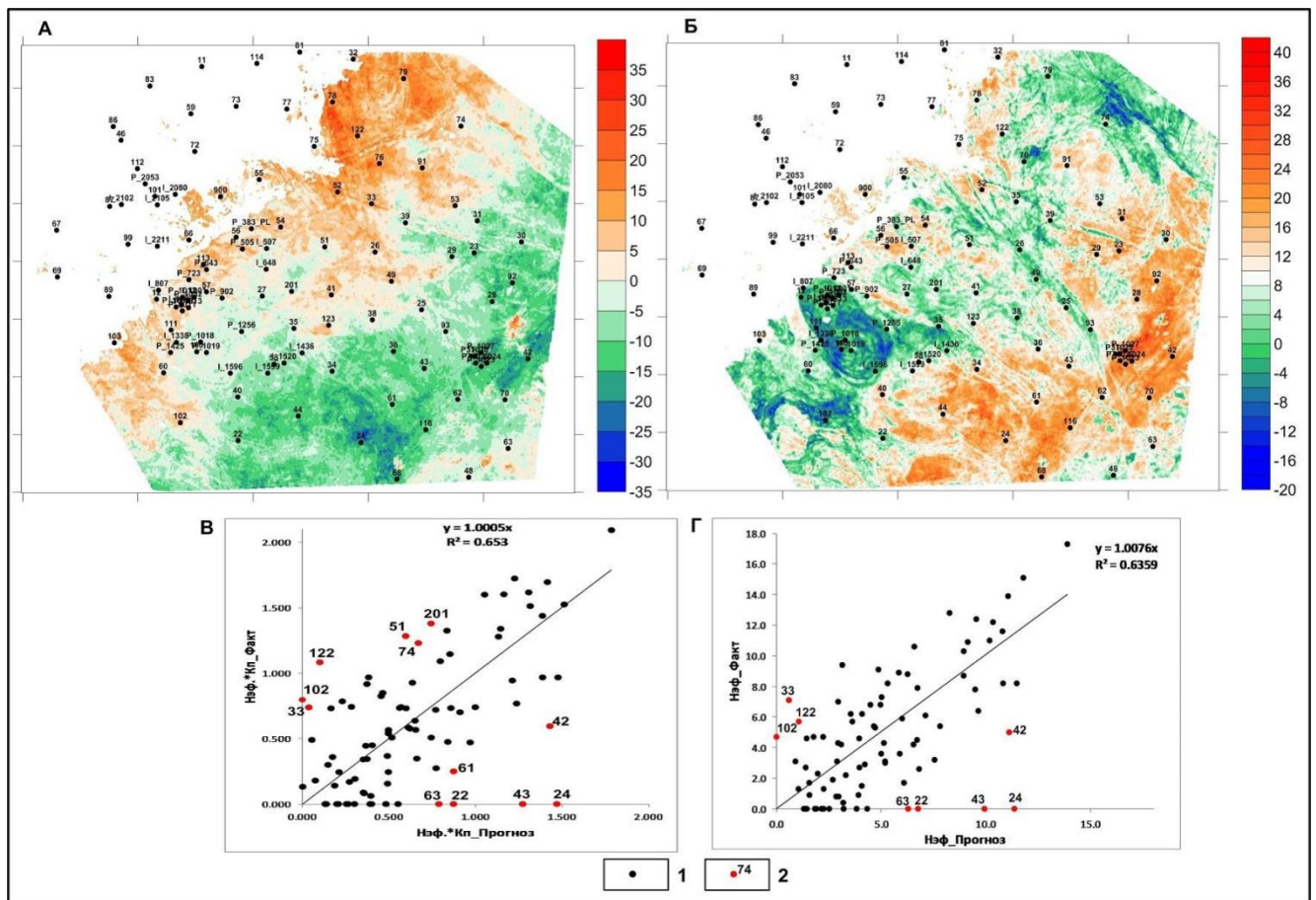


Рис. 4.15 Результаты динамического анализа пласта В13

А – карта амплитуд в кровле пласта В13, Б – карта амплитуд в подошве пласта В13, В – отношение прогнозных и фактических значений линейной емкости, Г – отношение прогнозных и фактических значений эффективной мощности.

1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения.

Для линейной емкости пласта уравнение двумерной регрессии имеет следующий вид:

$$\text{Нэф} \times \text{Кп} = -0,03853 \times \text{VCH2\_top\_Ampl} + 0,02463 \times \text{VCH2\_bot\_Ampl} + 0,428,$$

Коэффициент корреляции по 76 точкам 0,807, стандартная ошибка 0,312, 12 скважин-исключений.

## 5. Методика инверсионных преобразований

### 5.1. Проблемы и обзор методов решения

Выполнение инверсионных преобразований сейсмических данных является одним из вариантов решения обратной задачи сейсморазведки. Сейсмические данные содержат в себе информацию только об относительном изменении акустических жесткостей в среде ввиду ограниченности частотного диапазона записи в диапазоне низких частот, а так же ограниченную разрешающую способность из-за отсутствия данных в диапазоне высоких частот. В связи с этим можно сформулировать две принципиальные проблемы, возникающие в рамках работ по инверсии, и особенно ярко проявляющиеся в геологических условиях изучаемой в настоящей работе Непско-Ботуобинской антеклизы [109, 113].

Акустически контрастный тонкий слой. Проблема контрастного слоя напрямую вытекает из факта отсутствия низкочастотной составляющей в сейсмических данных. Для получения абсолютных значений акустических жесткостей по результатам инверсии используют низкочастотную фоновую модель акустического импеданса, которая призвана компенсировать отсутствующую часть амплитудно-частотного спектра (в нашем случае от 0 до 15 Гц).

Целевой терригенный интервал залегает на кристаллическом фундаменте и перекрыт сверху карбонатными отложениями. С точки зрения акустических характеристик пород целевой интервал представляет собой среду с резкими перепадами жесткостей. Происходит двукратное уменьшение импеданса при переходе от карбонатных пород к терригенным и практически столь же резкое увеличение импеданса при переходе от терригенного комплекса к фундаменту. Мощность всего терригенного комплекса составляет первые десятки метров и поэтому при фильтрации кривой акустического каротажа до частот 10-20 Гц, используемых в фоновой модели, осреднение происходит таким образом, что среднее значение акустической жесткости по фоновой модели завышается по

сравнению со значением в скважинах. Иными словами, требование низкочастотности фоновой модели не позволяет должным образом отобразить контрастность свойств разреза. Различие между фоновой моделью и реальными данными хорошо видно на Рис. 5.1. Выполнение детерминистической инверсии с низкочастотной моделью будет всегда приводить к систематическому завышению прогнозных значений импеданса.

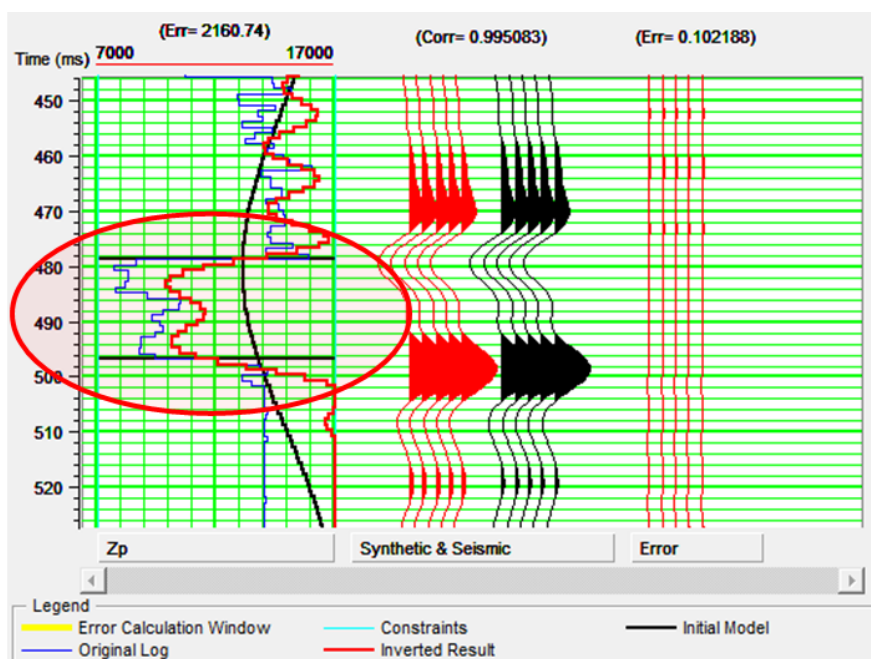


Рис. 5.1 Планшет оценки результатов акустической инверсии

Для того чтобы решить задачу инверсии корректно было предложено три варианта борьбы с проблемой:

- Увеличение частоты фоновой модели акустического импеданса с целью увеличения контраста между двумя соседними пластами
- Создание блоковой модели, в которой каждый пласт характеризовался бы постоянным по вертикали значением акустического импеданса
- Использование куба акустического импеданса, полученного в ходе первой итерации акустической инверсии, как априорную модель для второй итерации акустической инверсии.

### 5.1.1. Увеличение частоты модели.

Частоты акустического каротажа достаточно, чтобы отобразить контрастный перепад акустических свойств, следовательно, повышая частоту фоновой модели можно добиться необходимой контрастности для отображения перепада акустического импеданса между терригенным комплексом и вмещающими породами. Были проведены исследования минимальной частоты, при которой модель становится достаточно контрастной. На Рис. 5.2 представлены планшеты оценки результатов инверсии при различных частотах фоновой модели. Цветовая кодировка аналогична кодировке на Рис. 5.1. На приведенном примере видно, что, вопреки ожиданиям, увеличение частоты модели приводит к ухудшению результатов инверсии. При частотах 30-45 Гц отчетливо видно, что минимальное значение



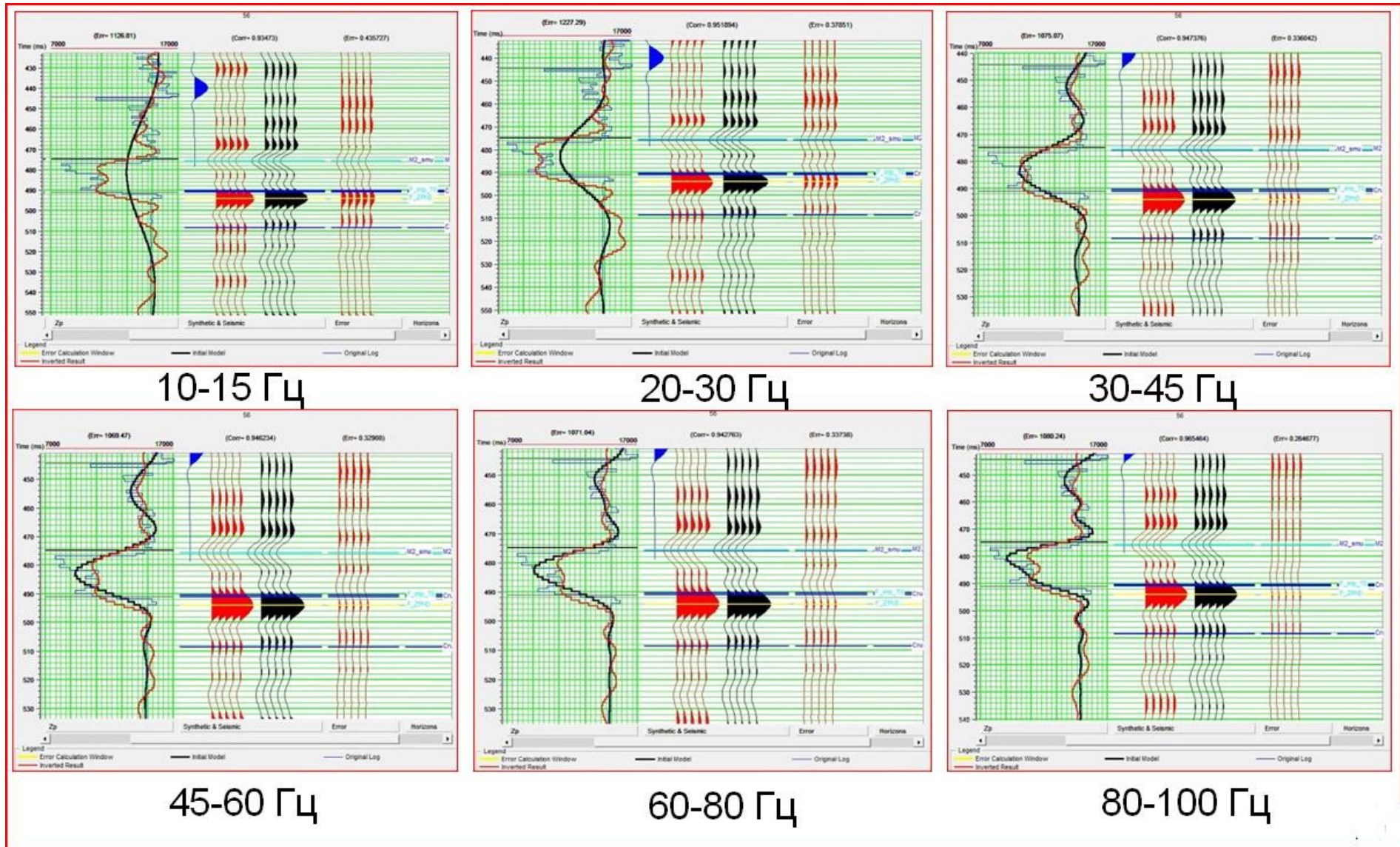


Рис. 5.2 Планшеты оценки результатов инверсии с различными частотами фоновой модели



акустического импеданса в терригенном комплексе соответствует максимальному значению импеданса по скважинным данным. Конфликт усиливается с увеличением частоты вплоть до частоты 60-80 Гц. Корректно фоновая модель начинает описывать реальные данные только тогда, когда спектр модели полностью перекрывает спектр сейсмической записи (80-100 Гц). Таким образом, из акустической инверсии практически полностью исключаются сейсмические данные, что не имеет смысла при достаточно хорошем качестве сейсмической записи. Все описанное выше делает невозможным повышение частоты фоновой модели в условиях высокой литологической изменчивости и неоднородности пород терригенного комплекса группы ВЧ без использования стохастических методов моделирования.

#### 5.1.2. Итеративный метод.

Второй вариант решения проблемы с фоновой моделью – это использование методики итеративных приближений фоновой модели [111]. Это комбинация «классической» методики инверсии и варианта с повышением частоты фоновой модели. Суть методики заключается в том, что результат первой итерации акустической инверсии с низкочастотной моделью подается на вход второй итерации акустической инверсии. Данный метод обладает преимуществом задания более высокочастотной, а, следовательно, и более контрастной, фоновой модели на вход инверсии. С другой стороны при таком подходе не возникает артефактов на скважинах, так как для получения данной модели АИ использовался результат первой итерации инверсии, который так же не имеет артефактов, перешедших с фоновой модели (Рис. 5.3).

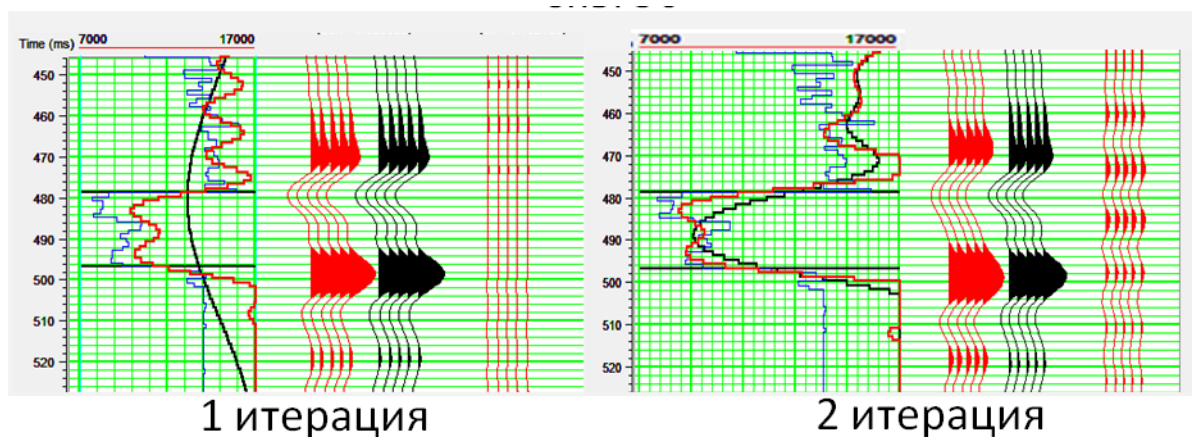


Рис. 5.3 Восстановление АИ в скважине после первой и второй итераций акустической инверсии

### 5.1.3. Блочная модель.

Третий способ приближения априорной модели к реальным скважинным данным – создание блоковой модели. Суть методики состоит в осреднении значений акустического импеданса по скважинным данным в пределах одного пласта. Внутри пласта, между горизонтами, участвующими в создании фоновой модели значения акустического импеданса по вертикали равны среднему значению по скважинам, а по горизонтали интерполируются по методу обратных квадратов расстояний. На границах между пластами значение акустического импеданса меняется ступенчато. На Рис. 5.4 приведен пример расчета акустического импеданса с блоковой моделью.

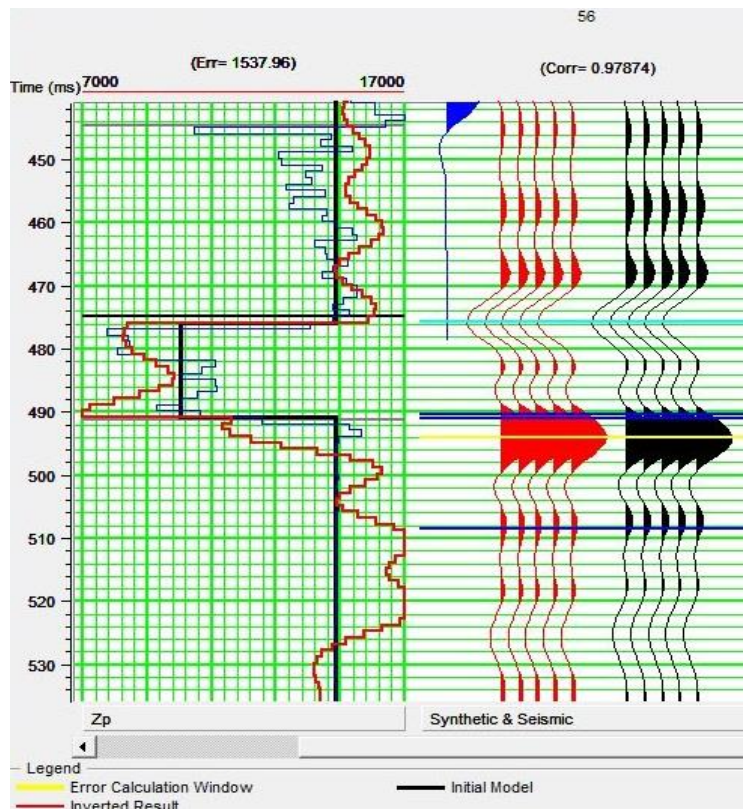


Рис. 5.4 Планшет оценки результата инверсии с использованием блоковой модели

На рисунке видно, что «узкое место» - границы между контрастными блоками на результатах инверсии отобразились практически с той же степенью контраста, что и на скважинных данных. Эти границы, в то же время, совпадают с положением основных отражающих горизонтов, Это позволяет снизить неопределённость в местоположении коэффициента отражения (напрямую связанного с положением границы пласта) и сосредоточить усилия на подборе магнитуды этого коэффициента (связанного со свойствами пласта).

#### 5.1.4. Интерференционное влияние вмещающих пород на целевой интервал

Мощность всего терригенного комплекса в пределах изучаемой площади меняется от 10 до 50 метров. Соотношение мощностей и контраст акустических свойств можно понять из Рис. 5.5

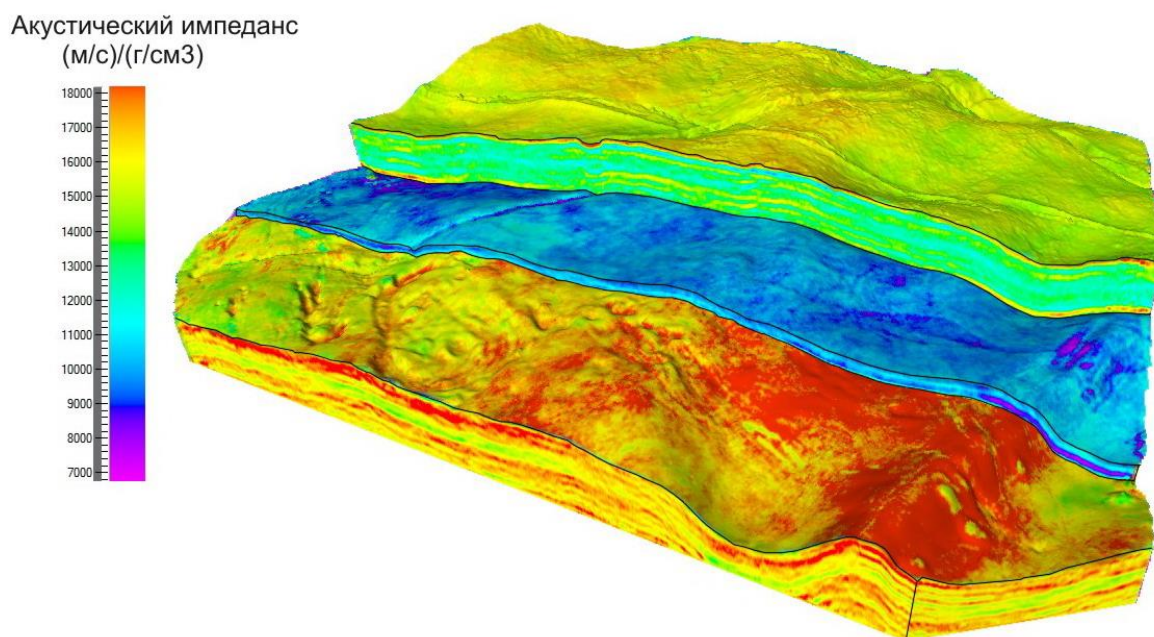


Рис. 5.5 Комбинированный куб акустического импеданса по целевому горизонту и вмещающим породам.

При таком соотношении мощности и акустической жесткости пластов неизбежно возникает влияние отражений от вмещающих пород на отражения от целевых горизонтов. Ситуацию усугубляет тот факт, что мощность целевого интервала меняется по площади, что приводит к возникновению «тюнинг» эффекта при значительном её сокращении. Эта ситуация достаточно хорошо описана в работах Барышева Л.А. [13, 16] В своей работе он предлагает использовать методы моделирования, для разделения эффекта от изменения геометрии отражающих границ и эффекта от изменения свойств коллекторов. Такой подход полностью себя оправдывает в условиях достаточности информации для построения модели реальной геологической среды требуемой точности. Однако в ходе работ на Верхнечонском месторождении авторы столкнулись с ситуацией, когда имеющаяся геофизическая информация не только не помогает построить корректную модель среды, но и напротив, она значительно противоречит реальной геологической ситуации.

Продемонстрировать искажающее влияние вмещающих пород достаточно просто на примере карты импеданса, полученной по результатам

синхронной инверсии (в этом месте работы нужно оговориться, что, для демонстрационных целей, карта результатов инверсии появляется несколько преждевременно, до описания самой методики её получения, которая приведена ниже в работе). На амплитудном срезе в районе кровли фундамента (Рис. 5.6) отчетливо видна кольцевая аномалия, связанная с метаморфическими изменениями пород фундамента. Такая же по форме аномалия присутствует и на прогнозной карте по пласту  $V_{10}$ , который залегает на 30 метров (10 мс во временном масштабе) над кровлей фундамента. Амплитуда этой аномалии настолько большая, что информация о геологическом строении пласта  $V_{10}$  теряется на её фоне.

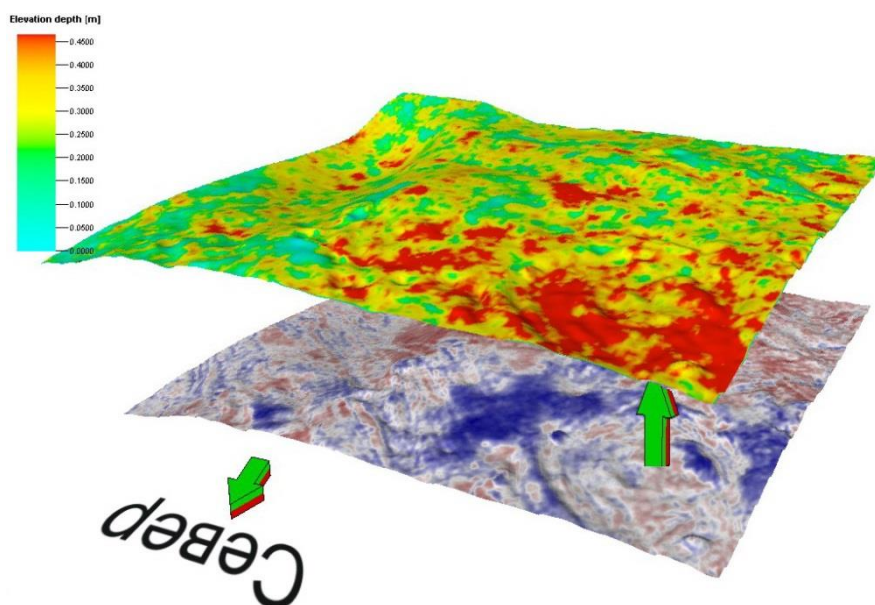


Рис. 5.6 Влияние аномалии от фундамента (внизу) на результат прогноза по синхронной инверсии (вверху).

Причиной возникновения такого влияния на вышележащие пласты, вплоть до пласта  $V_{10}$  является:

- Непосредственная близость целевых пластов к фундаменту (в зависимости от участка исследования пласты  $V_{13}$  и  $V_{10}$  залегают непосредственно на фундаменте).



- Интерференционные явления, вызванные понижением частоты импульса на дальних углах сейсмической записи

Второй пункт необходимо пояснить подробнее. Для синхронной инверсии, в отличие от акустической, используется не один, а несколько (в нашем случае 5) сейсмических кубов. Эти кубы отсортированы по углам падения упругой волны. В силу различных причин (большая длина пробега, большее затухание, кинематическая растяжка) дальние углы имеют значительно более низкую частоту и, как следствие, значительно более низкую разрешающую способность, чем ближние. На Рис. 5.7 различие в разрешающей способности продемонстрировано наглядно.

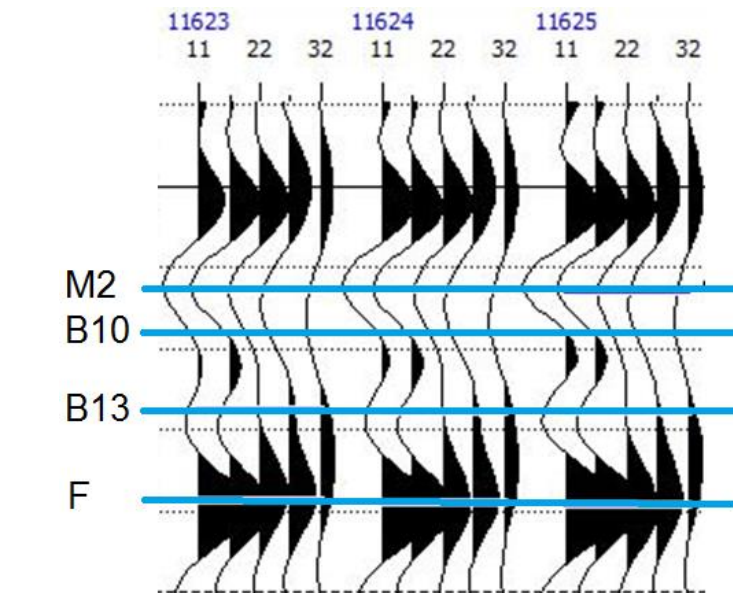


Рис. 5.7 Пример изменения разрешающей способности сеймики с увеличением угла падения

Необходимо сопоставить волновую картину на первой трассе (угловой диапазон 6-15 градусов) и на последней (угловой диапазон 30-36 градусов). Очевидно, что при вертикальном падении отражения от  $B_{10}$  и от фундамента выглядят как самостоятельные отражения разделенные отрицательной фазой, а при максимальном угле падения отражение  $M_2$  плавно перетекает в отражение от фундамента. На дальних углах амплитуда в районе отражения  $B_{10}$  полностью

определяется амплитудами отражений  $M_2$  и  $F$  как доминирующими, и все изменения в акустических свойствах будут связаны, по большей части, с изменениями в фундаменте. Попытка выполнить синхронную инверсию это наглядно продемонстрировала.

Методика для решения описанной выше проблемы была опубликована в работе G.Perezi K.J. Marfurt[129] и успешно опробованы на реальных сейсмических данных [42]. Основная идея методики заключается в устранении влияния кинематической растяжки сигнала путем обратной фильтрации данных в зависимости от удаления. Сейсмические данные были подготовлены для синхронной инверсии по приведенной методике.

Численные оценки эффекта постобработки приведены в Табл. 5.1. Полностью искажение устранить, к сожалению, невозможно, однако его влияние можно снизить на порядок, что приведет к расширению диапазона данных, пригодных для использования в инверсии.

Табл. 5.1 Численные оценки искажения амплитуды отражения до и после постобработки

Угловой диапазон	Искажение амплитуды до постобработки	Искажение амплитуды после дообработки
0°-7°	0,1%	0,001%
7°-14°	0,7%	0,14%
14°-21°	2,3%	0,9%
21°-28°	15,5%	2,4%
28°-35°	85,7%	8%

## 5.2. Модельные данные

Для оценки эффективности различных видов инверсии было выполнено моделирование синтетического волнового поля для пластов терригенного венда. Результаты данного моделирования были использованы для анализа возможностей акустической инверсии на изучаемой площади. На Рис. 5.8

приведена акустическая модель исследуемого интервала. В данной модели заложены постоянные свойства пластов при изменении мощности последних. Эта модель позволит оценить предел минимальной разрешающей способности по результатам инверсии и поможет исследовать восстановление АИ в пластах.

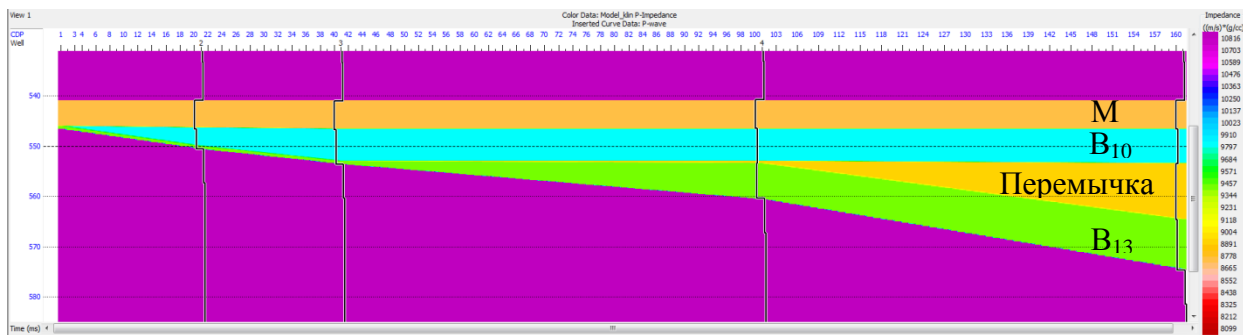


Рис. 5.8 Акустическая модель пластов терригенного венда Верхнечонского месторождения

Для инверсионных преобразований на моделях использовался алгоритм ModelBased. На Рис. 5.9 приведены наилучшие результаты восстановления АИ по методике двойной итерации и по методике с использованием блоковой модели (Рис. 5.10).

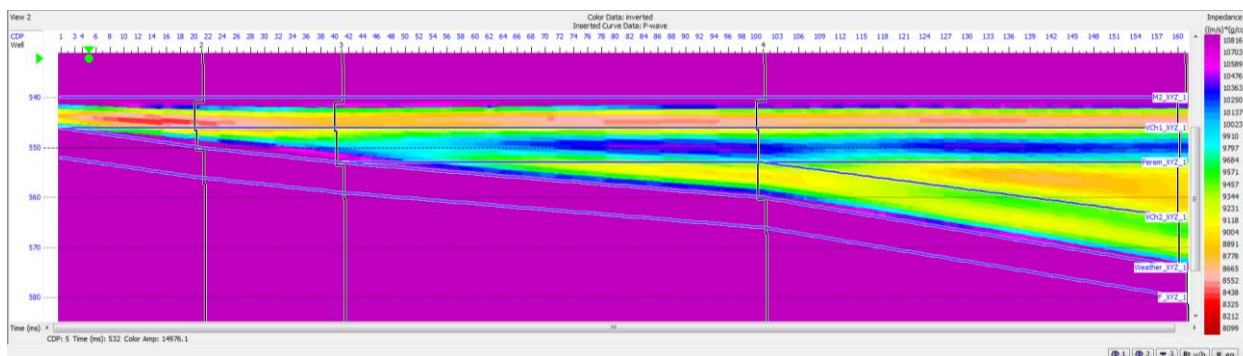


Рис. 5.9 Восстановление АИ по методике двойной итерации

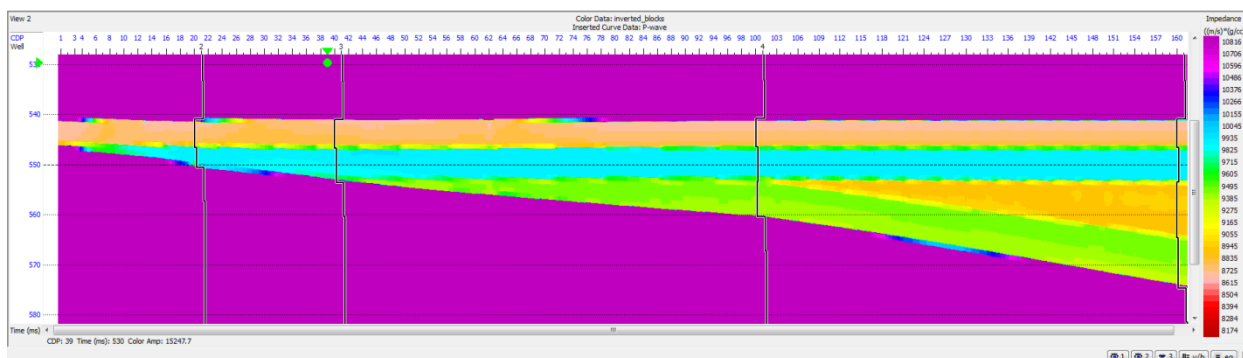


Рис. 5.10 Восстановление АИ с использованием блоковой модели



Результаты, приведенные на Рис. 5.9 подтверждают выводы, сделанные выше в данной главе, о том, что необходимость задавать низкочастотную модель приводит к завышению значений АИ в акустически контрастных пластах. Задание блоковой модели приближает решение инверсии к реальным значениям и приводит к значительному повышению точности восстановления АИ. Этот подход позволяет обойти известное ограничение разрешающей способности сейсмоки –  $\frac{1}{4}$  длины волны [18, 19, 38, 47, 51]. При расстоянии между коэффициентами отражения менее  $\frac{1}{4}$  длины волны суммарный сейсмический отклик от них становится эквивалентен отклику от одного коэффициента отражения другой магнитуды. Иными словами за пределами разрешающей способности невозможно сказать отражение образованно одним или двумя коэффициентами отражения. Однако если мы достоверно будем знать, что отражение сформировано именно двумя границами раздела и будем знать их положение, то восстановление их магнитуды (решение обратной задачи) не будет представлять проблемы. Этот вывод очень важен для понимания возможностей инверсии на Верхнечонском месторождении, потому, что данное месторождение характеризуется высокой изменчивостью свойств по горизонтали и высокой выдержанностью мощности стратонов. Имея один сейсмический горизонт (M2) можно аналитически построить карты всех пластов терригенного венда, что в свою очередь, дает возможность достаточно точно задать стратиграфический каркас для инверсии, даже в тех случаях, когда прослеживание горизонтов по сейсмическим данным затруднено. В конечном итоге совокупность всех перечисленных выше факторов позволяет преодолеть ограничение разрешающей способности и исследовать пласты тоньше  $\frac{1}{4}$  длины волны.

Исследование мощностей терригенных пластов показало, что двумерная зависимость мощности пласта  $V_{13}$  и глинистой перемычки от координат X и Y имеет коэффициент корреляции 0.92, а пласт  $V_{10}$  имеет выдержанную мощность

и может быть достаточно уверенно спрогнозирован только лишь по скважинным данным от отражения M2.

Кроме моделирования изменения мощностей терригенного венда, были построены и изучены модели с постоянной мощностью, но изменением акустических свойств внутри пласта. На Рис. 5.11 приведена модель терригенного интервала в зоне малых мощностей (отсутствие отдельного отражения от пластов группы ВЧ) с жесткой корой выветривания, а так же результаты инверсии на данной модели.

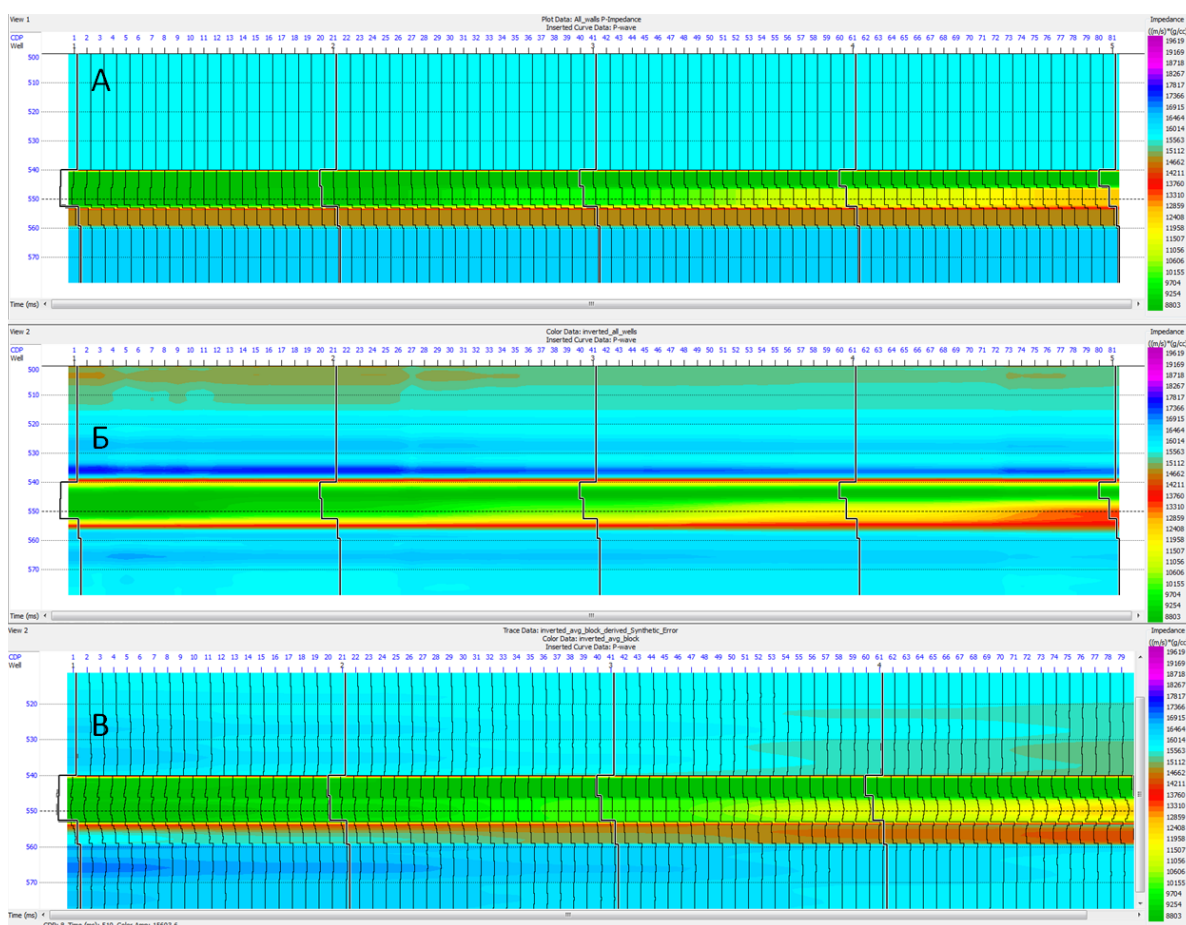


Рис. 5.11 Модель малых мощностей

А) входная модель, Б) инверсия по итеративной методике, В) инверсия с блоковой моделью.

Очевидно, что восстановление АИ с блоковой моделью (используется только скважина номер 3, со средними значениями АИ для каждого пласта)

значительно лучше, чем при использовании низкочастотной модели. Оценка ошибок прогноза АИ это подтверждает: средняя ошибка восстановления АИ для блоковой модели 564,7 (м/с\*г/см<sup>3</sup>), против 758,2(м/с\*г/см<sup>3</sup>), у варианта с низкочастотной моделью. Очевидно, что задание положений коэффициентов отражения в начальной модели положительно сказывается на итоговом результате инверсии. Это можно объяснить тем фактом, что сам алгоритм ModelBased подбирает в процессе работы одновременно и положение коэффициентов отражения и их магнитуду. В условиях высокоскоростного и высококонтрастного разреза Восточной Сибири сделать это с достаточной точностью невозможно, а задание одной из неизвестных (положение коэффициентов отражения на границе блоков) в модели сводит задачу алгоритма к простому подбору магнитуд коэффициентов отражения. Как видно из результатов моделирования, такая задача решается с достаточной, для выполнения прогнозов, точностью. Кроме этого факта, необходимо отметить низкое качество восстановления коры выветривания для обоих вариантов, а для варианта с низкочастотной моделью еще и влияние коры выветривания на значения АИ для пласта В<sub>13</sub>. На Рис. 5.12 приведена аналогичная модель для зоны малых мощностей, с одним изменением – в этот раз кора выветривания «мягкая».

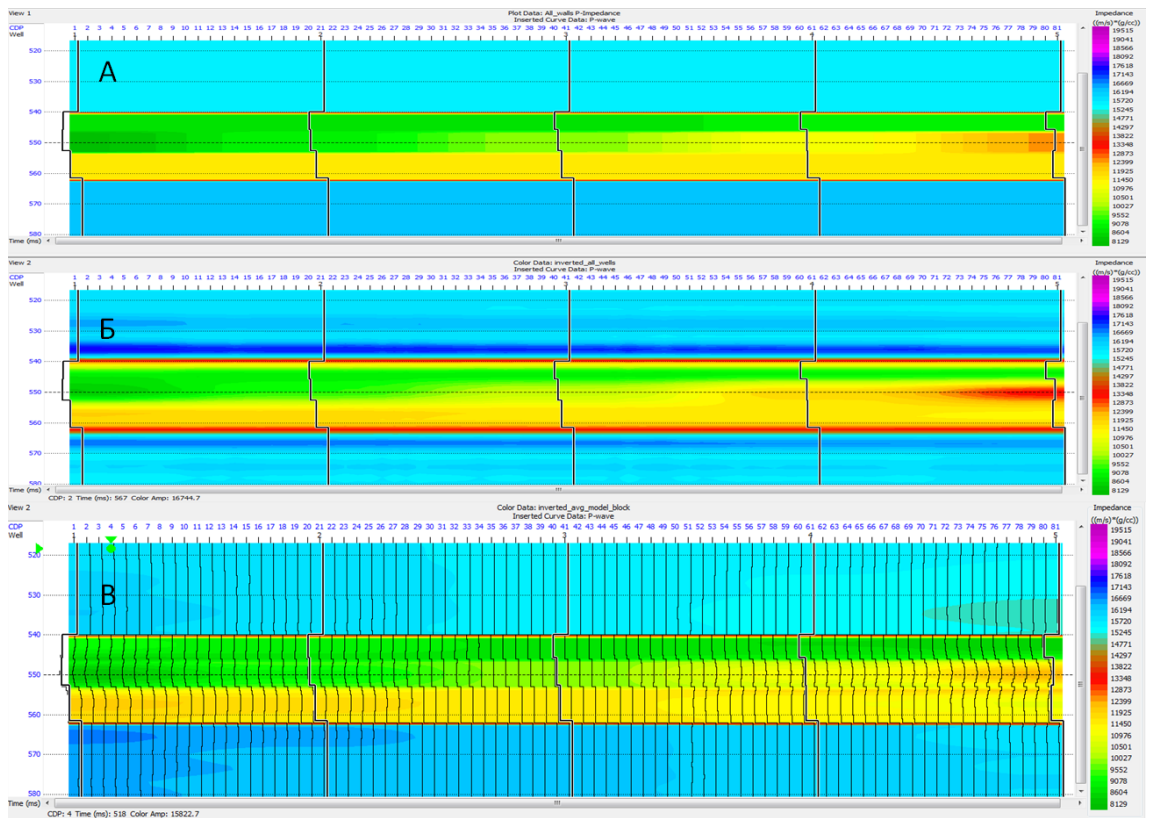


Рис. 5.12 Модель малых мощностей

А) входная модель, Б) инверсия по итеративной методике, В) инверсия с блоковой моделью.

В данном случае блоковая модель опять имеет преимущество над итеративной методикой. Ошибка восстановления импеданса 583,3 против 627,8 соответственно. Помимо этого, решение с использованием «мягкой» коры выветривания в модели позволяет лучше восстановить значения в пласте  $V_{13}$ , по сравнению с решением с использованием «жесткой» коры выветривания. Моделирование зон средней и повышенной мощности привело к таким же выводам.

Таким образом, по результатам моделирования были сформулированы основные положения предлагаемой методики выполнения инверсионных преобразований для изучаемого месторождения:

- Одновременный подбор положений коэффициентов отражения и их магнитуд в ходе работы «классического» варианта алгоритма инверсии ModelBased не дает результатов, пригодных для выполнения дальнейших

прогнозов. Задание положений коэффициентов отражения через блоковую априорную модель упрощает задачу до поиска только магнитуд коэффициентов отражения, что в свою очередь дает положительные результаты и открывает возможности для выполнения дальнейших прогнозов. В связи с этим, первым шагом разработанного методического подхода является задание стратиграфического каркаса. Для рассматриваемого района работ он должен содержать все контрастные границы, а именно отражение M2 и отражение от кровли фундамента (Ф), а так же внутреннюю структуру целевого интервала – кровли пластов В10 и В13, а так же глинистую перемычку между ними;

- Отражения M2 и Ф картируются достаточно уверенно ввиду того, что приурочены к акустически контрастным границам и однозначно выделяются в сейсмическом волновом поле. Поверхность кровли пласта В10 может быть получена методом схождения от поверхности M2, с привлечением скважинных отбивок. Такая возможность появляется вследствие выдержанности мощности интервала M2-В10 и высокой разбуренности изучаемой территории. Поверхности В13 и глинистой перемычки могут быть рассчитаны аналитически от координат X и Y, т.к. они представляют собой пологие моноклинали юго-восточного падения. При недостаточном количестве данных для внутреннего каркаса терригенных пластов следует ограничиться внешними контрастными границами, при этом упадет разрешающая способность решения, но сами значения упругих параметров среды, рассчитанные в ходе инверсии, будут соответствовать по уровню фактическим значениям;

- На втором шаге необходимо оценить средние значения упругих параметров среды (скорости продольной и поперечной волн, плотность и их производные) для каждого пласта в стратиграфическом каркасе. Для этого необходимо рассчитать арифметическое среднее в соответствующих интервалах для показаний каротажей АКШ и ГТКп в пробуренных скважинах.

- На третьем шаге необходимо заполнить стратиграфический каркас рассчитанными ранее средними значениями упругих параметров среды, с

дискретизацией соответствующей сейсмическим данным (в текущем случае шаг по горизонтали 25 на 25 метров, по вертикали 2 мс)

- После подготовки данных в предыдущих шагах, на четвертом шаге можно приступить непосредственно к самой инверсии. Необходимо выполнять инверсионные преобразования с использованием алгоритма базирующегося на фоновой модели. Наилучшим из опробованных инструментов является алгоритм Model Based Hard Constraint настройками соответствующими качеству используемой сейсмической информации (подобрать импульсы, отход от модели, количество контрольных скважин и т.п.)

- На последнем, пятом шаге необходимо выполнить контроль качества инверсии на предмет соответствия восстановленных упругих параметров аналогичным параметрам в контрольных скважинах, оценить степень сходимости полученного решения с сейсмическими данными. При необходимости изменить параметры в соответствии с результатами процедуры контроля качества.

Отдельно стоит упомянуть технологию стохастической инверсии. Суть методики заключается в создании акустической модели в стратиграфическом каркасе, которая впоследствии калибруется на реальные сейсмические данные. В условиях озвученных выше проблем с контрастом упругих свойств между соседними пластами такая методика позволит радикально решить поставленную задачу, так как позволяет задать любой перепад свойств на границе стратиграфических единиц, по подобию детерминистической инверсии с блоковой моделью. Далее будут приведены результаты работы всех описанных алгоритмов на реальных данных.



## 5.3. Реальные данные

### 5.3.1. Оценка качества сейсмических данных

Инверсионные преобразования в первую очередь зависят от качества обработки сейсмических данных в плане динамических характеристик записи. Амплитуды отражений от целевых горизонтов должны соответствовать реальным геологическим изменениям в породах, в противном случае восстановление истинных свойств пластов из сеймики невозможно.

Опыт работ в Восточной Сибири показывает, что в данных сейсмической съемки 3D часто имеются вертикальные сквозные амплитудные аномалии. Причиной возникновения таких аномалий на Верхнечонском месторождении является целый ряд осложняющих факторов (сложное строение ВЧР, выход на поверхность Литвинцевской свиты на части площади, наличие зон развития траппового магматизма, надвиговые тектонические структуры).

Суть методики выявления сквозных амплитудных аномалий заключается в выявлении зависимостей между среднеквадратическими амплитудами в различных вертикальных интервалах записи. Предполагается, что амплитуды сейсмических отражений от пластов различной геологии не должны быть связаны между собой и каждое отдельное отражение, сформированное на границе двух акустически контрастных пластов, несет информацию только о свойствах этих двух пластов. Таким образом, можно говорить, что всякая связь между среднеквадратическими амплитудами, рассчитанными в достаточно больших окнах, является следствием недоучета осложняющих факторов, описанных выше, в процессе обработки сейсмических данных. На рис. XXX приведен временной разрез, демонстрирующий окна оценки среднеквадратических амплитуд.

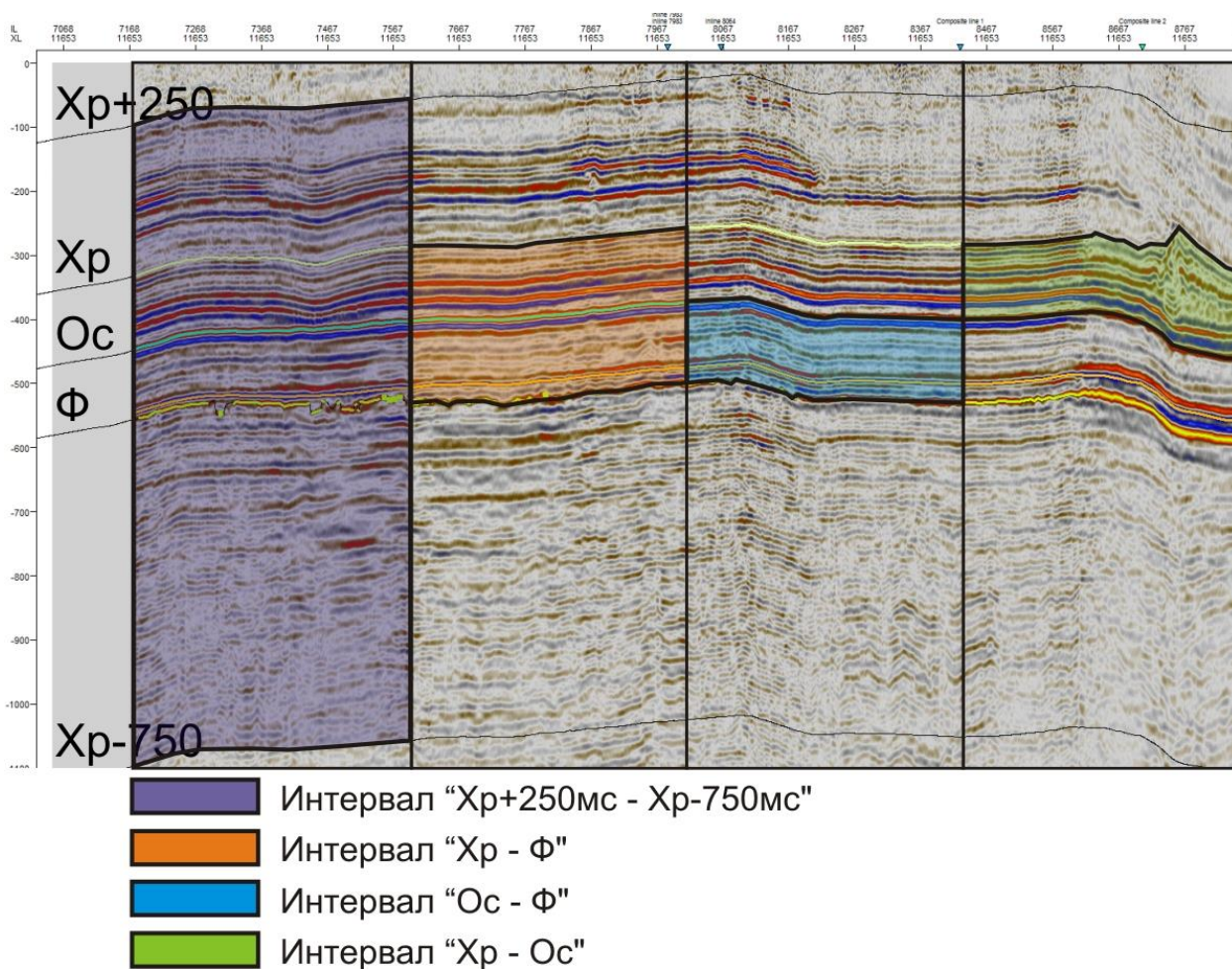


Рисунок XXX Сейсмический разрез по кросслайну 11653 с указанием окон оценки среднеквадратической амплитуды

В каждом из указанных выше окон была оценена среднеквадратическая амплитуда. Этот параметр использовался для оценки наличия сквозных аномалий по площади и по разрезу. На рис. XXX приведена карта среднеквадратических амплитуд, рассчитанная в самом большом интервале. По этой карте можно оценить зоны с аномальными значениями амплитуд.

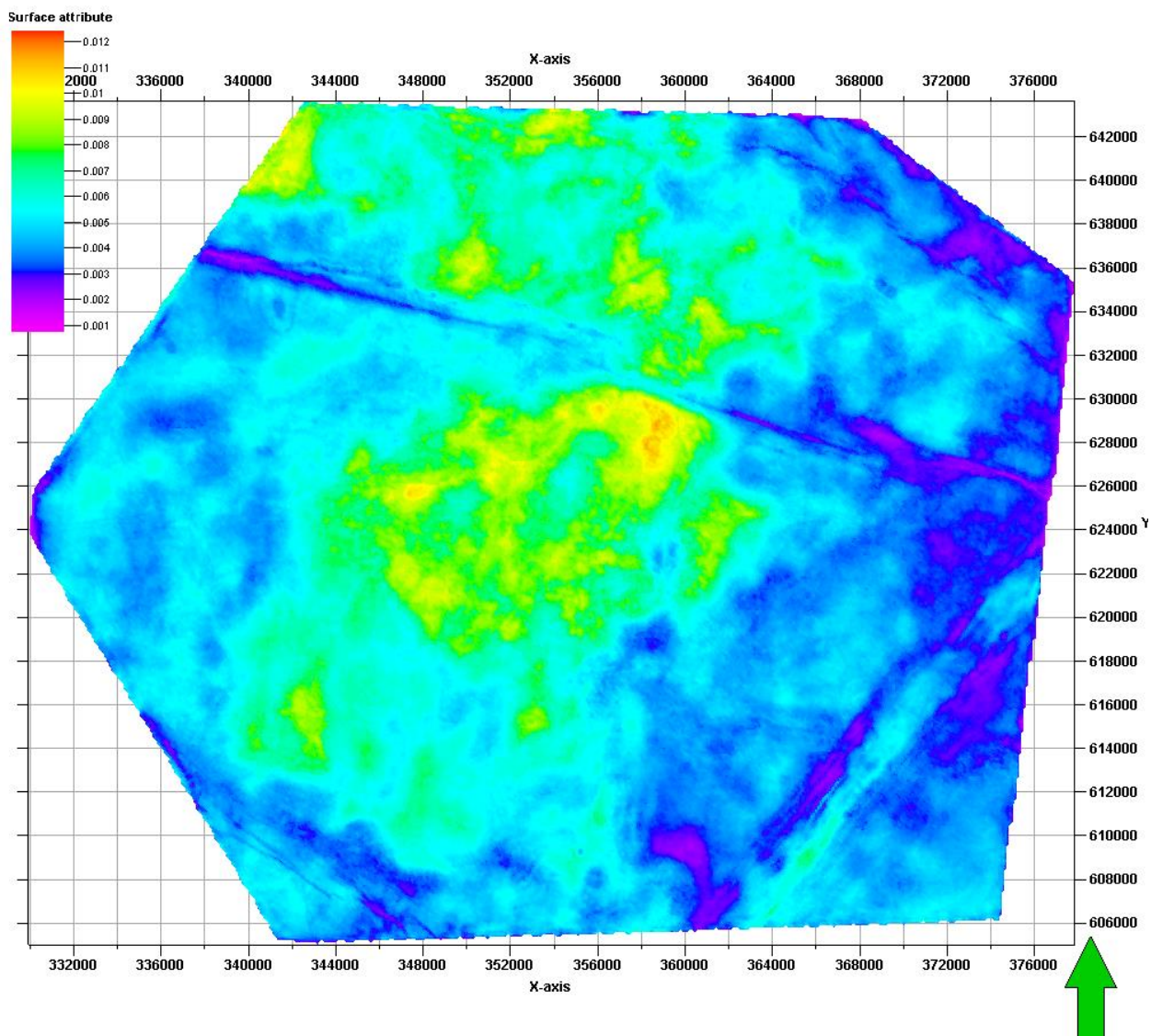
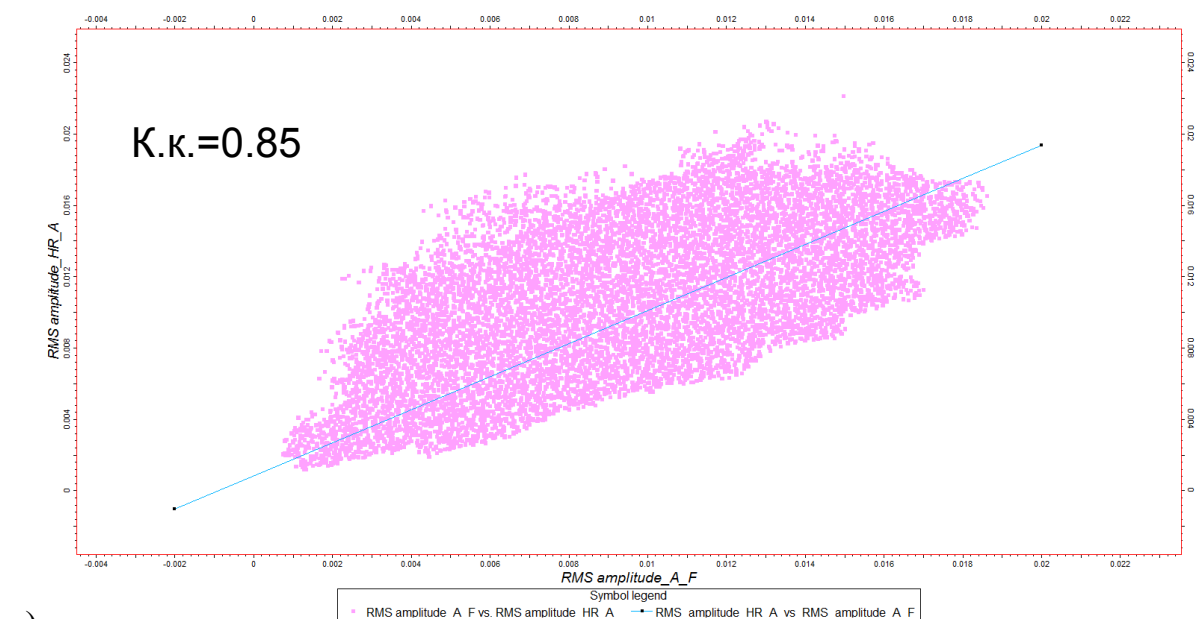


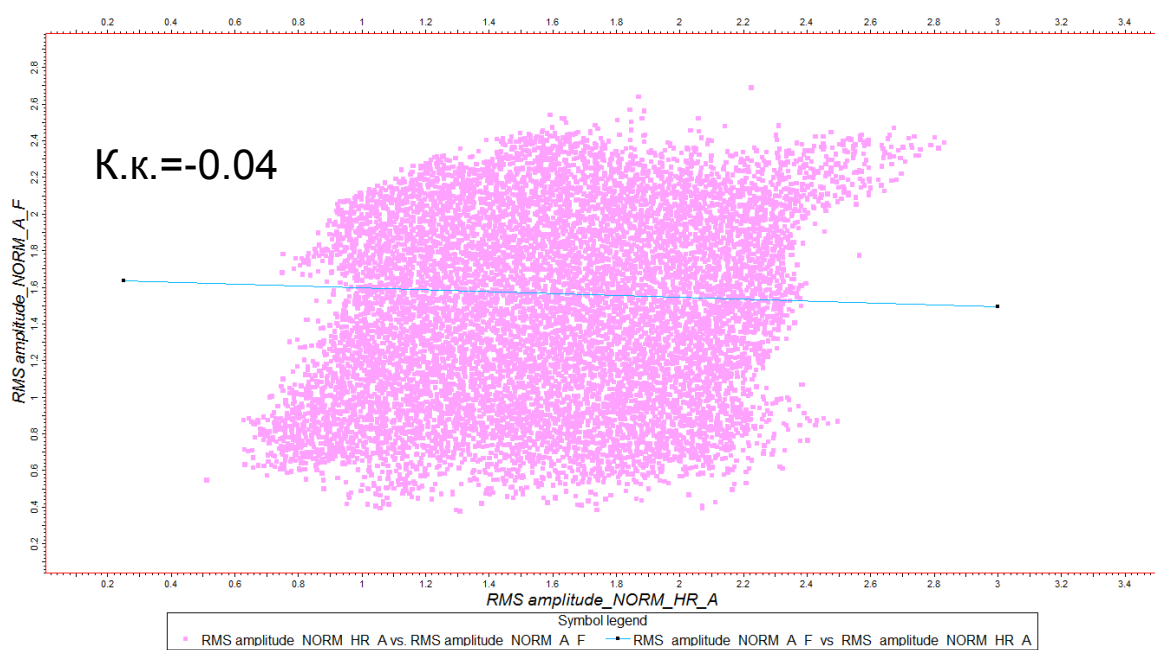
Рисунок XXX Карта среднеквадратических амплитуд в интервале  $X_p+250$  мс -  $X_p-750$  мс

Из приведенной выше карты можно говорить о падении амплитуды отражений на периферийной части съемки, относительно центральной. Кроме того в некоторых местах наблюдается так же и следы сшивки двух кубов, что говорит о неудовлетворительном качестве увязки кубов различных полевых сезонов по амплитуде. Помимо этого наблюдается падение амплитуд в зонах, приуроченных к тектоническим разрывным нарушениям (грабены и надвиг). Все вышеописанные артефакты будут оказывать негативное влияние на результаты динамического анализа и инверсионных преобразований. Перед выполнением дальнейших работ необходимо произвести нормировку амплитуд, для устранения этих артефактов. Нормировка выполнялась на карту

среднеквадратических амплитуд в большом окне. На рис. XXX приведены зависимости между среднеквадратическими амплитудами в окнах Хр-Ос и Ос-Ф до нормировки и после.



а)



б)

Рисунок XXX Зависимости между среднеквадратическими амплитудами в окнах Хр-Ос и Ос-Ф до нормировки (а) и после (б)

До выполнения процедуры нормировки имеет место достаточно сильная связь между амплитудами верхнего и нижнего окна, что снова подтверждает наличие вертикальных сквозных амплитудных аномалий. После нормировки на большое окно указанная выше связь полностью пропадает, что позволяет



говорить об избавлении от сквозных аномалий. Так как нормировка проводилась на достаточно большое окно (1000 мс), все геологические особенности целевых интервалов карбонатных и терригенных пластов остались неискаженными. На рис. XXX приведен разрез сейсмического куба вдоль кросслайна 11653 до нормировки на большое окно и после нормировки.

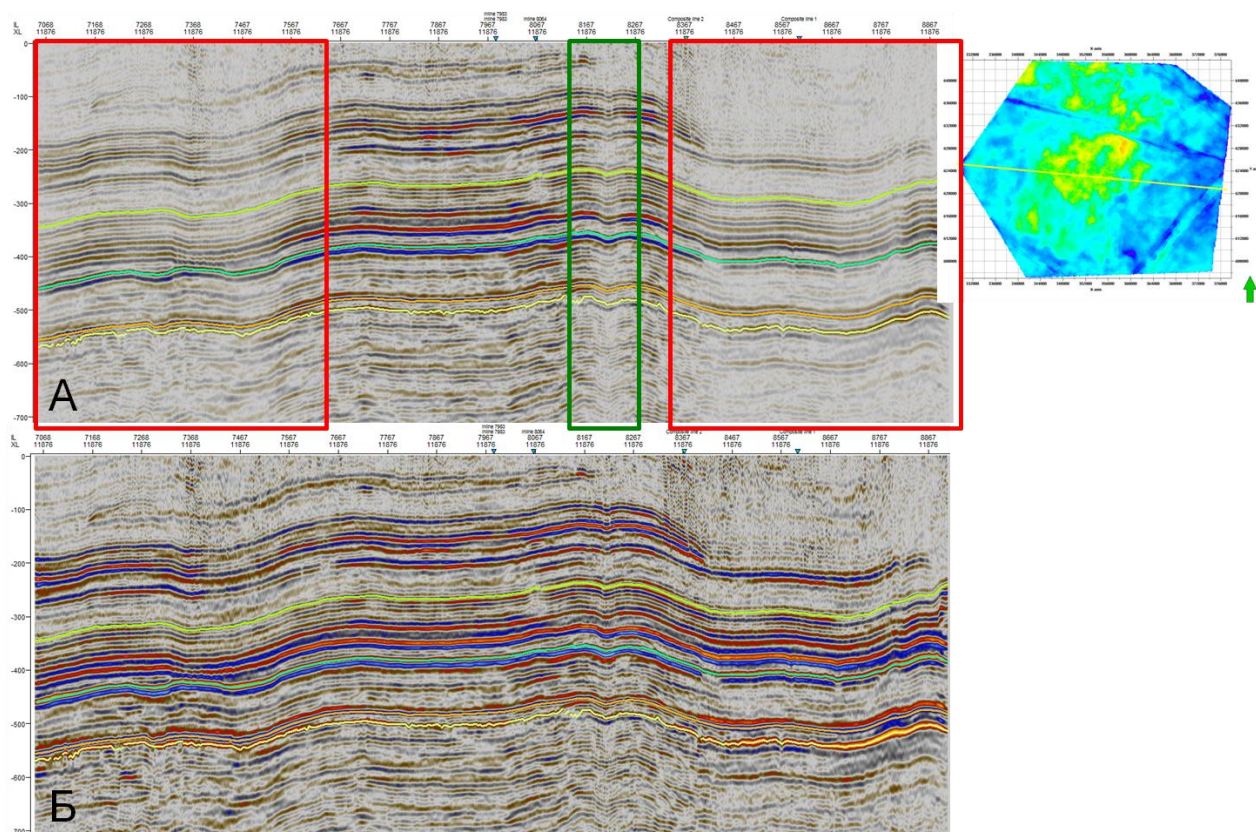


Рисунок XXX Разрез сейсмического куба по линии 11653 до нормировки (А) и после (Б)

Из рисунка XXX видно, что улучшается распределение амплитуд вдоль горизонта, и пропадают вертикальные аномалии, перечисленные выше. В конечном итоге были использованы полученные после нормировки кубы.

Суммируя все вышеизложенное можно сделать ряд выводов:

1. В амплитудах суммарного куба существуют сквозные аномалии различной природы;
2. Нормировка амплитуд всего куба на карту среднеквадратических амплитуд, рассчитанную в интервале 50-950 мс, устраняет сквозные амплитудные аномалии;

3. При нормировке возникают артефакты в зонах разрывных нарушений (грабен, надвиг);

4. Для дальнейшего динамического анализа и инверсионных преобразований рекомендуется использовать кубы с нормализацией.

Так же не маловажным фактором для инверсии является выдержанность амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сейсмического импульса. Корректно подобранная форма импульса позволяет верно определить положение и амплитуду коэффициента отражения, что в конечном итоге ключевым образом сказывается на оценке упругих свойств целевых пластов.

Оценка сейсмического импульса производилась после этапа предварительной привязки со статистическим импульсом и включала в себя:

- Извлечение импульса с опорой на скважину, по каждой скважине отдельно. Оценка фазового поворота импульса
- Извлечение импульса в зонах с различными поверхностными геологическими условиями и анализ влияния этих условий на форму импульса
- Оценка вертикальной устойчивости фазового и амплитудного спектров импульса
- Оценка латеральной устойчивости фазового и амплитудного спектров импульса

Оценка импульса по каждой скважине дала представление об амплитуде импульса по площади, а так же о фазовом сдвиге относительно нульфазового статистического импульса, использованного для привязки. В оценке принимала участие 91 скважина. Для расчета фазового спектра использовался алгоритм Роя Вайта, описанный в работе [128]. На рис. XXX приведена гистограмма распределения фазовых поворотов для всех оценённых точек.



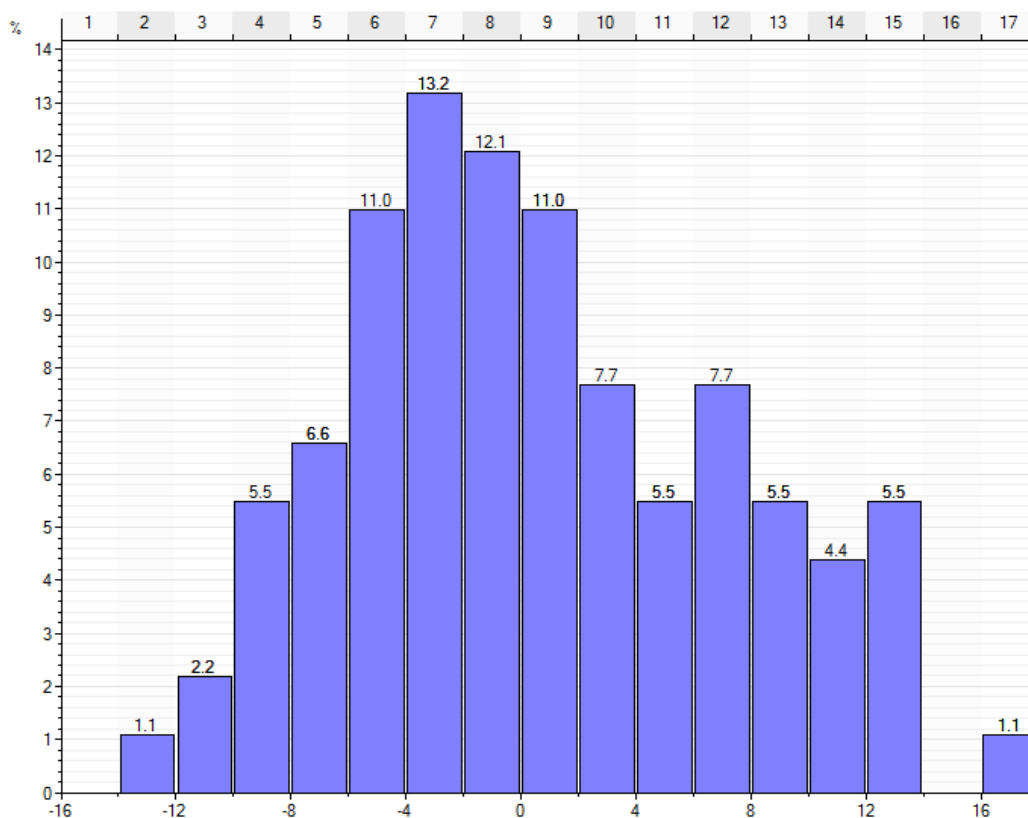


Рис. XXX гистограмма распределения фазовых поворотов импульса в точках скважин

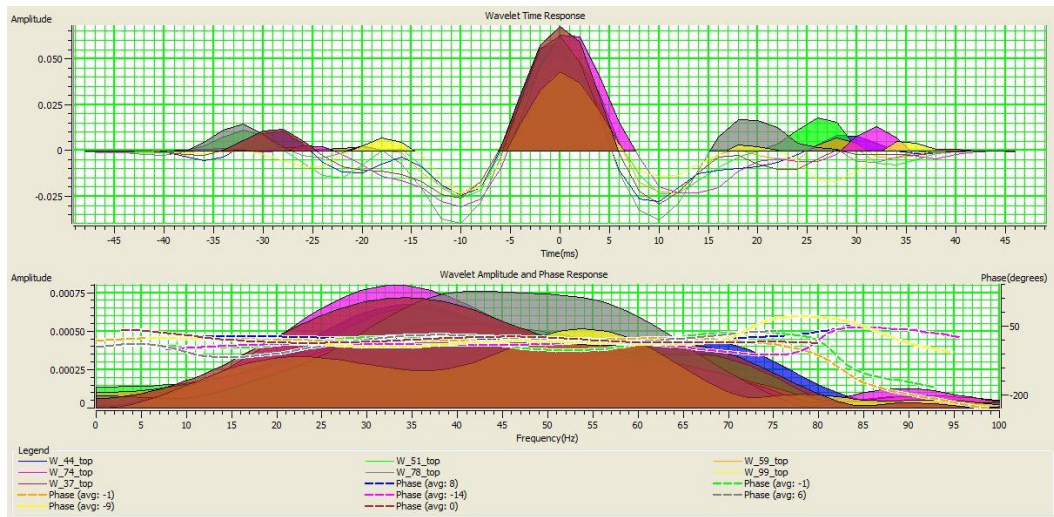
Наибольшее отклонение имеет импульс в 18 градусов, средний поворот фазы составил 0,07 градуса, что свидетельствует о качественном проведении процедуры приведения разреза к нульфазовому виду. Дисперсия поворотов в пределах  $\pm 12$  градусов является следствием наличия в сейсмических данных шума и существенного влияния на результат инверсии не окажет.

Для оценки латеральной и вертикальной устойчивости импульса были выбраны скважины с наиболее представительными характеристиками, причем выбирались они таким образом, чтобы покрыть равномерно всю площадь съемки. Было выбрано 7 скважин.

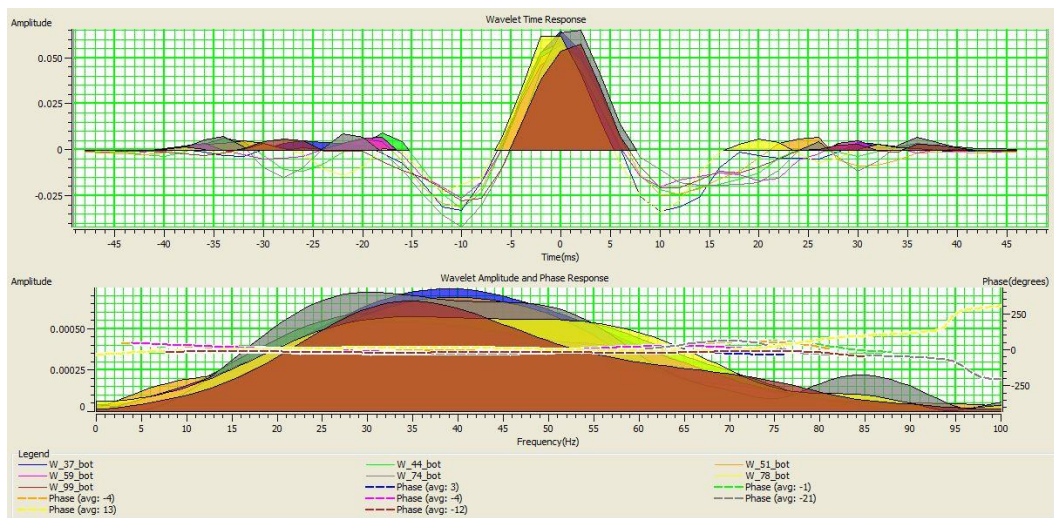
Вертикальная устойчивость оценивалась по следующей методике. В указанных скважинах извлекались полные (содержащие как амплитудо-частотный так и фазово-частотный спектры) сейсмические импульсы с опорой на скважину в трех окнах: верхнее окно от Атовского до Осинского Горизонта (рис. XXX а), нижнее окно от Усольского горизонта до отражения M2 (рис. XXX б) и общее окно во временном интервале 100-550 мс (рис. XXX в).

Перекрытие верхнего и нижнего окна было вынужденным в силу требований к соотношению длины импульса к интервалу извлечения импульса. Методические рекомендации по извлечению импульса из сейсмических данных требуют, чтобы окно извлечения составляло, по меньшей мере, 3-4 длины импульса. Устанавливая длину импульса минимально возможную для сохранения амплитудного спектра равную 80 мс (для анализа 100 мс), необходимо задавать окно извлечения импульса 240-320 мс, что фактически является больше чем половиной всей записи от дневной поверхности до фундамента (в среднем 500-550 мс). Оценки импульсов приводятся на рис. XXX. На рисунках XXX.а и XXX.б отчетливо виден шум на временном отображении импульса, это вызвано указанными выше причинами, а именно недостаточно большим размером окна извлечения. Однако, общая характеристика импульсов извлеченных из верхнего и из нижнего окон схожа (одинаковая ширина амплитудного спектра и близкие характеристики фазового спектра), что говорит о хорошей устойчивости импульса по вертикали.

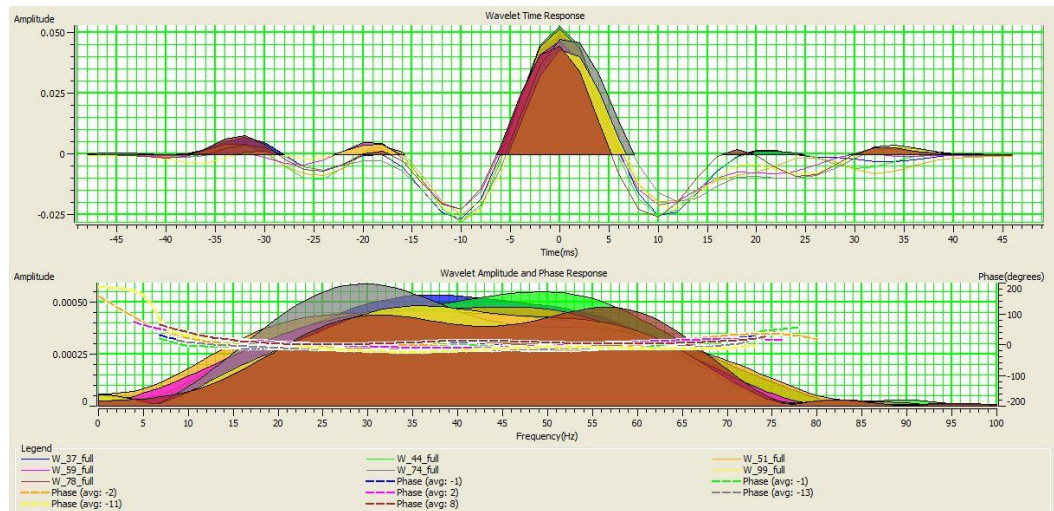
Проблема зашумленности решается простым увеличением ширины окна извлечения, что отчетливо видно на рис. XXX.в. Оценка латеральной устойчивости проводилась на основе импульсов, извлеченных в большом окне. На рис. XXX.в видно, что ширина амплитудного спектра меняется от скважины к скважине. Такое различие в частотности записи может быть вызвано сложными геологическими условиями (на площади присутствуют трапповые тела, неравномерное засоление пород, различные типы флюидов), которые приводят к неравномерному затуханию колебаний различных частот. Амплитуда импульсов во всех семи скважинах примерно одинакова, что, вероятно, свидетельствует об отсутствии вертикальных амплитудных аномалий, связанных с некорректной работой процедур восстановления амплитуд. В связи с вышесказанным можно сделать вывод, что использование среднего импульса для всей площади является допустимым.



А) Импульсы в интервале Атовский-Осинский



Б) Импульсы в интервале Усольский-М2



В) Импульсы в интервале 100-550 мс.

Рис. XXX Оценка устойчивости сейсмического импульса по вертикали и латерали.

Для синхронной инверсии дополнительно необходимо оценить импульсы по угловым диапазонам и связь изменения амплитуд отражения с удалением с изменением геологических свойств пород.

*Оценка амплитудных и фазовых характеристик импульсов.* Фазовые характеристики импульсов и их устойчивость по латерали оценивались так же по каждой скважине по всем угловым диапазонам. В расчет брались кубы после дополнительной обработки. На рис. XXX приведены соответствующие импульсы по угловым диапазонам.

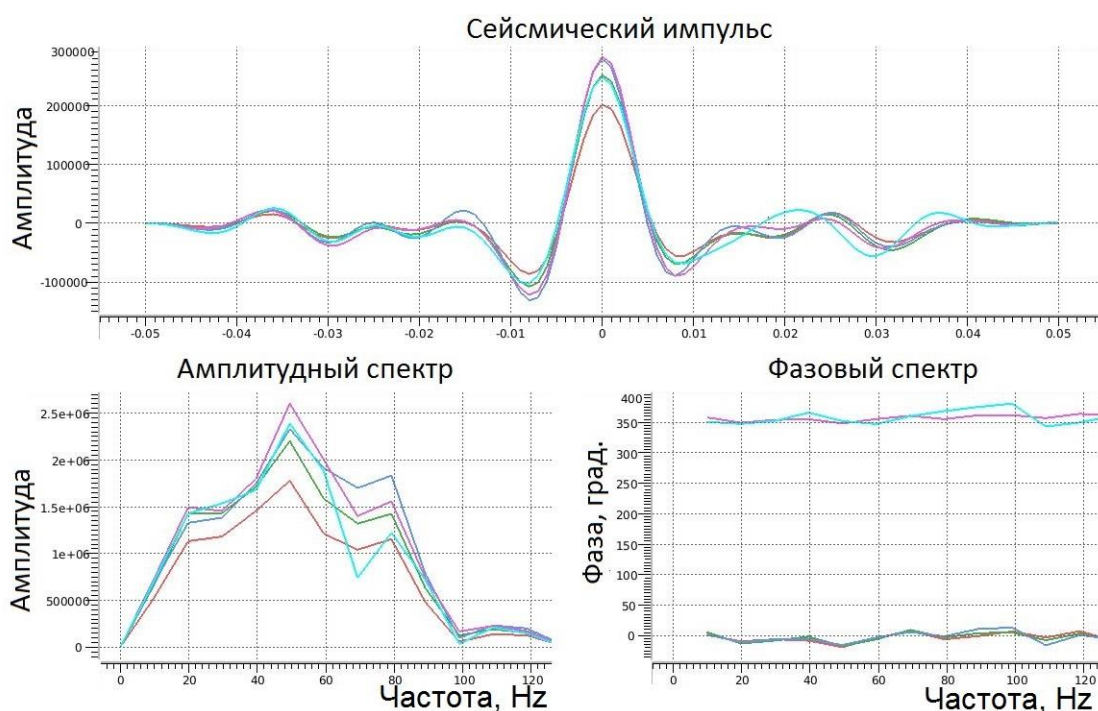


Рис. XXX АЧХ импульсов по разным угловым диапазонам

Амплитудный спектр выглядит ровным и выдержанным по всему диапазону частот. После окончательной оценки АЧХ записи и создания моделей сейсмических импульсов стала возможной процедура оценки изменения амплитуд с удалением.

Соответствие реальной кривой AVO и синтетической, рассчитанной по скважинным данным является ключевым моментом в восстановлении акустических свойств среды в ходе синхронной инверсии. Чем теснее между ними связь, тем лучшим будет соответствие прогнозов с фактическими



данными. Зависимость амплитуд от удаления анализировалась на уровне отражения  $M_2$ . (Рис. XXX).

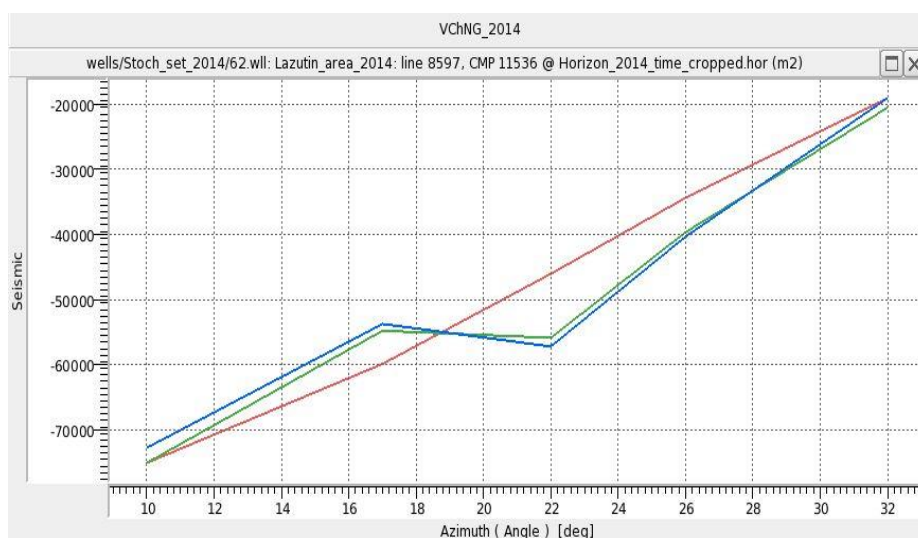


Рис. XXX Пример «хорошего» соответствия реальной и синтетической кривых AVO

Выводы по приведенной выше информации:

1. Сходимость расчетной и реальной кривых результате дообработки сейсмических данных сохранилась
2. Существуют предпосылки для выполнения синхронной инверсии сейсмических данных

### 5.3.2. Акустическая детерминистическая инверсия

Основными моментами при решении обратной задачи сейсморазведки через инверсию сейсмических данных является подбор корректного импульса для обратной фильтрации, подбор корректной фоновой модели для восполнения низкочастотной компоненты и непосредственно выбор алгоритма инверсии. Методика оценки импульса описана подробно в разделе, посвященном оценке качества сейсмических данных

### **Выбор алгоритма инверсии.**

В программном комплексе HampsonRussell были протестированы как алгоритмы, использующие фоновую модель: ModelBased, Bandlimited, Colored, так и алгоритмы потрассной инверсии: LinearProgrammingSparseSpike, MaximumLikelihoodSparseSpike. Наилучшим алгоритмом признан алгоритм, в результате применения которого получен куб акустического импеданса наилучшим образом сходящийся одновременно и со скважинными и с сейсмическими данными.

Алгоритм ModelBased представляет собой линейный алгоритм инверсии, который изменяет априорную геологическую модель (фоновую модель акустического импеданса) таким образом, чтобы она все еще удовлетворяла скважинным данным и, с другой стороны, максимально приближалась к сейсмическим данным. В данном алгоритме мы полагаем сейсмический импульс известным для всего куба. В общем случае специалист контролирует насколько сильно от априорной модели могут изменяться данные акустического импеданса в процессе приближения синтетической сейсмотрассы к реальной.

Model Based Hard Constrains (МВНС). В данном алгоритме пользователь задает жесткие границы отхода решения от первоначальной модели. На Рис. 5.13 приведены графики зависимости трех ключевых параметров инверсии: относительная среднеквадратичная ошибка синтетической сейсмотрассы, коэффициент корреляции синтетической сейсмотрассы с реальной, среднеквадратическая ошибка прогноза, от настроек алгоритма: количество итераций, отход от модели.



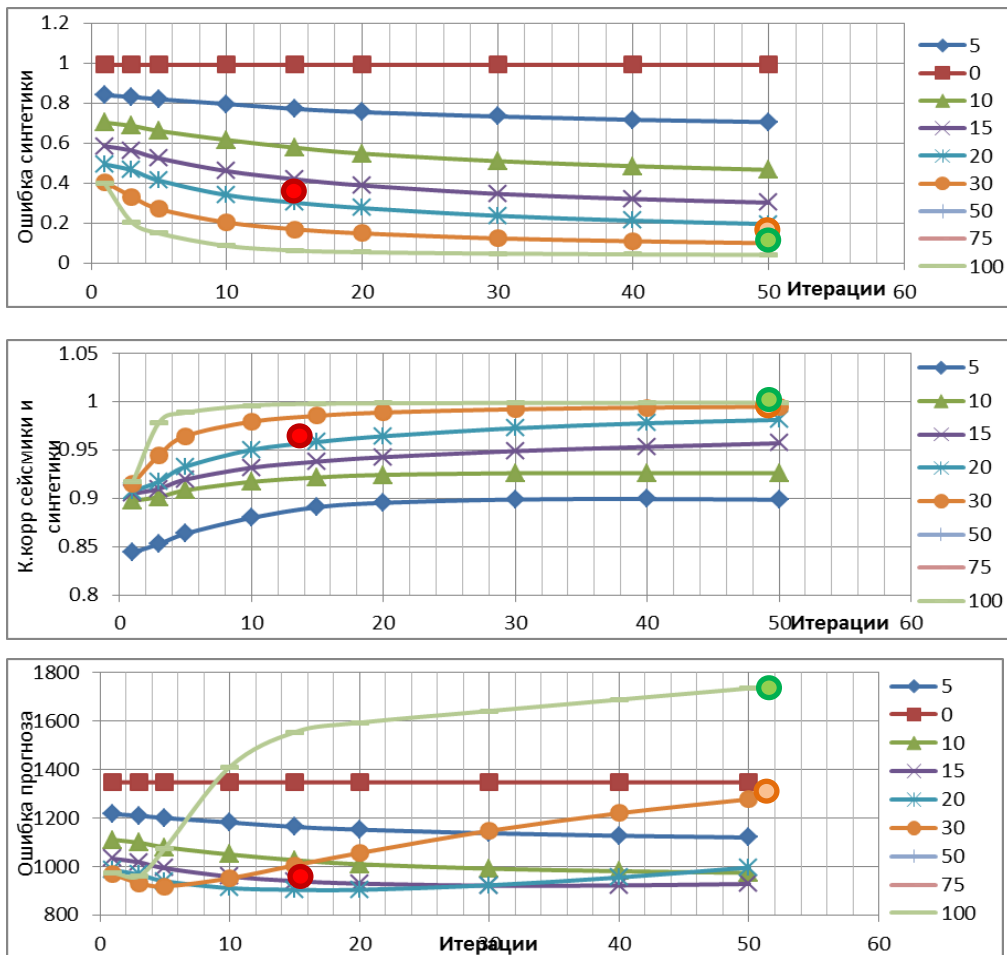


Рис. 5.13 Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма МВНС (цветом показан отход от начальной модели в %).

По приведенным выше графикам оценивались оптимальные параметры для инверсии. По критериям сходимости с сейсмическими и скважинными данными было предложено три варианта настроек алгоритма:

- максимальное восстановление скважинных данных (красная точка на графиках);
- максимальное восстановление сейсмических данных (зеленая точка на графиках);
- средний вариант (оранжевая точка на графиках).

Были проведены расчеты по всем трем вариантам, в результате чего выяснилось:

- При максимальном восстановлении скважинных данных на результирующем кубе импеданса проявляются амплитудные аномалии в точках скважин, не подтверждаемые сейсмическими данными;
- Максимальное восстановление сейсмических данных приводит к увеличению ошибки прогноза до величин, соизмеримых с диапазоном изменения свойств;
- Средний вариант позволяет относительно небольшими потерями (изменение коэффициента корреляции 0,005) в восстановлении сейсмических данных улучшить восстановление скважинных данных почти на 40%.

Таким образом, было принято решение использовать в окончательных расчетах средний вариант настроек. При таких настройках средняя ошибка прогноза составит 1277.57 (м/с\*г/см<sup>3</sup>) (12% от диапазона изменений свойств), а коэффициент корреляции сейсмики и синтетике составит 0.995.

Model Based Soft Constrains (MBSC). Данный алгоритм аналогичен предыдущему, за одним исключением, здесь задается не максимальный отход от модели, а доля участия фоновой модели и сейсмики в окончательном решении. Аналогичные предыдущим оценочные графики по данному алгоритму приведены на Рис. 5.14.

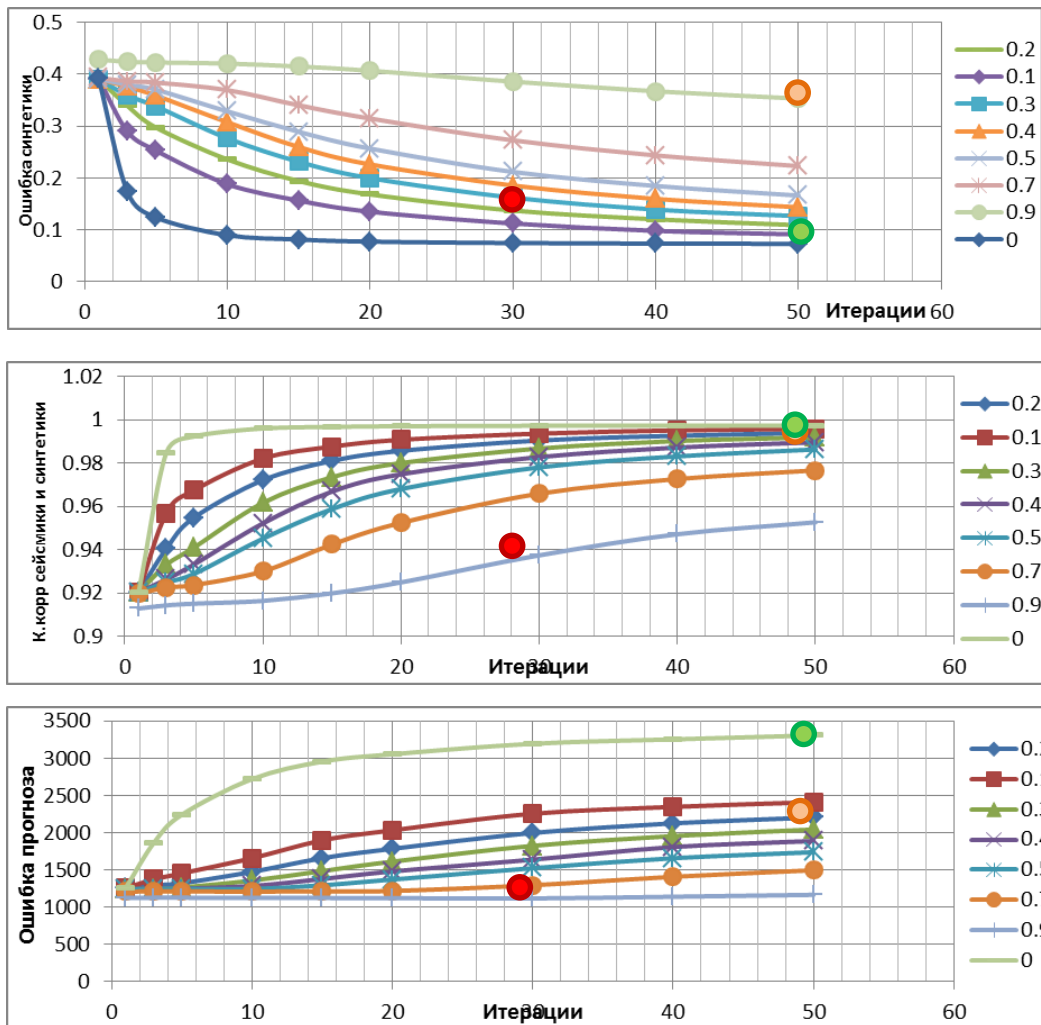


Рис. 5.14 Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма MBSC (цветом показана доля участия фоновой модели).

Оптимальные параметры выбирались аналогично как в предыдущем случае. Максимально достижимая точность прогноза в данном алгоритме ( $1120.76 \text{ (м/с*г/см}^3\text{)}$ , (11% от диапазона изменений свойств) очень близка к средней точности прогноза по предыдущему варианту ( $1277.57 \text{ (м/с*г/см}^3\text{)}$ ) (13% от диапазона изменений свойств), а средний вариант данного ( $2209,94 \text{ (м/с*г/см}^3\text{)}$ , (22% от диапазона изменений свойств), метода хуже минимальной точности прогноза по алгоритму с жесткими ограничениями ( $1735,15 \text{ (м/с*г/см}^3\text{)}$ , (17% от диапазона изменений свойств). В связи с этим данный алгоритм был исключен из расчетов.

Bandlimited inversion. Этот алгоритм – это классический рекурсивный алгоритм, который игнорирует влияние сейсмического импульса и

рассматривает сейсмическую трассу как последовательность коэффициентов отражений, важно помнить, что интерференционные волновые эффекты будут присутствовать в результирующем кубе импедансов. Единственный параметр, который может быть изменен в этом алгоритме - граничная частота полосы пропускания. График зависимости результатов инверсии от этого параметра приведен на Рис. 5.15

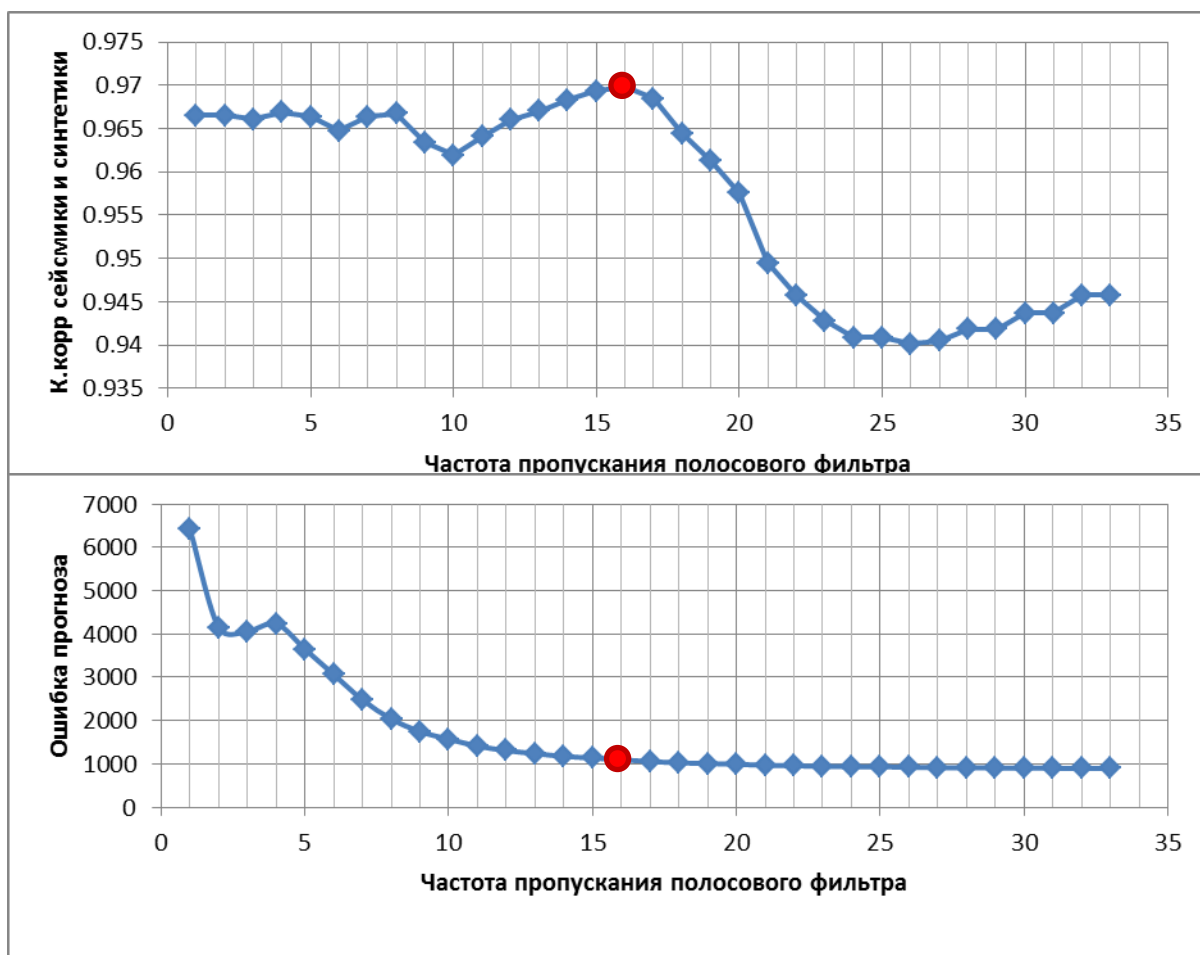


Рис. 5.15 Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма Bandlimited.

Из графиков видно, что максимально достижимая, для этого алгоритма корреляция синтетической и реальной сейсмограмм 0.969, что меньше чем в алгоритмах ModelBased. В связи со всем вышесказанным данный алгоритм так же был признан не оптимальным для работ по инверсии на текущих данных.

Linear Programming Sparse Spike (LPSS). Этот алгоритм не использует фоновую модель для своих целей. Результатом работы алгоритма является

последовательность редких импульсов, представляющих собой изменения акустического импеданса на акустических границах. Эта последовательность подбирается итеративно, в ходе каждой итерации распределение импульсов происходит таким образом, чтобы полученный акустический импеданс соответствовал значениям в скважинах, а с другой стороны, чтобы эта последовательность коэффициентов отражения давала при свертке с импульсом синтетическую трассу максимально приближенную к реальной сейсмике. Оценка оптимальных параметров для данного алгоритма проводилась по тем же параметрам, что и в предыдущих алгоритмах. Результаты приведены на Рис. 5.16.

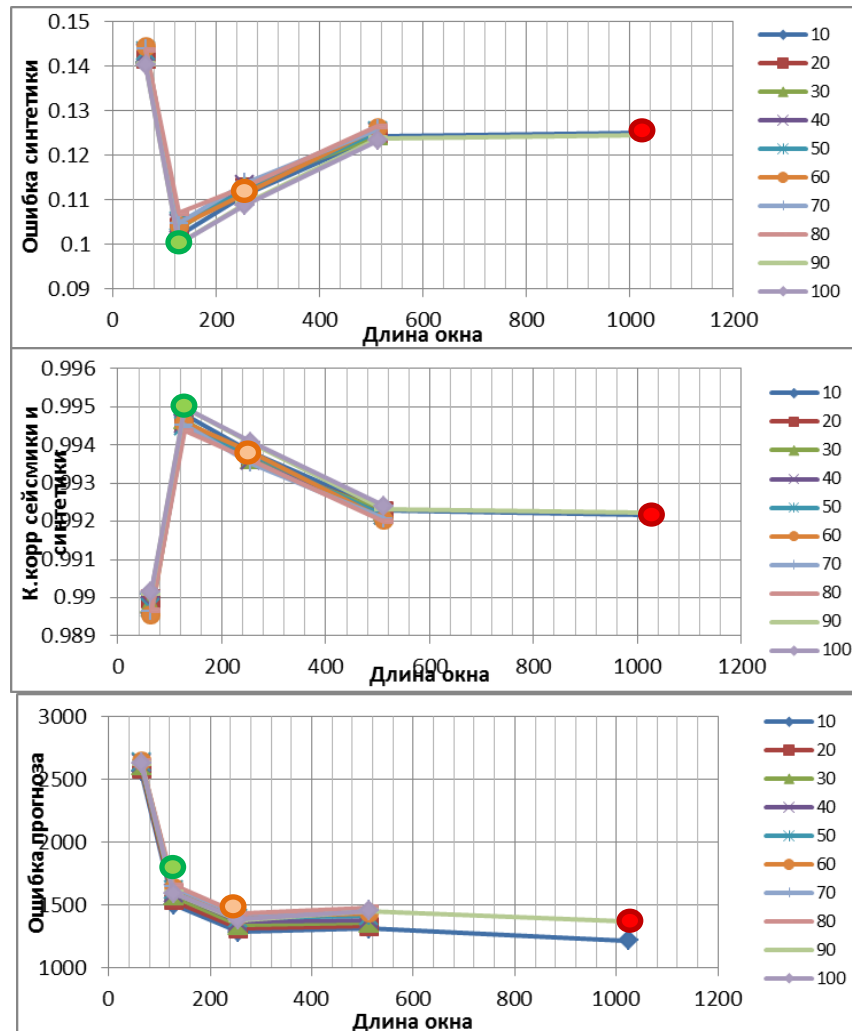


Рис. 5.16 Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма LPSS. (цветом параметр sparseness)

Очевидно, что параметр «разреженности» незначительно влияет на результат инверсии, гораздо более значимый вклад вносит параметр «длина оператора». По результатам оценки алгоритм LPSS оказался очень близок, но хуже, чем алгоритм МВНС. Так ошибка прогноза при этом алгоритме составила 1286,53 (м/с\*г/см<sup>3</sup>) (13% от диапазона изменений свойств), а корреляция сейсмике и синтетике составила 0,993. Было принято решение остановиться на алгоритме ModelBasedHardConstrains.

Указанный выше алгоритм и его настройки были применены к сейсмическому кубу. Контроль качества прогноза АИ – кросс-плоты сопоставлений значений АИ по результатам инверсии в точках скважин со скважинными данными приведен на Рис. 5.17

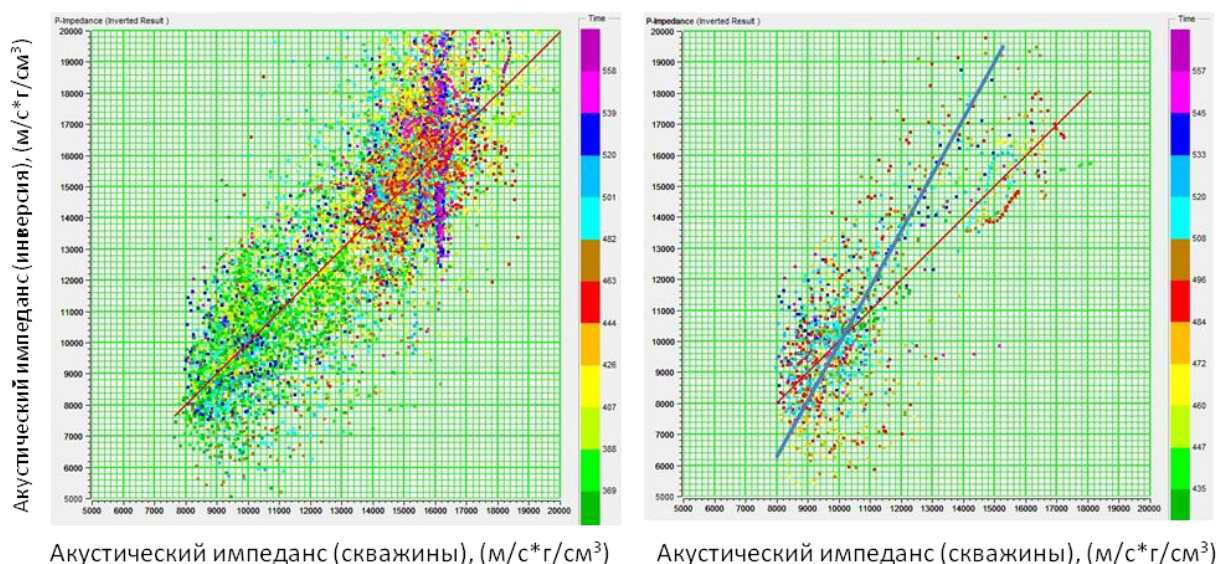


Рис. 5.17 Кросс-плоты сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам инверсии во всем интервале расчета (слева) и в терригенном слое (справа)

Из приведенных кросс-плотов становится очевидной проблема с восстановлением АИ в терригенном слое (правый кросс-плот). Фактический линейный тренд (синяя кривая) проведенный по данным, не соответствует теоретическому линейному тренду (красная кривая), причем для фактических данных наблюдается завышение прогнозных значений АИ по отношению к фактическим. Моделирование сейсмических данных, выполненное в



предыдущей главе, как раз и предсказывало систематическое завышение прогнозных значений по сравнению с реальными.

Для решения проблемы были выполнены расчёты по двум модифицированным методикам инверсии описанным ранее: итеративной методике и методике с использованием блоковой модели.

**Итеративная методика.** Для второй итерации инверсии так же был использован алгоритм МВНС. Были протестированы следующие варианты частоты фоновой модели 0-0-20-30 Гц, 0-0-40-50 Гц, 0-0-60-70 Гц и полная полоса частот сейсмики. Последний вариант был отвергнут сразу же, так как задание куба первой итерации на вход второй итерации без какой либо фильтрации приводит к тому, что на выходе получается тот же самый куб, без каких либо значительных изменений. Причина этого в том, что куб АИ первой итерации уже в достаточной степени удовлетворяет сейсмическому кубу, и для получения требуемого уровня корреляции между синтетикой и сейсмикой изменять его не нужно. Из трех оставшихся вариантов по критерию наилучшей сходимости со скважинными данными был выбран вариант 0-0-60-70 Гц. На Рис. 5.18 приведен кроссплот аналогичным предыдущему.

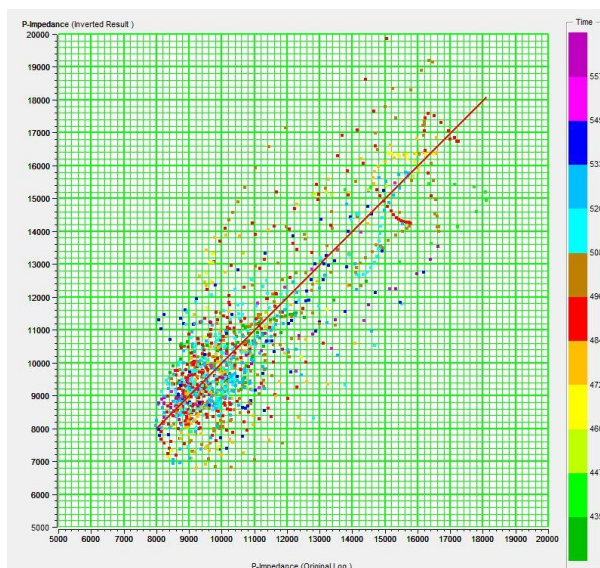


Рис. 5.18 Кроссплот сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам второй итерации инверсии в терригенном слое

После выполнения второй итерации акустической инверсии уровень АИ в акустически аномальном слое стал соответствовать скважинным данным. В случае выполнения двух итераций инверсии дисперсия восстановления АИ практически не изменяется, тогда, как среднее значение импеданса по скважинам начинает соответствовать среднему значению импеданса по результатам инверсии, в отличие от «классической» методики. Восстановление сейсмических данных происходит на том же уровне, что и при использовании одной итерации. На Рис. 5.19 приведен пример последовательного повышения частоты фоновой модели по мере приближения к окончательному решению.

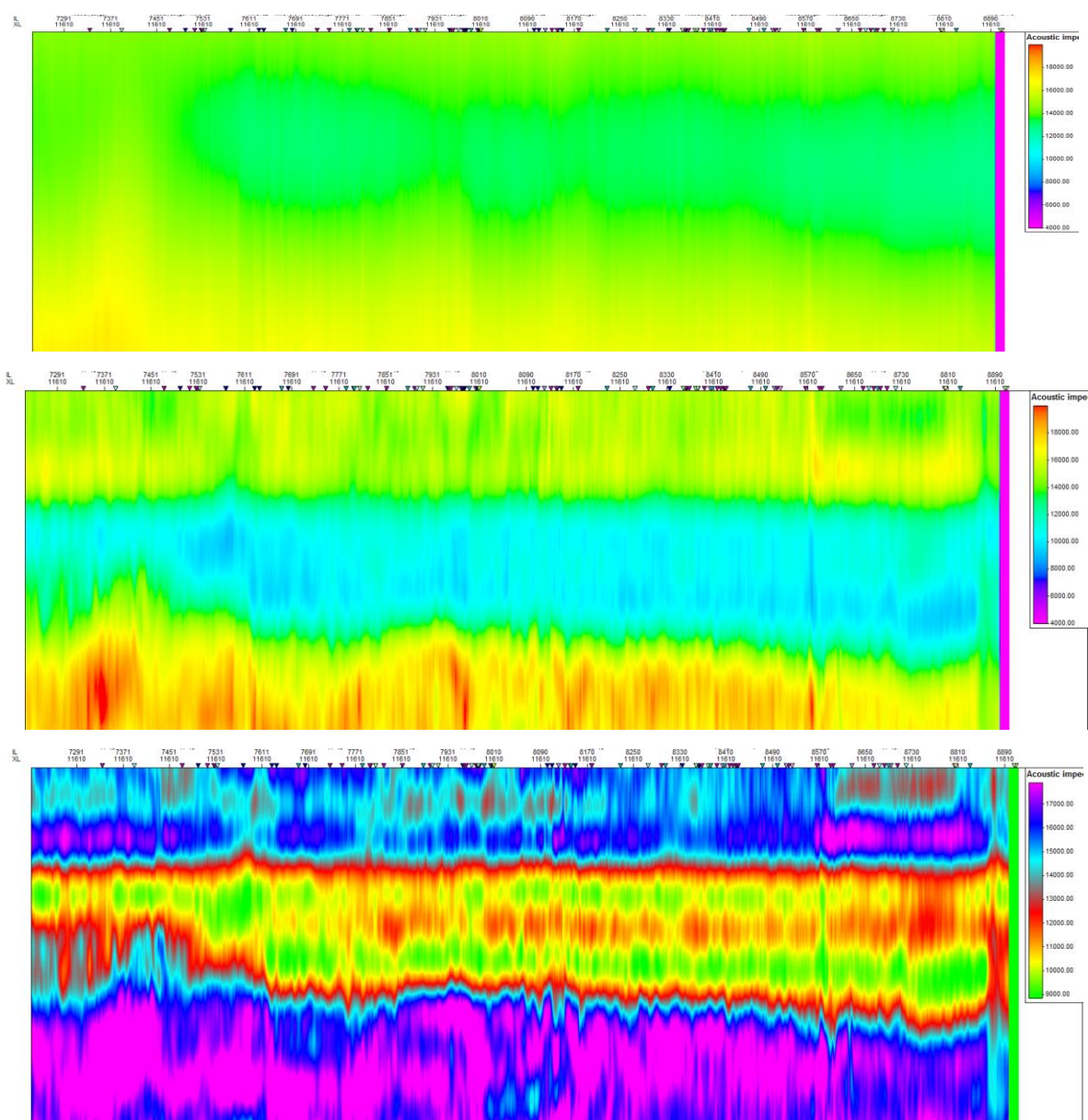


Рис. 5.19 Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному с использованием итеративной методики инверсии.

Вверху итерация фоновая модель первой итерации, в середине модель второй итерации, внизу окончательный результат инверсии

**Блоковая модель.** Моделирование показало, что минимальная общая ошибка восстановления импеданса наблюдается тогда, когда в качестве априорной информации по акустическому импедансу используются средние значения в пласте. Именно поэтому для построения блоковой модели была отобрана скважина, описывающая все пласты терригенного венда и имеющая средние значения импеданса. Разрез блоковой модели представлен на Рис. 5.20. В модели заданы горизонты M2, кровля V<sub>10</sub>, кровля V<sub>13</sub>, глинистая перемычка и кровля коры выветривания.

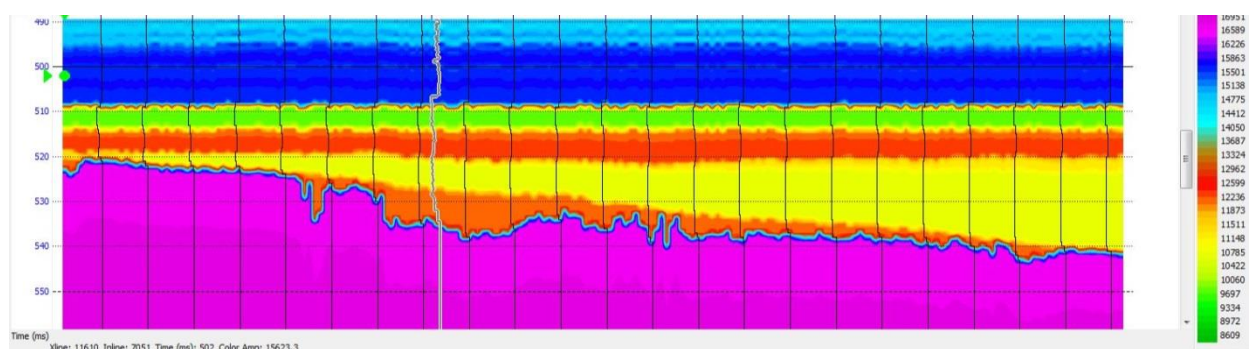


Рис. 5.20 Разрез блоковой модели АИ по кросслайну 11610

Каждый пласт представляет собой блок со средним значением импеданса в скважине, изменяется только геометрия пластов. Каждая граница блоков представляет собой перепад акустических свойств, а, следовательно, охарактеризована каким-то значением коэффициента отражения. Отталкиваясь от такого распределения коэффициентов отражения по площади, алгоритм инверсии изменяет магнитуду и положение коэффициентов отражения таким образом, чтобы итоговая акустическая модель соответствовала реальному волновому полю. Результат инверсии представлен на Рис. 5.21.



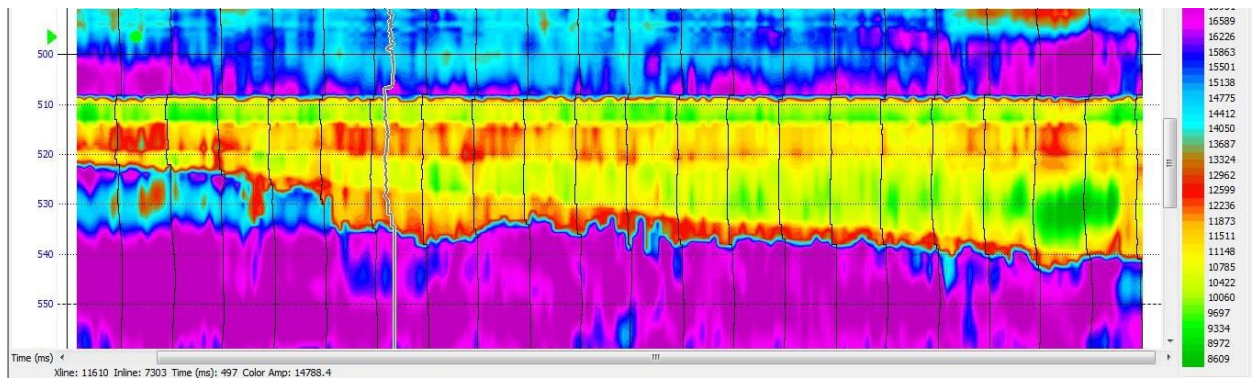


Рис. 5.21 Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному по результатам инверсии с использованием блоковой модели.

Из рисунка видно, что положение основных коэффициентов отражения осталось практически неизменным, тогда как распределение акустических свойств внутри пласта произошло в соответствии с сейсмическими данными.

Таким образом, по данному разделу можно сделать следующие выводы:

- Систематической проблемой для всех методов детерминистической акустической инверсии является завышение прогнозных значений импеданса в интервале акустически-контрастного слоя.
- Существует ряд методик, позволяющих устранить эффект завышения прогнозных значений, в частности метод итеративного приближения модели и метод задания блоковой фоновой модели.
- Задание блоковой фоновой модели, в которой каждая граница блока соответствует отражающему пласту, а пространство между границами заполнено постоянным средним значением акустической жесткости позволяет получить наилучшие прогнозы по детерминистической инверсии. Задание резких границ эквивалентно заданию местоположений основных коэффициентов отражения. Этот шаг позволяет убрать одну из неопределенностей в алгоритме инверсии – поиск положения коэффициента отражения, и сосредоточится на решении задачи подбора его амплитуды.

- Блоковая модель позволяет получить решение инверсии в зоне малых мощностей, где «стандартная» методика инверсии не работает из-за эффекта интерференции.

В подтверждение правильности выводов можно отнести и тот факт, что позднее независимые исследователи получили схожие результаты в своих работах [34]

### 5.3.3. Синхронная детерминистическая инверсия

*Фоновая модель.* Как и в случае с акустической инверсией, для синхронной инверсии используются сейсмические данные с отсутствующей низкочастотной частью спектра (0-15Гц). В связи с этим необходимо дополнять результат инверсии фоновой моделью. Эффективность использования блоковой модели была показана выше, поэтому для синхронной инверсии так же были использованы блоковая методика. Были созданы наборы моделей всех необходимых упругих свойств: P-импеданс,  $V_p/V_s$ , плотность. Примеры разрезов приведены на Рис. 5.22.

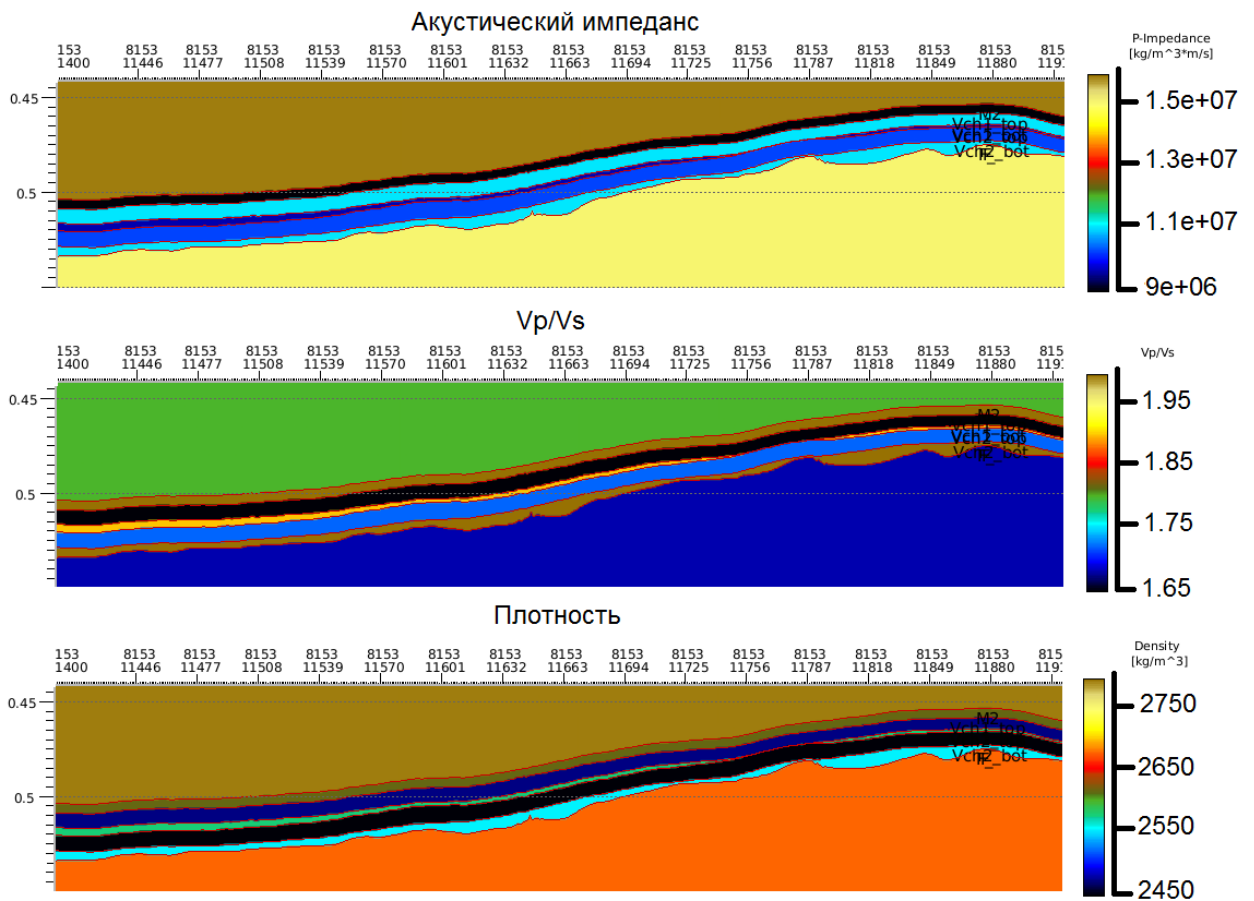


Рис. 5.22 Разрезы по блоковым моделям акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности

*Инверсия.* Алгоритм синхронной инверсии сходен по своему принципу с алгоритмом акустической инверсии, за одним исключением, что в случае синхронной инверсии происходит одновременно подбор трех параметров (Р-импеданс,  $V_p/V_s$  и плотность) по набору из 5 сейсмических кубов различных угловых диапазонов. Результат достигается путем итеративного подбора параметров инверсии до тех пор, пока полученные акустические модели среды не позволят создать синтетические сейсмические кубы, с заданной степенью корреляции, похожие на реальные наблюдаемые данные. На Рис. 5.23 приведены разрезы по результирующим кубам инверсии.



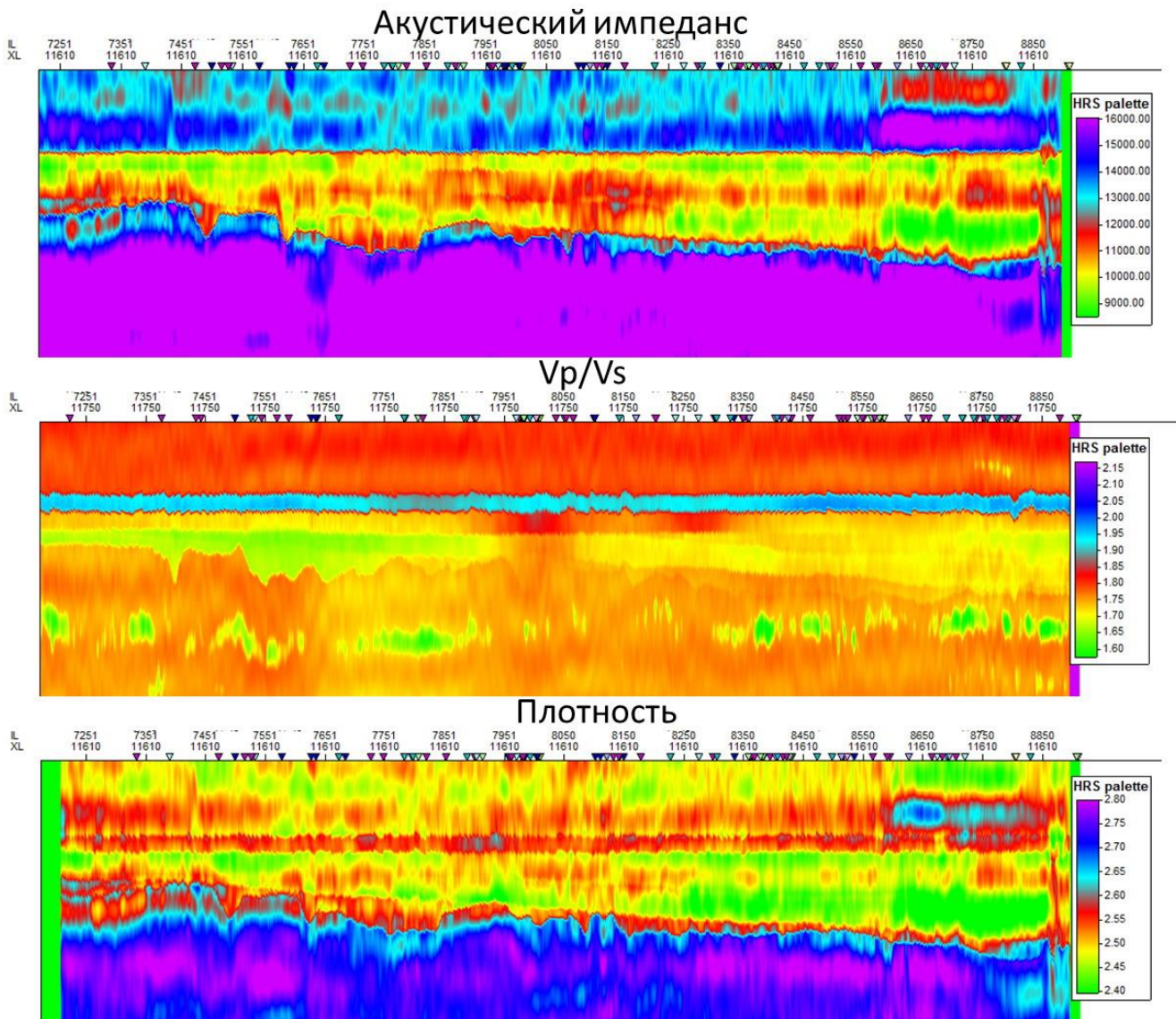
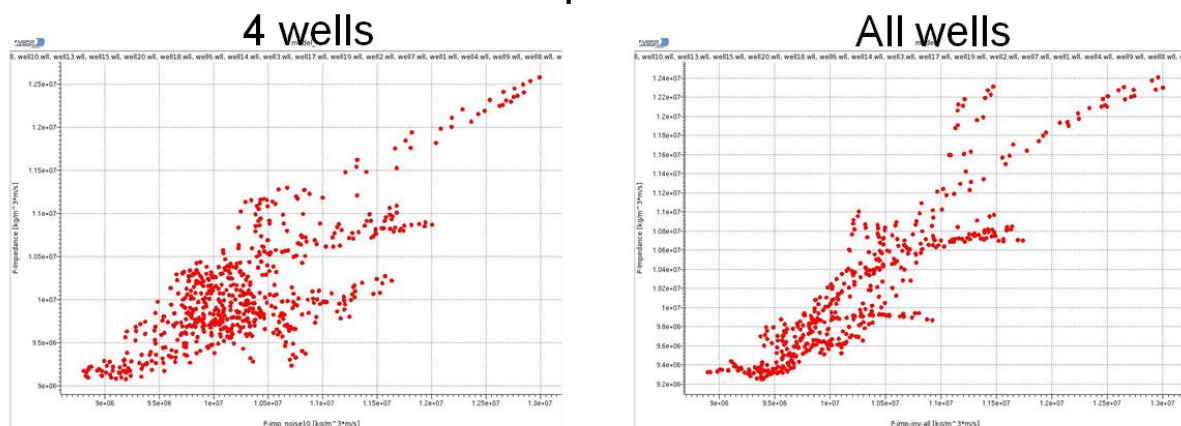


Рис. 5.23 Разрезы по кубам акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности, полученным в ходе синхронной инверсии

Для оценки достоверности инверсии были рассчитаны кросс-плоты (Рис. 5.24) сопоставления реальных кривых упругих свойств, рассчитанных в скважинах и аналогичных параметров, извлечённых с прогнозных кубов.

## P-impedance



## S-impedance

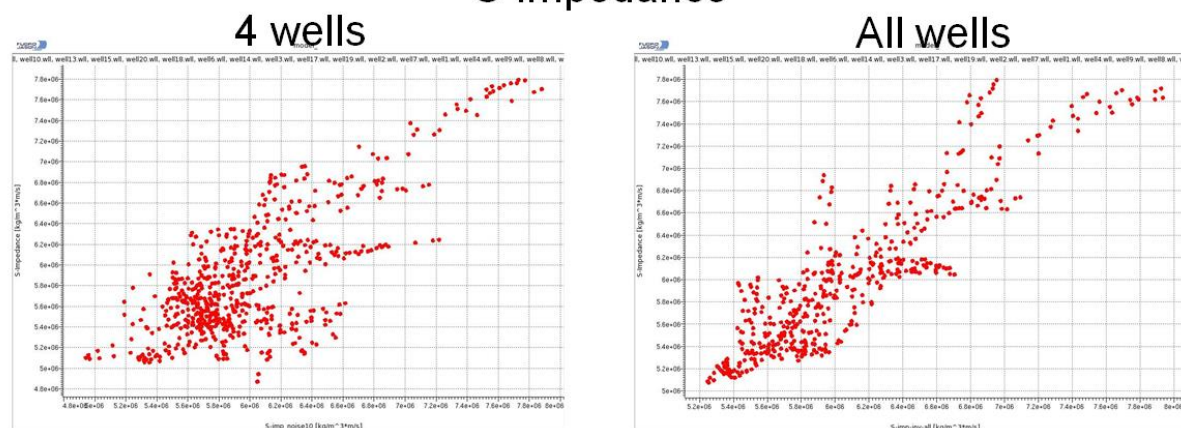


Рис. 5.24 Кросс-плоты зависимостей импеданса по скважинным данным с импедансом по результатам инверсии

### 5.3.4. Акустическая стохастическая инверсия

С технологической точки зрения стохастическая инверсия это процесс схожий со стохастическим геологическим моделированием. Основное отличие между этими двумя процессами в том, что стохастическая инверсия признает реалистичными только те реализации, которые совпадают с наблюдаемым сейсмическим полем. В остальном стохастическая инверсия крайне похожа на геологическое моделирование [80]. Сейсмические данные, каротажные диаграммы, другая априорная информация представляются в виде функций плотности вероятности, соотношение которых в каждой точке дает вероятность искомого значения. В основу работы алгоритма положен Байесовский подход. Отдельные функции плотности вероятности рассматриваются как независимые

данные о некотором событии, объединение которых дает в итоге апостериорную вероятность наступления искомого события. Итоговая апостериорная вероятность наступления события используется в алгоритме MonteCarloMarkovChain, для получения непосредственно реализаций геологической модели. На последнем этапе полученные реализации калибруются реальными сейсмическими данными. Реализации, сходимость которых с сейсмическими данными ниже заданного порога исключаются из дальнейшего процесса работы. В итоге работы алгоритма получаются реализации геологической статистической модели, которые полностью согласованы с реальными геофизическими замерами.

В виду огромной ресурсоемкости, стохастическая инверсия выполнялась на ограниченном участке площади, наиболее характерном с точки зрения описанных в настоящей работе проблем. Часть процедур, такие как подбор импульса, создание каркасной модели и подготовка сейсмических данных, перекликаются с детерминистической инверсией и описаны ранее, поэтому раздел начинается сразу с описания этапов характерных для стохастического алгоритма.

### ***Статистический анализ акустических характеристик целевого интервала.***

Как и в геологическом статистическом моделировании, в стохастической инверсии необходимо подавать на вход всю имеющуюся геологическую и статистическую информацию. Обязательным условием является наличие следующей информации:

- Пропорции литотипов, определенные по скважинным данным
- Гистограммы распределения литотипов в полях упругих параметров. Так как глава посвящена акустической стохастической инверсии, то и разделение будет изучаться в поле акустического импеданса.

- Вариограммы распределения дискретных (литотипы) и непрерывных (упругие свойства пород: импеданс, отношение  $V_p/V_s$ , плотность) по вертикали и латерали
- Критическим важным моментом является репрезентативность выборки данных, по которым набирается статистика

Дополнительно можно задавать априорную геологическую информацию:

- Известные тренды распространения свойств пластов по площади (трещиноватость, насыщенность, фациальная модель)
- Известные уровни ВНК, ГНК, ГВК, при расчете насыщения коллекторов

Условно весь процесс стохастической инверсии можно поделить на три больших этапа:

- накопление статистических данных
- подбор параметров для моделирования упругих свойств среды
- генерация модели с ограничениями по сейсмике и скважинам. Контроль качества.

В анализе статистической информации участвовали все скважины, в которых было выполнено моделирование упругих параметров. Анализ проводился по каждому пласту отдельно, в соответствии со стратиграфическим каркасом геологической модели. В акустической инверсии были изучены следующие данные: акустический импеданс, литология (коллектор, глинистый неколлектор, засоленный неколлектор), пористость. В первую очередь были оценены пропорции литотипов по каждому пласту (Рис. 5.25)

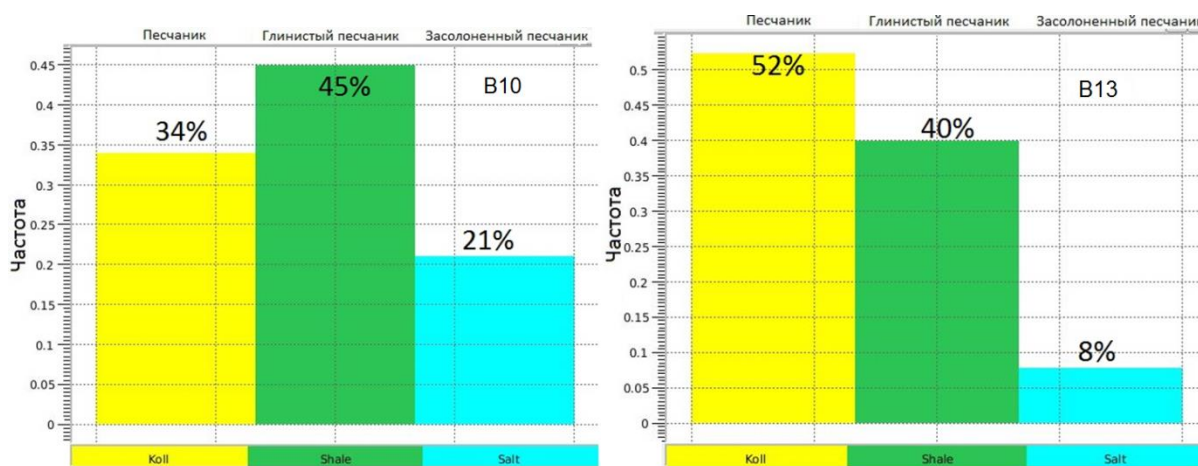


Рис. 5.25 Пропорции литотипов для пластов В<sub>10</sub> и В<sub>13</sub>

Следующий этап набора статистической информации заключался в анализе распределения литотипов в полях упругих параметров. Значительная часть этой работы была выполнена на этапе петрофизического обоснования возможности выполнения стохастической инверсии. В данной главе основной упор сделан на математическое описание этих распределений в виде функций плотности вероятностей, с тем, чтобы можно было включить эти данные в алгоритм инверсии.

В акустической стохастической инверсии доступен только один упругий параметр, в поле которого можно выполнять все работы – это акустический импеданс. Другие параметры обращаются в 0, из-за того, что рассматривается только вертикальное падение упругой волны. Соответственно и гистограммы анализировались только в поле акустического импеданса. Гистограммы распределения для пласта В<sub>10</sub> приведены на Рис. 5.26.



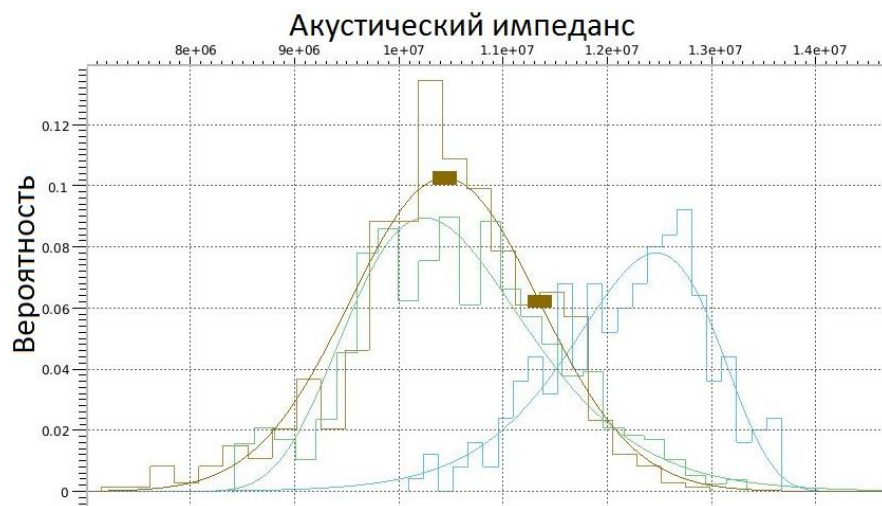


Рис. 5.26 Функции плотности вероятности в поле акустического импеданса  
( $B_{10}$ )

Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль

Существует правило, согласно которому стохастическая инверсия может выполняться для тех литотипов, которые разделяются между собой не величиной не менее двух стандартных отклонений. Разделение между литотипами «засолоненный неколлектор» и ближайшим к нему «коллектор» составляет 2.11.

Аналогичные функции были построены и для пласта  $B_{13}$  (Рис. 5.27)

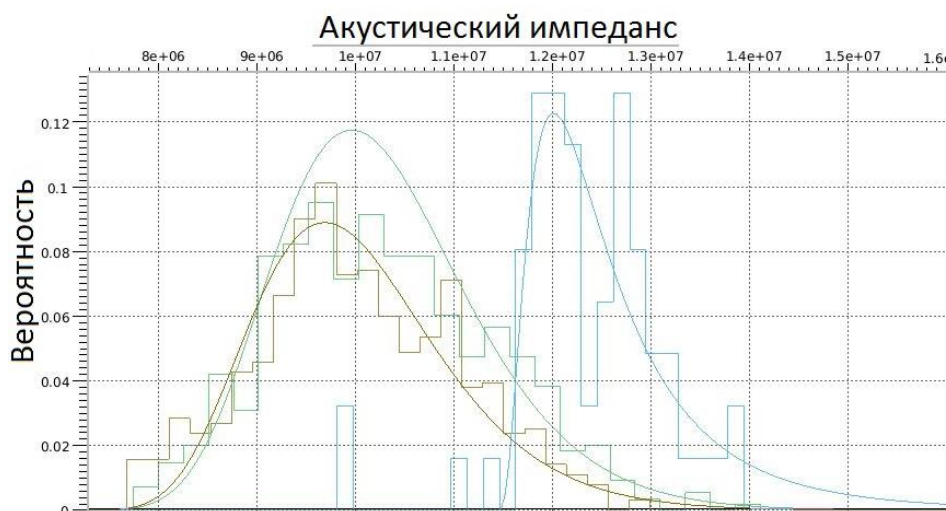


Рис. 5.27 Функции плотности вероятности в поле акустического импеданса  
( $B_{13}$ )

Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль



Минимальное разделение для пласта  $V_{13}$  составляет 2,29 стандартных отклонения.

Исходя из информации выше, можно сделать вывод, что в рамках акустической инверсии возможно выделение только литотипа «засолоненный неколлектор» на фоне всех остальных. Было принято решение об объединении литотипов «глинистый неколлектор» и «коллектор» в один литотип, под названием «все остальные литотипы»

Заключительным шагом сбора статистики стал вариограммный анализ скважинных данных (для создания вертикальных вариограмм) и сейсмических данных (для создания горизонтальных вариограмм). Оценивались вариограммы для дискретных и непрерывных параметров.

Для расчёта вертикальных вариограмм дискретного свойства была использована кривая литологии по РИГИС. Стоит отметить, что для литотипа засолоненный неколлектор количество анализируемых пар точек достаточно низкое, поэтому вариограммы уточнялись после расчёта итерации с учетом соответствия размеров тел в скважинах и размеров сгенерированных тел. Оценивать латеральную вариограмму по скважинным данным в условиях высокой изменчивости пласта ВЧ некорректно. Латеральные вариограммы оценивались по результатам детерминистической инверсии. Вариограммы для дискретных параметров приведены на Рис. 5.28.

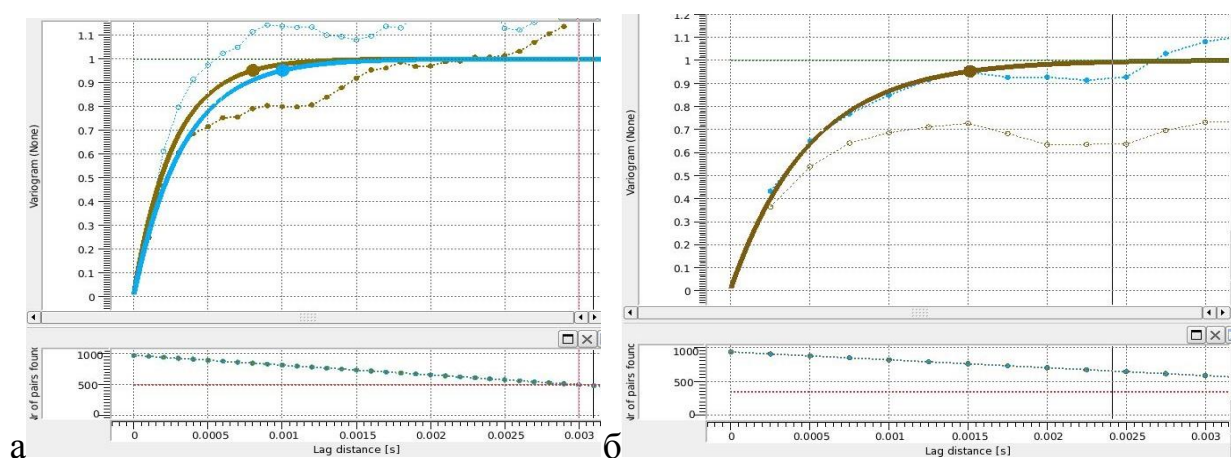


Рис. 5.28 Вертикальные вариограммы для дискретных параметров (литотипы) для пласта  $V_{10}$  (а) и пласта  $V_{13}$  (б)

В качестве данных для оценки вариограмм непрерывных свойств были использованы каротажные кривые акустического импеданса (вертикальные вариограмм (Рис. 5.29, Рис. 5.30) а) и карты акустического импеданса по результатам детерминистической инверсии (латеральная вариограмма)

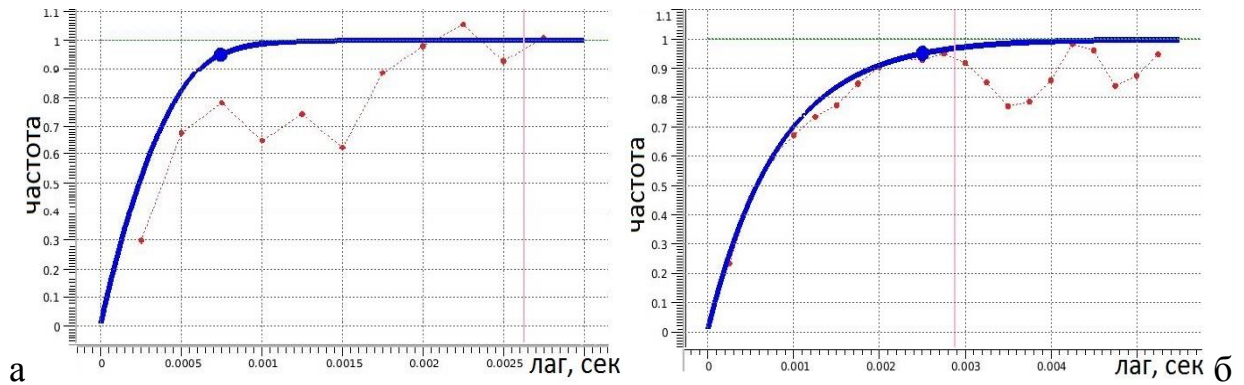


Рис. 5.29 Вертикальные вариограммы для непрерывных параметров (Акустический импеданс) для пласта В<sub>10</sub> для литотипа «засолоненный неколлектор» (а) и для литотипа «все остальные литотипы» (б)

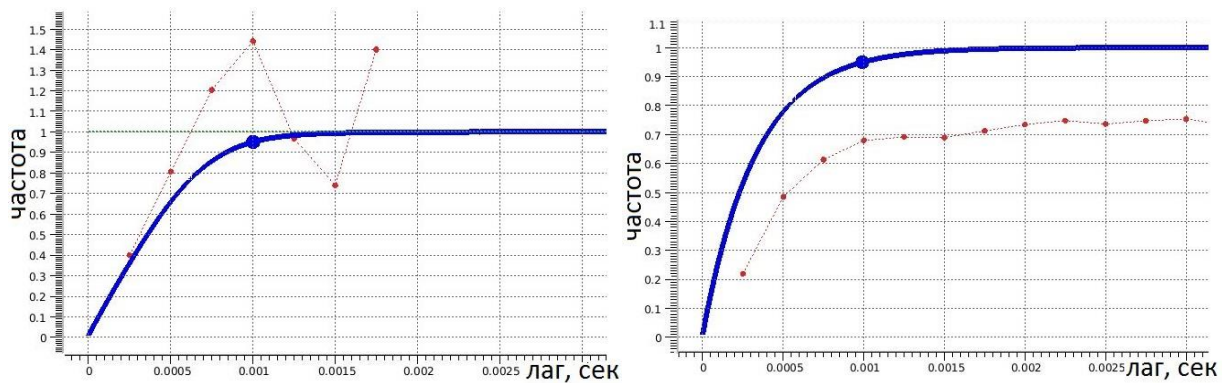


Рис. 5.30 Вертикальные вариограммы для непрерывных параметров (Акустический импеданс) для пласта В<sub>13</sub> для литотипа «засолоненный неколлектор» (а) и для литотипа «все остальные литотипы» (б)

Как сказано выше, горизонтальные вариограммы оценивались по результатам детерминистической инверсии. Так для вариограммы непрерывных свойств была использована карта акустического импеданса Рис. 5.31

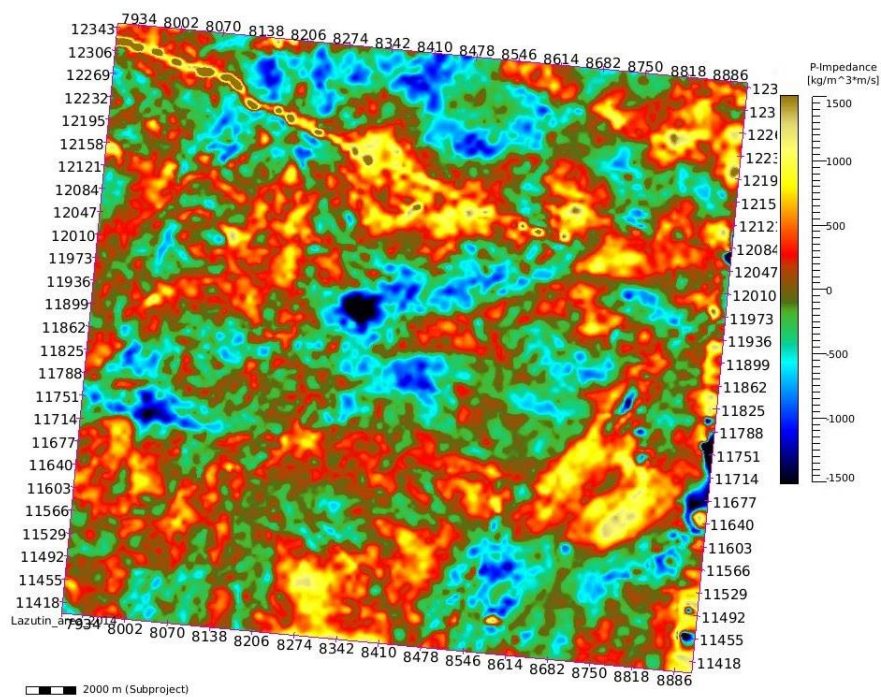


Рис. 5.31 Карта акустического импеданса после устранения тренда по пласту  $V_{10}$

Рассчитанная по этой карте вариограмма приведена на Рис. 5.32

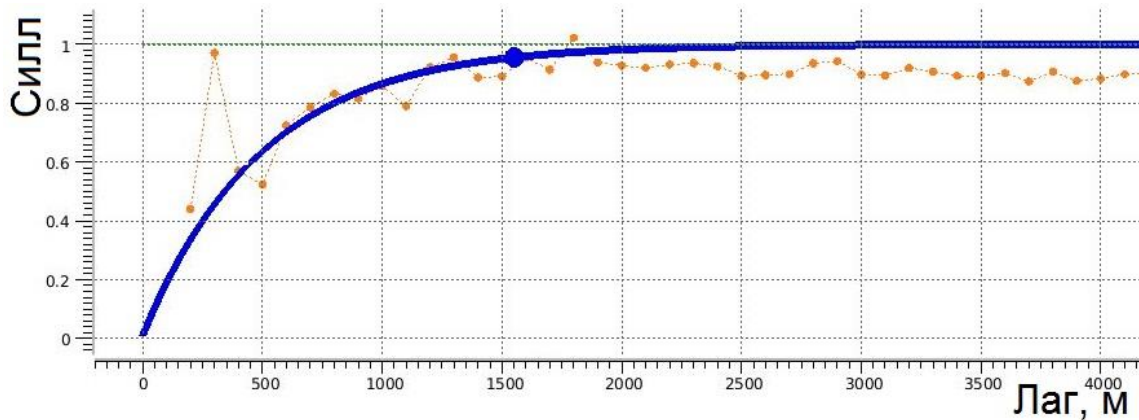


Рис. 5.32 Вариограмма по карте акустического импеданса после устранения тренда по пласту  $V_{10}$

Аналогичные процедуры были проделаны и для пласта  $V_{13}$ . Карта акустического импеданса пласта  $V_{13}$  приведена на Рис. 5.33



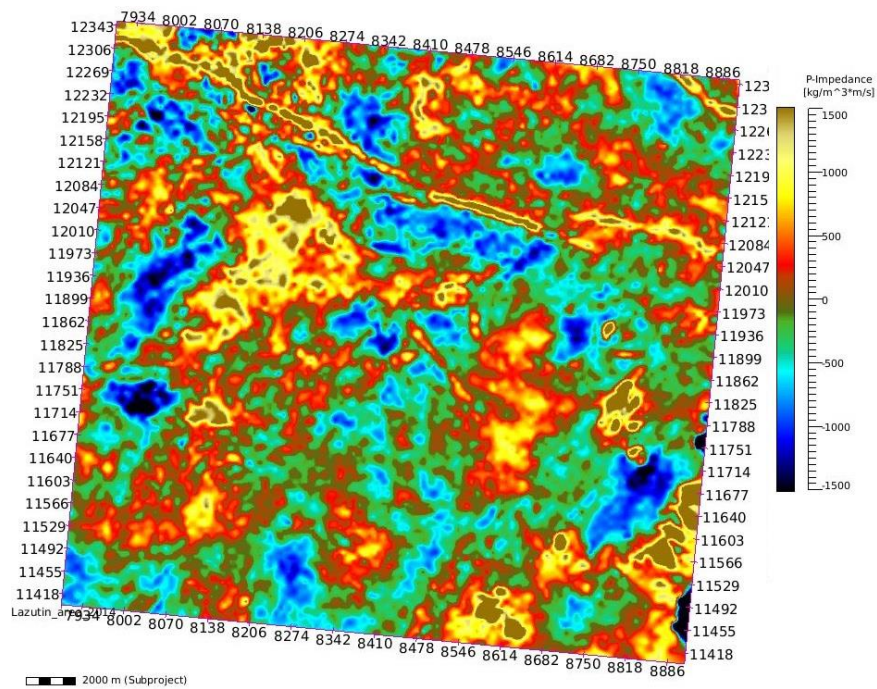


Рис. 5.33 Карта акустического импеданса после устранения тренда по пласту  $V_{13}$

И вариограмма для нее (Рис. 5.34)

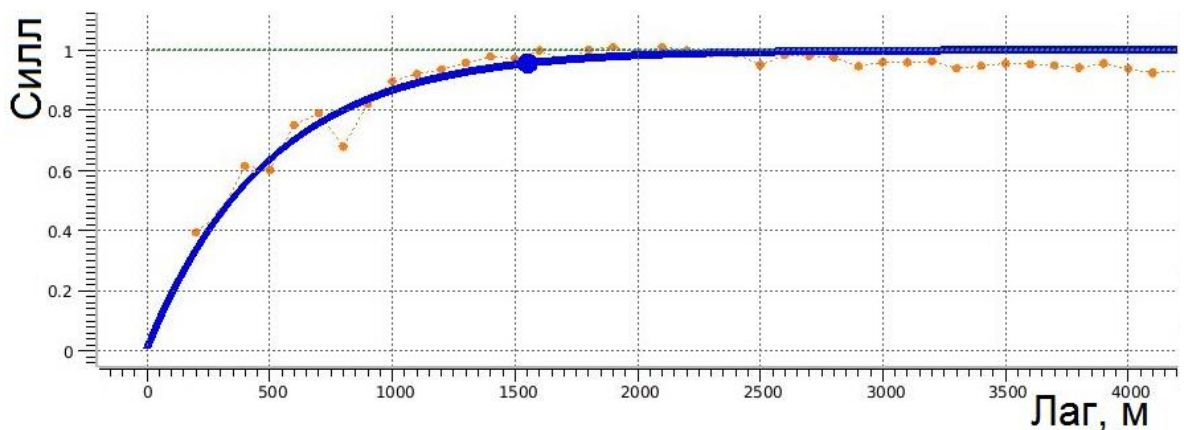


Рис. 5.34 Вариограмма по карте акустического импеданса после устранения тренда по пласту  $V_{13}$

*Расчёт куба акустического импеданса.* Имея результаты статистического анализа всех входных данных можно переходить непосредственно к стохастической инверсии. Для простоты понимания ниже приведена блок-схема стохастической инверсии в программном комплексе FugroJason (Рис. 5.35).

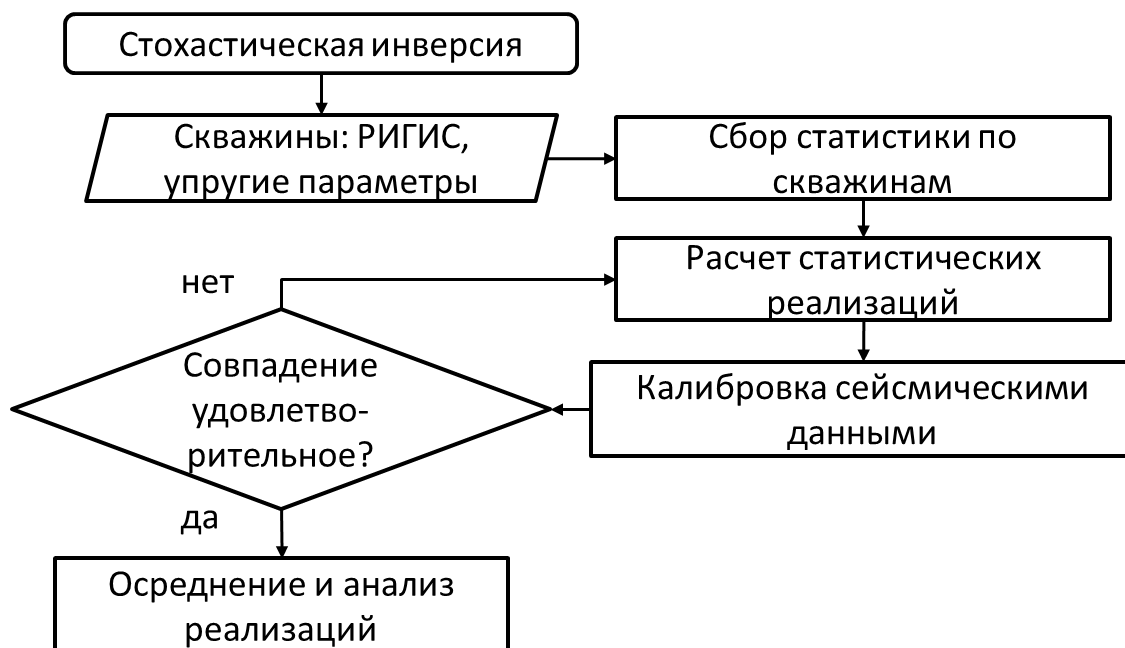


Рис. 5.35 Блок-схема стохастической инверсии

Согласно данной схеме все реализации, сгенерированные в ходе стохастических расчётов, проходят проверку на сходимость с сейсмическими данными. Ключевой момент в этом этапе - создание модели АИ, синтетическая сейсмограмма по которой была бы максимально схожа с реальной сейсмикой. Соотношение сигнал/шум задается в децибелах, которые затем пересчитываются в постоянное значение стандартных отклонений сейсмике по формуле:

$$dB_{\text{target}} = 20 * \log_{10} \left( \frac{\sigma_{\text{seismic}}}{\sigma_{\text{noise}}} \right) \quad (5.1)$$

Данный параметр фактически является граничным значением для алгоритма инверсии, достигнув которого программа перестает искать решение, считая соответствие синтетической и реальной сейсмограмм приемлемым. Этапом контроля качества реализаций является сопоставление синтетической волновой картины по каждой реализации с реальной сейсмической записью.

На Рис. 5.36 показан разрез сейсмических амплитуд по композитному профилю через несколько скважин и зону без скважин, и аналогичный разрез невязок между реальной и синтетической волновой картиной.

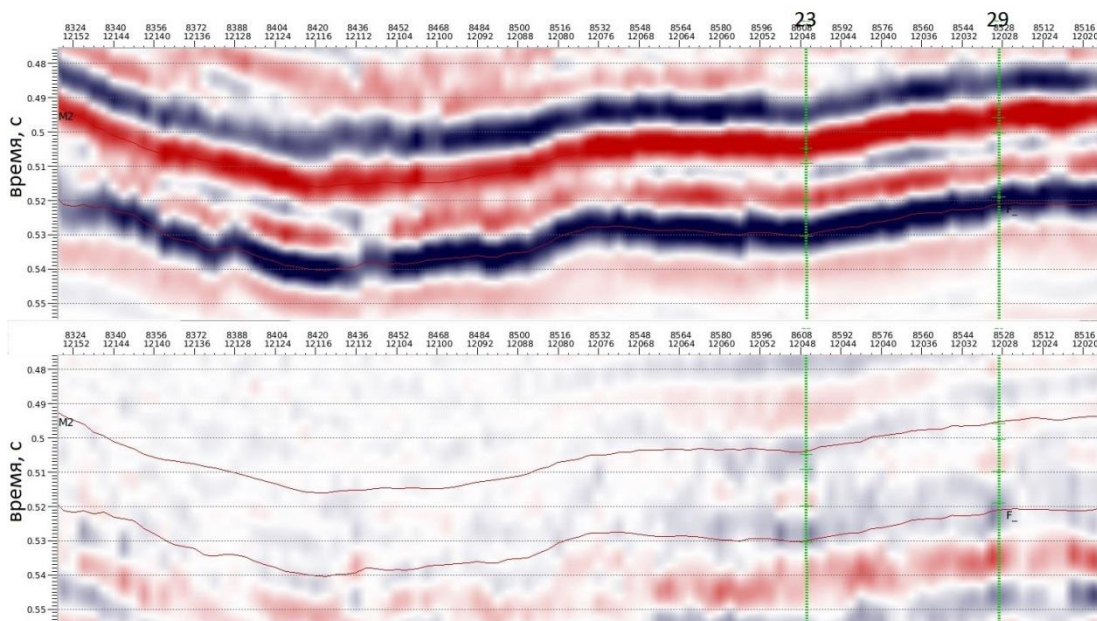


Рис. 5.36 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и невязок между синтетикой и сеймикой (внизу)

На этом рисунке можно выделить условно две зоны с различными значениями невязок:

1. Зона целевого интервала без участия скважин
2. Зона целевого интервала с подсадкой на скважины

Первая зона характеризуется самым лучшим качеством восстановления сейсмического разреза. Соотношение сигнал/шум в этой области крайне высокое и может изменяться в диапазоне 8-20 раз. Эти цифры говорят о хорошем соответствии сейсмических и синтетических данных. Вторая зона так же относится к целевому интервалу, но здесь акустическая модель среды повторяет акустическую характеристику разреза, полученную из скважинных данных. Соотношение сигнал/шум здесь падает, из-за того, что скважинные данные не полностью соответствуют сейсмическим данным. Фактические значения этого параметра лежат в диапазоне 3.5-12. Это так же достаточно высокий показатель, который позволяет говорить о высоком уровне соответствия модели и сейсмических данных. Кроме этого на разрезе невязок, в области целевого интервала, отсутствуют протяженные оси синфазности,



которые бы свидетельствовали об исключении из модели части геологической информации.

Таким образом, контроль стохастических реализаций показал пригодность их использования в дальнейшей работе. После того, как были определены оптимальные настройки для алгоритма инверсии, было создано 50 реализаций модели распространения литотипа «засолоненный неколлектор» и соответствующей модели упругих свойств пластов в трехмерном пространстве. Положение того или иного литотипа меняется в зависимости от итерации, однако все итерации имеют одинаковую вероятность. Именно из-за этого факта имеет смысл усреднить все рассчитанные реализации для получения куба среднего акустического импеданса.

$$A = \frac{\sum_1^n Xi}{N} \quad (5.2)$$

На Рис. 5.37 приведено осреднение реализаций по параметру акустический импеданс.

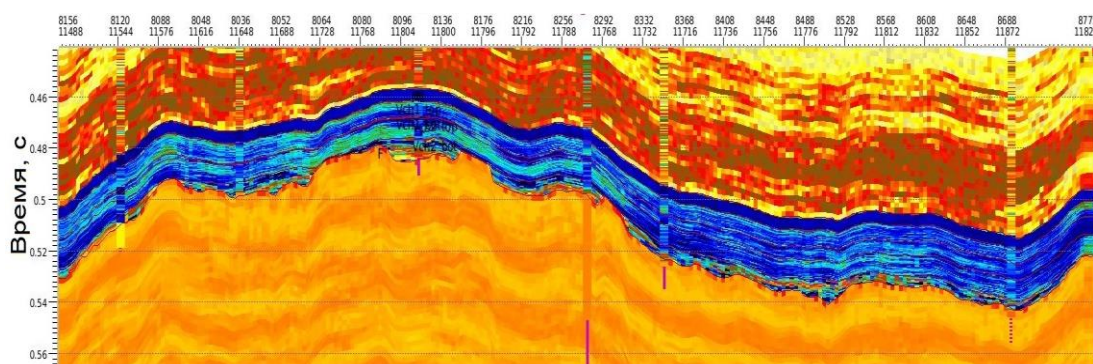


Рис. 5.37 Разрез акустического импеданса по результатам стохастической инверсии с нанесенными скважинами

В целом можно говорить о хорошем соотношении прогнозных и фактических значений. Акустический импеданс по стохастической инверсии лежит в том же диапазоне, что и скважинные данные, тогда как значения детерминистической инверсии имеют некоторое завышение. Кроме того, результат стохастической инверсии более разрешен, даже несмотря на процедуру осреднения. Пожалуй, самое важное отличие детерминистики от

стохастики – это контрастность решения. Стохастическая инверсия может иметь неограниченную контрастность решения в двух соседних ячейках, что является ключевым фактором для успешного прогноза свойств в условиях перехода от карбонатных пород к терригенным. Аналогичное сопоставление по скважинам приведено на Рис. 5.38

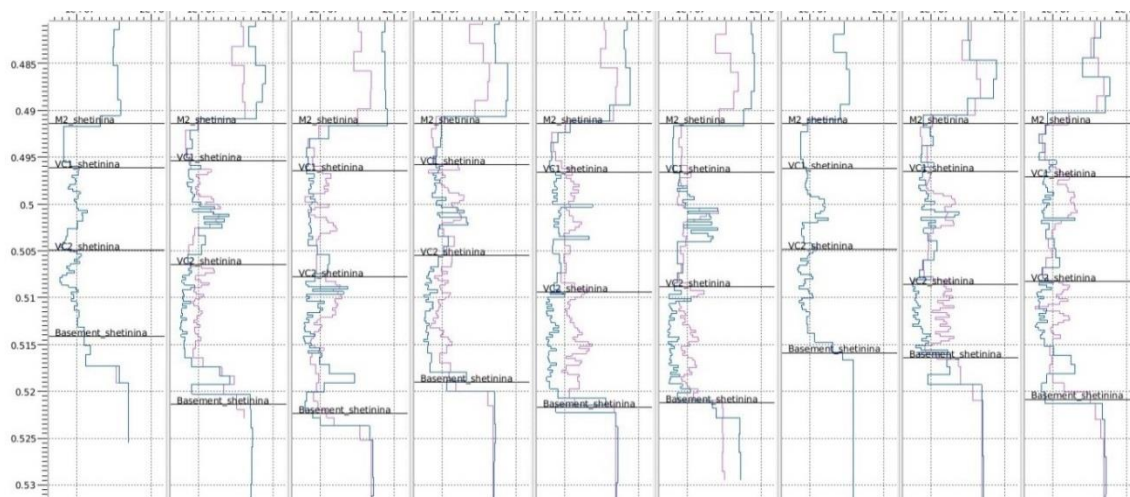


Рис. 5.38 Сопоставление контрольной и прогнозной кривых АИ по контрольным скважинам

Восстановление кривых в скважинах происходит достаточно уверенно. Основные погрешности восстановления приурочены к пласту  $B_{13}$ , в этих местах возможно завышение прогноза АИ (увеличение количества засоленного неколлектора) по сравнению с фактом. Восстановление АИ в пласте  $B_{10}$  происходит практически без искажений, не смотря на то, что ни одна скважина не участвует в построениях.

### 5.3.5. Синхронная стохастическая инверсия

Статистический анализ упругих характеристик целевого интервала. Из теории упругих волн следует, что при любом угле падения акустической волны на границу раздела двух сред, кроме нормального, энергия падающей волны разделяется на продольную и поперечную составляющие [35]. Таким образом, использование сейсмических данных с различными углами падения волны

позволяет восстановить информацию об упругом импедансе (импеданс продольной и поперечной волн) и плотности.

*Функции плотности вероятности.* В главе посвященной петрофизическому моделированию уже была затронута тема разделения литологии в полях упругих параметров. В данной главе будут рассчитаны функции плотности вероятности (ФПВ) этого разделения, которые можно будет включить в общую процедуру инверсии.

Было установлено, что разделение в поле упругих параметров, а, следовательно, и предпосылки к прогнозу, имеют следующие литотипы: «Коллектор», «заглинизированный неколлектор», «засолоненный неколлектор». Разделение происходит в полях продольного импеданса, соотношения  $V_p/V_s$  и плотности.

Как было указано в разделе, посвященном созданию каркасной модели, для инверсии использовались трендовые модели упругих свойств, которые задавали среднее значение для каждого пласта. Стохастическая инверсия выполнялась «на невязках». Это означает, что по каждой скважине рассчитывалась кривая разницы между фактическим упругим параметром (продольный импеданс, плотность или  $V_p/V_s$ ) и средним значением, таким образом, получалась кривая невязок. После чего оценивалась дисперсия этих невязок и задавалась как ФПВ для инверсии.

На Рис. 5.39 приведены ФПВ разделения литологии в полях упругих параметров для пласта  $B_{10}$

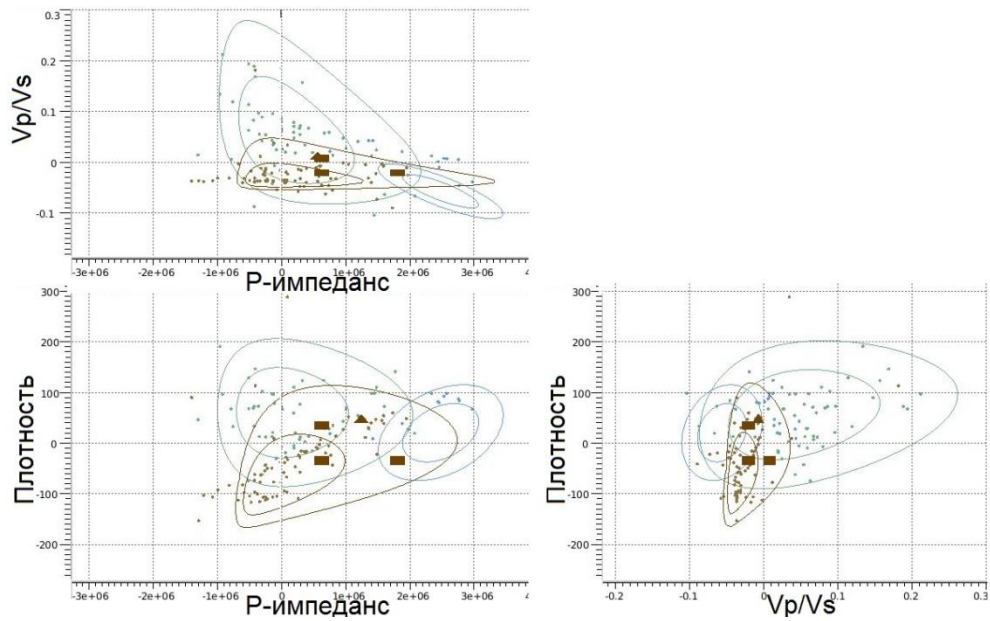


Рис. 5.39 Функции плотности вероятности невязок в полях Р- импеданса, отношения  $V_p/V_s$  и плотности, 3 литотипа ( $B_{10}$ )  
Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль

И аналогичные ФПВ для пласта  $B_{13}$  (Рис. 5.40)

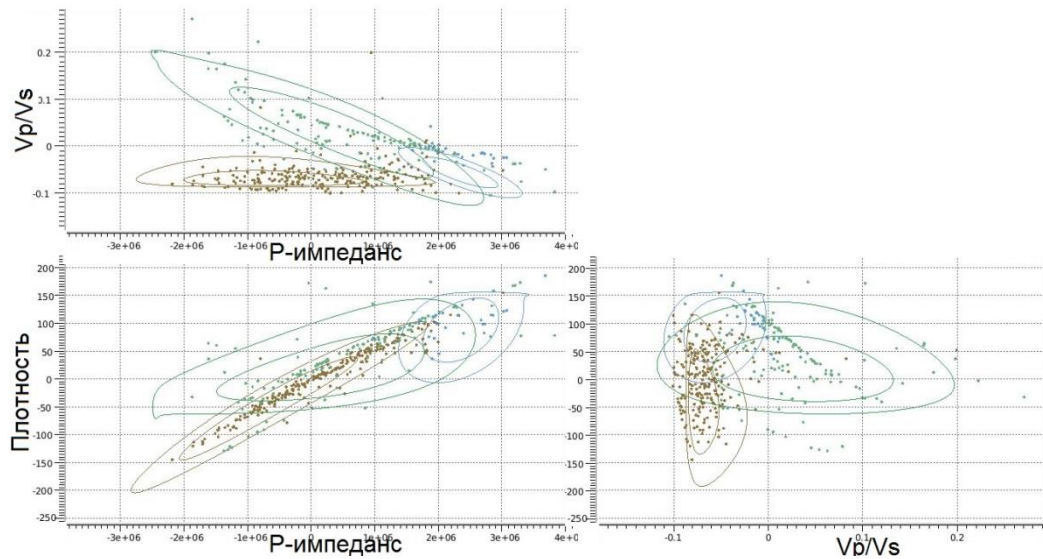


Рис. 5.40 Функции плотности вероятности невязок в полях Р- импеданса, отношения  $V_p/V_s$  и плотности, 3 литотипа ( $B_{13}$ )  
Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль

В обоих случаях разделение литологии в интересующих нас параметрах достаточное для прогноза.

**Вариограммный анализ.** Расширение списка литотипов до 3-х так же создало необходимость пересмотреть вертикальные ранги вариограмм. Вертикальные вариограммы для дискретных свойств имеют следующий вид (Рис. 5.41 и Рис. 5.42)

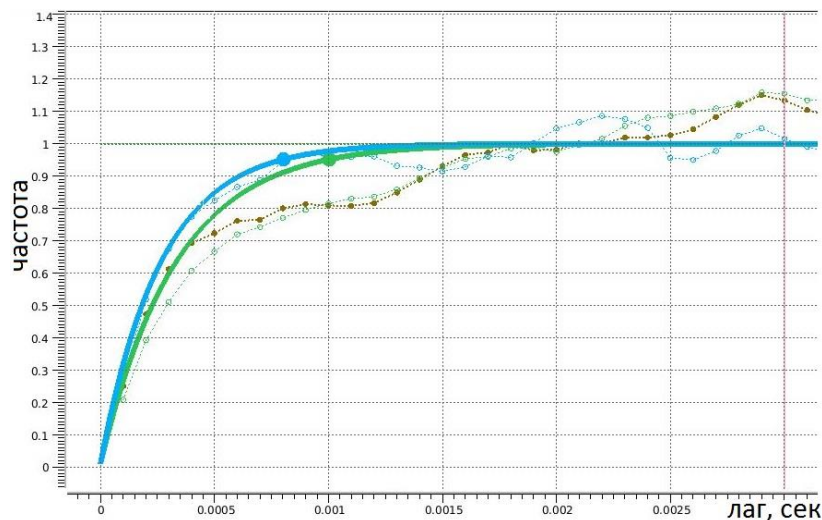


Рис. 5.41 Вертикальные вариограммы для литологии, пласт В<sub>10</sub>

Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль

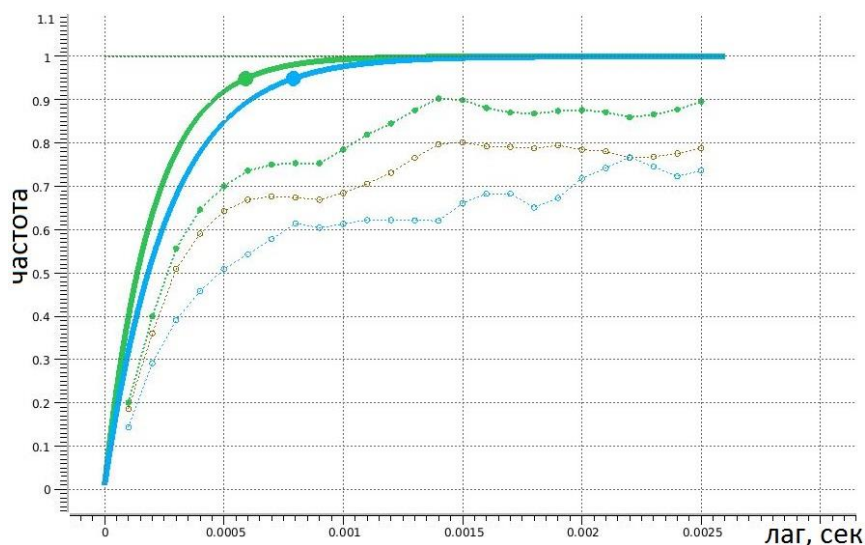


Рис. 5.42 Вертикальные вариограммы для литологии, пласт В<sub>13</sub>

Желтым – коллектор, зеленым – глина, синим – соль

В целом размеры вертикальных вариограмм хорошо согласуются с аналогичными данными по акустической стохастической инверсии.

Для анализа непрерывных свойств были использованы кривые ГИС: скорость пробега продольной волны, скорость пробега поперечной волны, плотность. Вариограммы, полученные по этим данным, приведены на Рис. 5.43



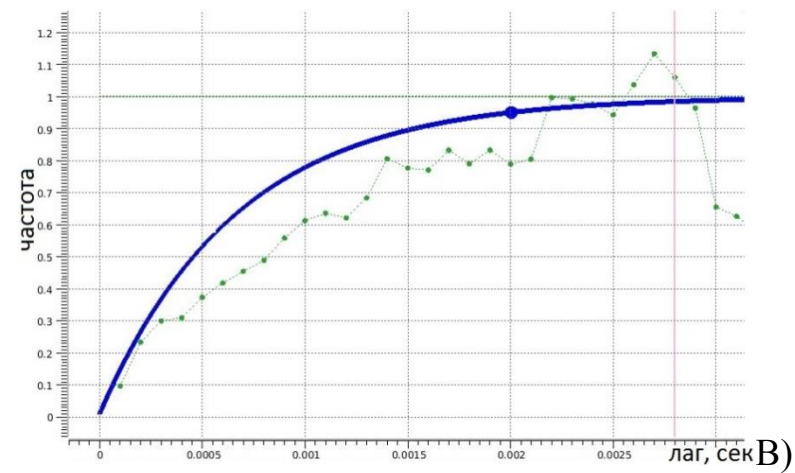
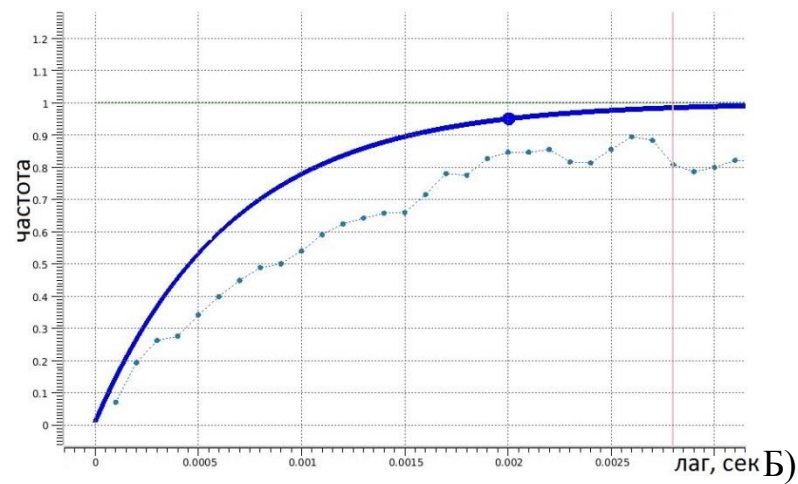
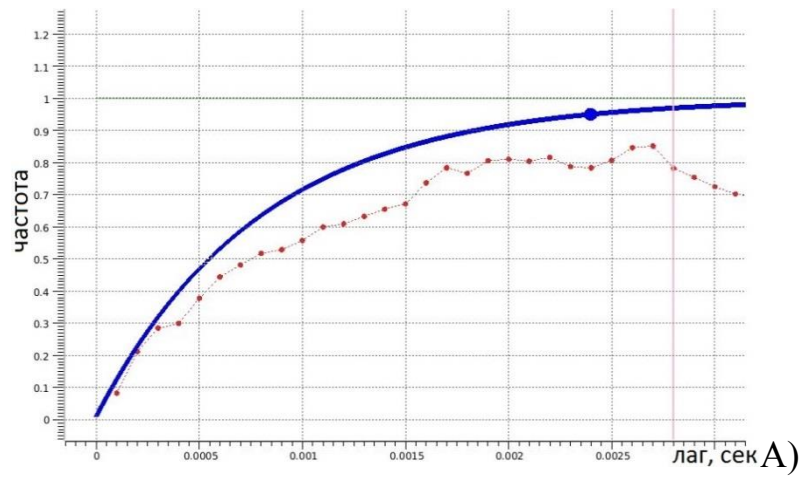


Рис. 5.43 Вертикальные вариограммы непрерывных свойств для пласта В<sub>10</sub>  
 Продольный импеданс (А), поперечный импеданс (Б), плотность (В)

Для пласта В<sub>13</sub> вариограммы непрерывных свойств приведены на Рис. 5.44



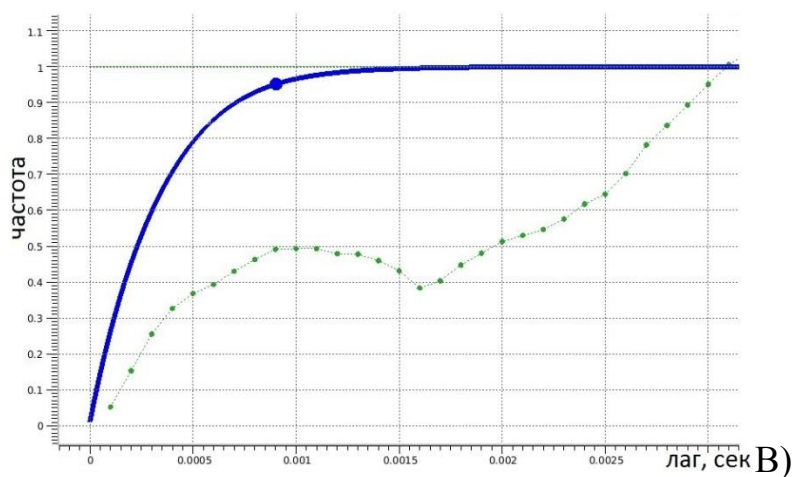
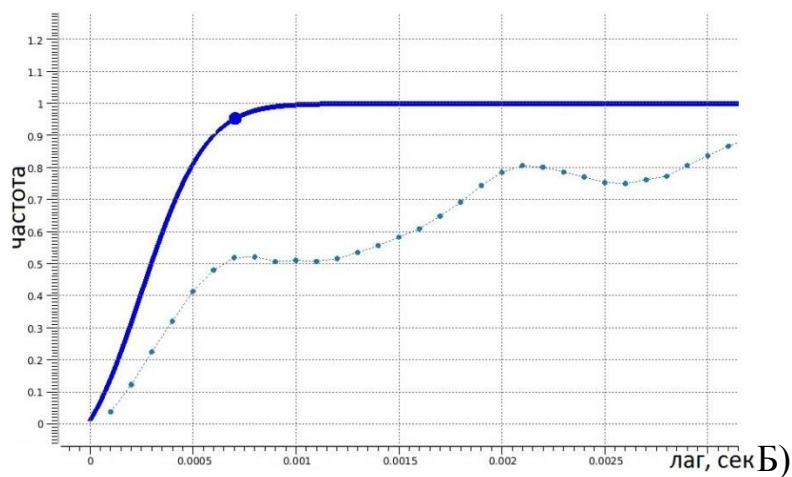
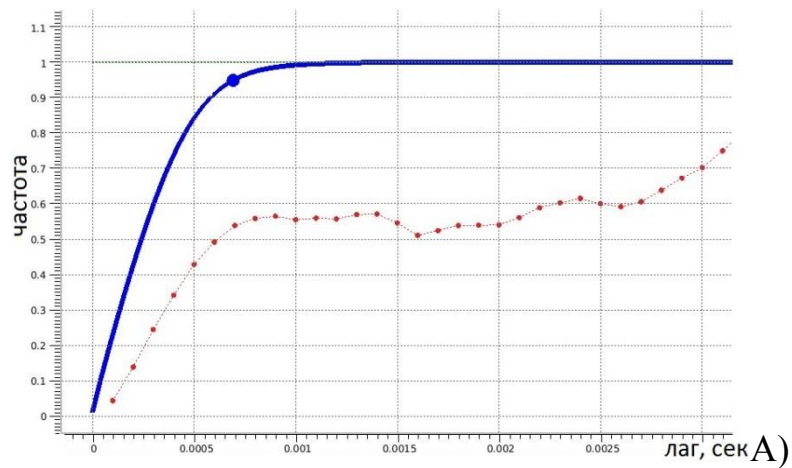


Рис. 5.44 Вертикальные вариограммы непрерывных свойств для пласта В<sub>13</sub>

Горизонтальные вариограммы использовались те же, что и в акустической инверсии.

**Расчёт кубов.** Расчёт кубов упругих параметров в синхронной инверсии происходит по схеме, аналогичной схеме на Рис. 5.35, с той лишь разницей, что полученные реализации согласуются не с суммарным кубом, а с пятью частично кратными кубами различных угловых диапазонов.

На Рис. 5.45 - Рис. 5.49 приведены сопоставления разрезов амплитуд записи с разрезами амплитуд остаточных невязок. Общий принцип оценки следующий: чем больше разница между разрезами, тем точнее подобрана акустическая модель среды.

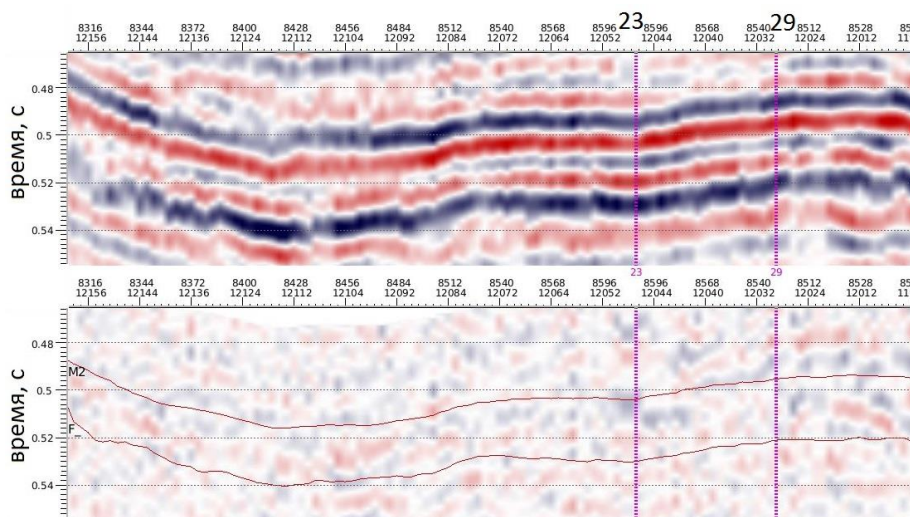


Рис. 5.45 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона  $6^{\circ}$ - $14^{\circ}$

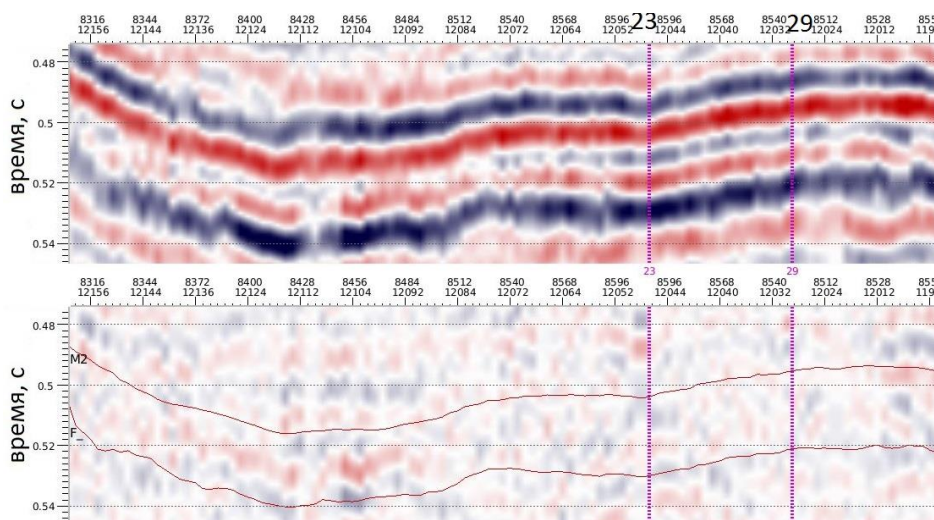


Рис. 5.46 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона  $14^{\circ}$ - $20^{\circ}$

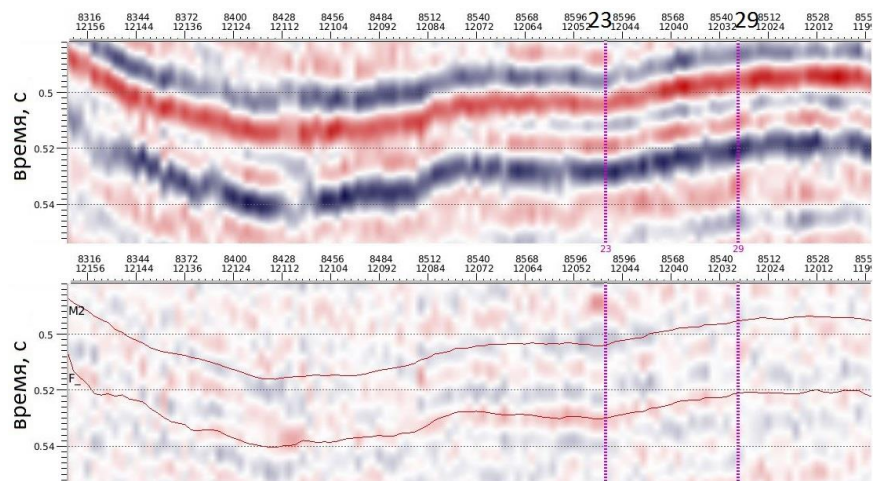


Рис. 5.47 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона  $20^{\circ}$ - $24^{\circ}$

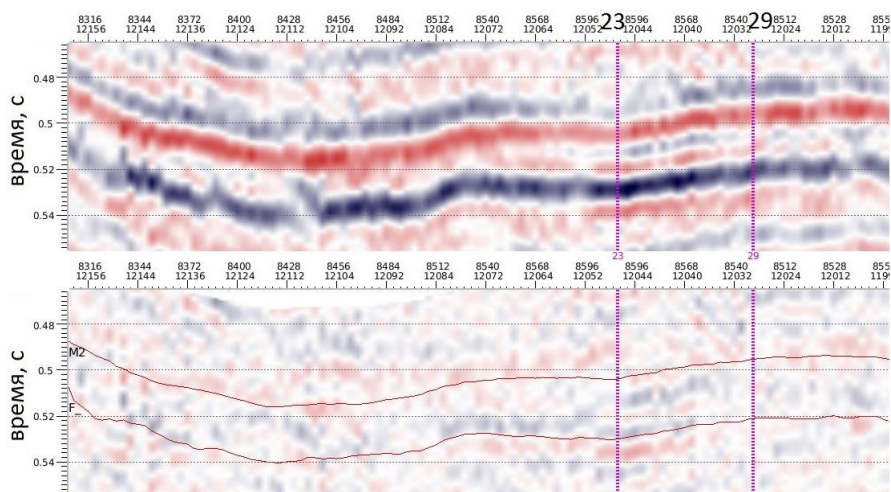


Рис. 5.48 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона  $24^{\circ}$ - $28^{\circ}$

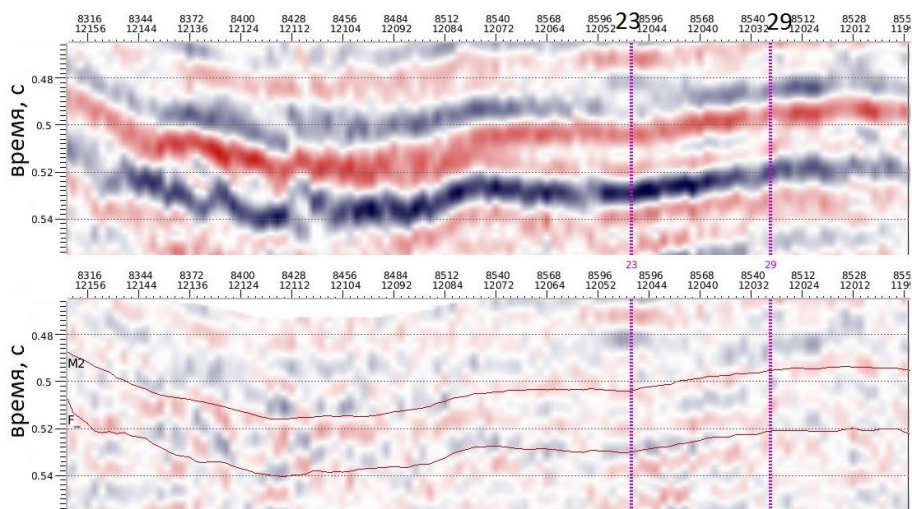


Рис. 5.49 Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для диапазона  $28^{\circ}$ - $36^{\circ}$



Остаточные невязки представляют собой разрезы хаотических отражений, без возможности выделить какие-либо оси синфазности. Такое поведение амплитуд говорит о том, что в ходе инверсии модель упругих свойств среды была подобрана корректно. Полезная информация, имеющаяся в сейсмических данных, перенесена в кубы продольного и поперечного импедансов, тогда как шумовая компонента исключена из результатов инверсии.

На Рис. 5.50 приведены сами модели упругих свойств (продольный импеданс, поперечный импеданс, плотность) и сопоставление со слепыми скважинами.

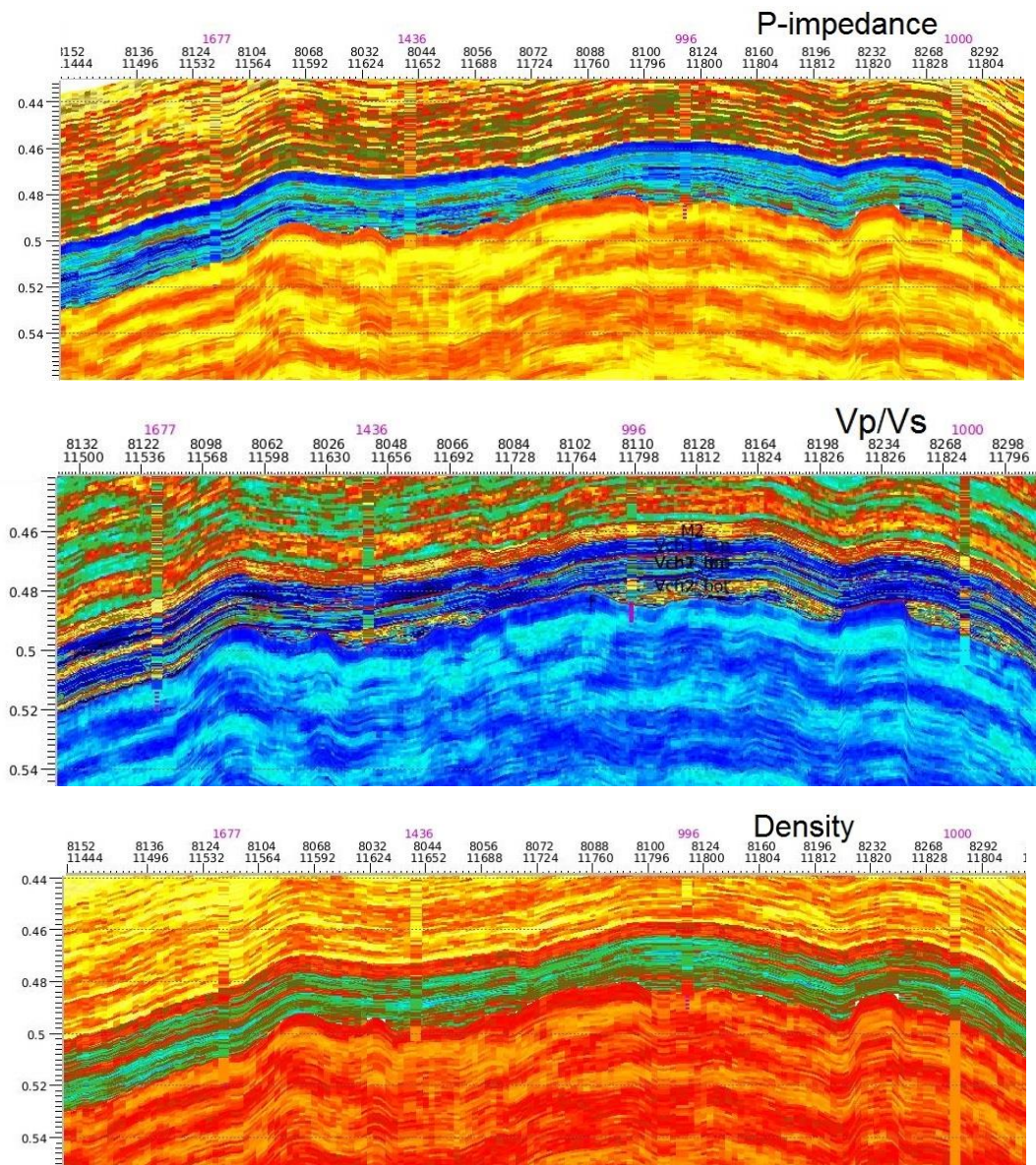


Рис. 5.50 Разрезы моделей упругих свойств с вынесенными скважинами

Из рисунков видно, что диапазон значений совпадает очень хорошо, основные невязки связаны с несовпадением местоположения мелких пропластков по вертикали. Наилучшим образом восстановился параметр продольного импеданса, чуть хуже плотность и меньше всего достоверность параметра  $V_p/V_s$ . По сравнению с результатами детерминистической инверсии, настоящие результаты имеют на порядок большую разрешенности и контрастность, что благоприятно скажется на качестве прогноза ФЕС.

Последним этапом анализа результатов инверсии стало сопоставление реальных и прогнозных плотности, продольного и поперечного импедансов в точках скважин (Рис. 5.51 - Рис. 5.53)

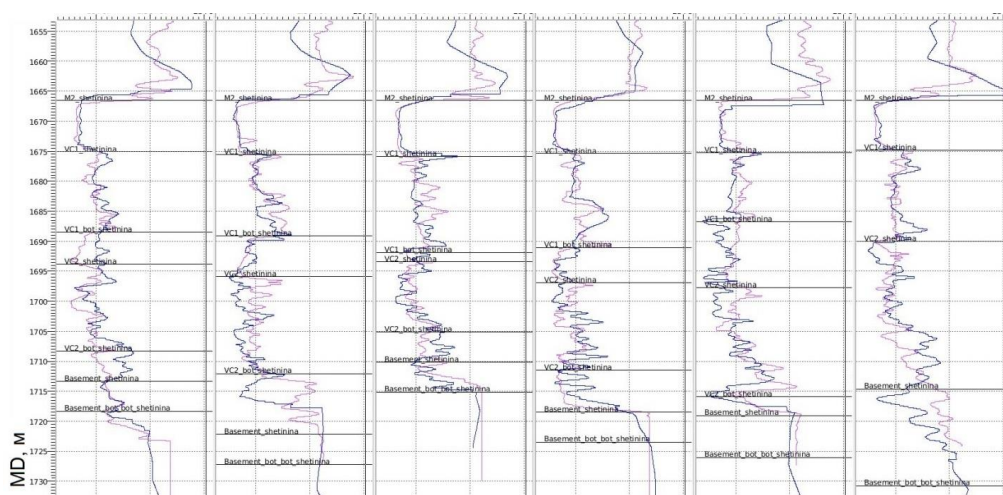


Рис. 5.51 Сопоставление реальной и прогнозных кривых продольного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

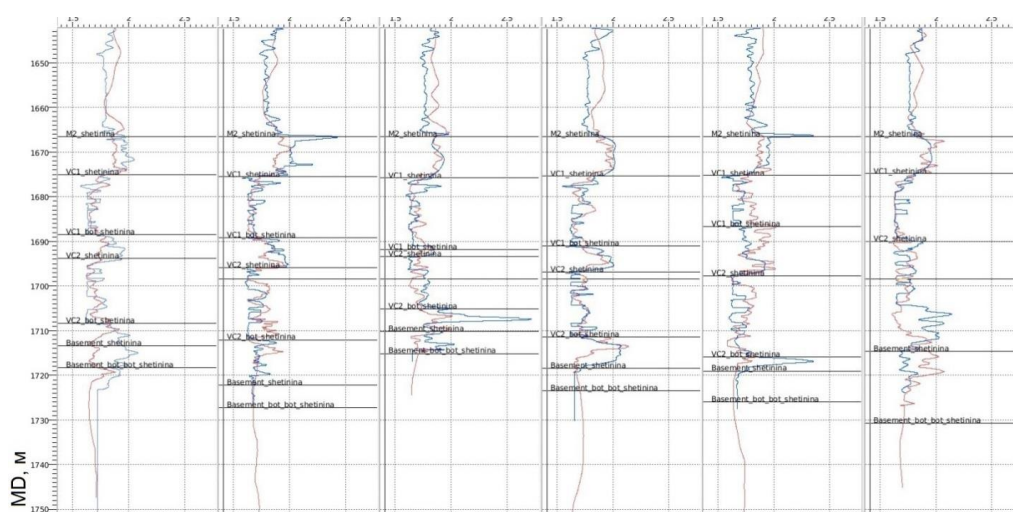


Рис. 5.52 Сопоставление реальной и прогнозной кривых поперечного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

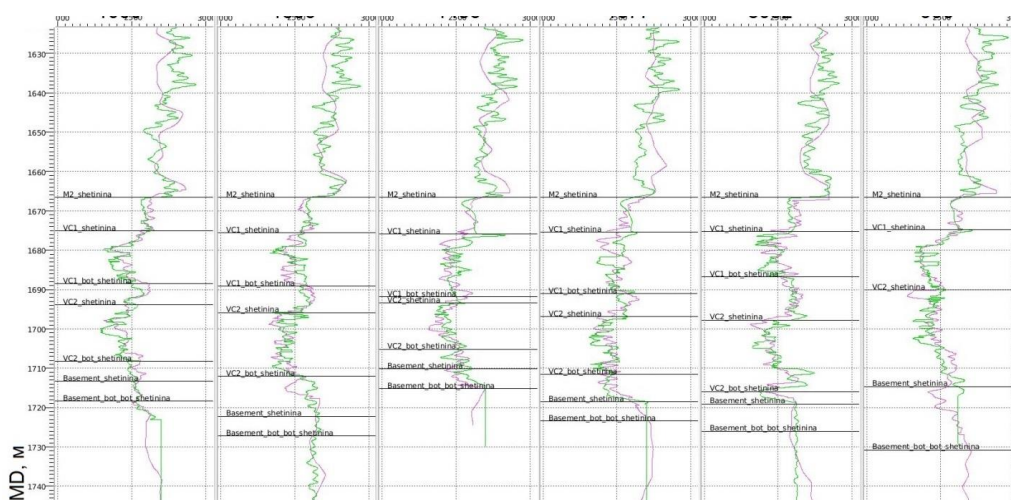


Рис. 5.53 Сопоставление реальной и прогнозной кривых плотности импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

Таким образом, в ходе работ по синхронной стохастической инверсии были получены трехмерные модели упругих параметров целевых пластов, которые могут быть использованы для прогноза литологии и ФЕС согласно выявленным петрофизическим зависимостям.



## **6. Результаты прогноза ФЕС пластов В<sub>10</sub>, В<sub>13</sub> месторождения**

6.1. Результаты прогноза ФЕС пластов В<sub>10</sub>, В<sub>13</sub> месторождения на основе кинематического, динамического анализ, детерминистической инверсии

### **6.1.1. Пласт В<sub>10</sub>**

Результирующая карта строилась в три этапа. На первом этапе происходил расчёт и сшивка карт линейной емкости в зоне малых и зоне средних и повышенных мощностей, полученных на основе зависимостей между ФЕС и динамическими параметрами. На втором этапе по данным кинематического анализа был выполнен прогноз фации песчано-глинистых отложений приливно-отливных каналов – линейных зон глинизации пласта В<sub>10</sub>. На третьем этапе по данным кинематического анализа был выполнен прогноз эрозионных выступов – локальных положительных структур фундамента, в пределах которых предполагается отсутствие или низкие коллекторские свойства пластов В<sub>10</sub> и В<sub>13</sub>. Результирующая карта линейной емкости до подсадки, карта корректирующих поправок и окончательная карта линейной емкости пласта В<sub>10</sub> приведена на Рис. 6.1

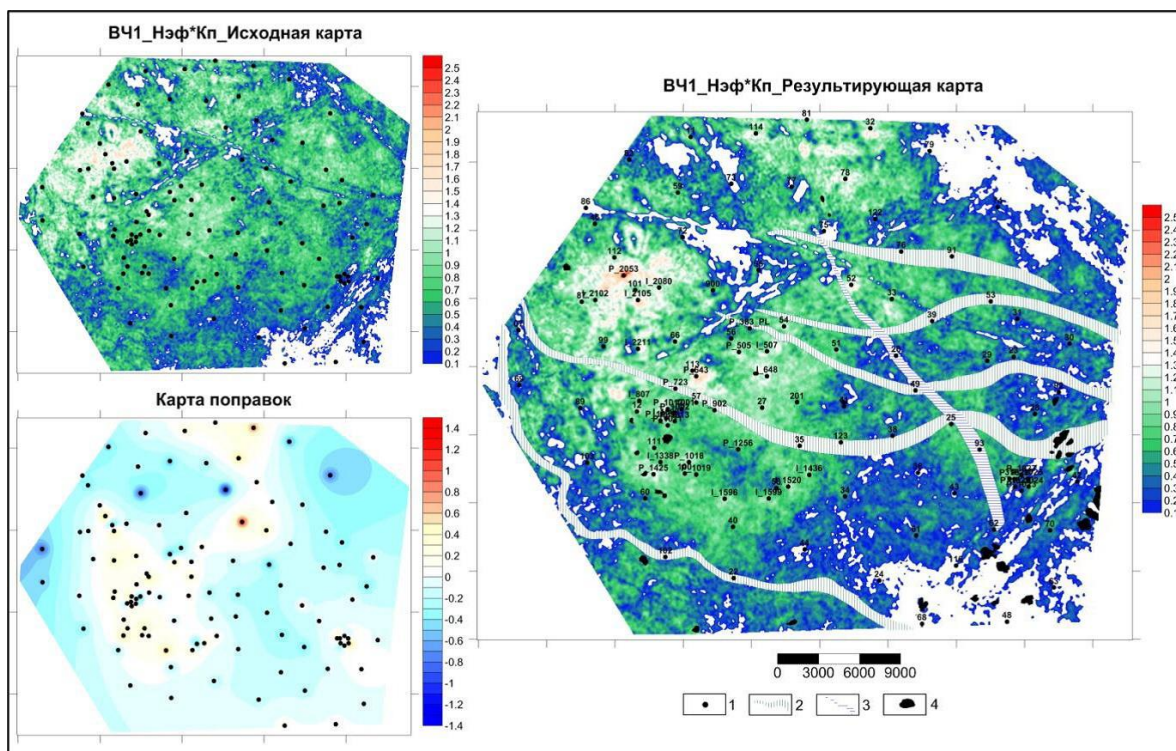


Рис. 6.1 Результаты построения карты линейной емкости пласта В10 по данным динамического, кинематического анализов и инверсии  
 1– скважины обучающей выборки, 2 – линейные зоны глинизации, 3 – разломная зона, 4 – эрозийные выступы

Методом регрессионного анализа была выполнена оценка качества прогноза линейной емкости с привлечением выборки контрольных скважин. Кросс-плот зависимости прогнозных и фактических значений линейной емкости приведен на Рис. 6.2

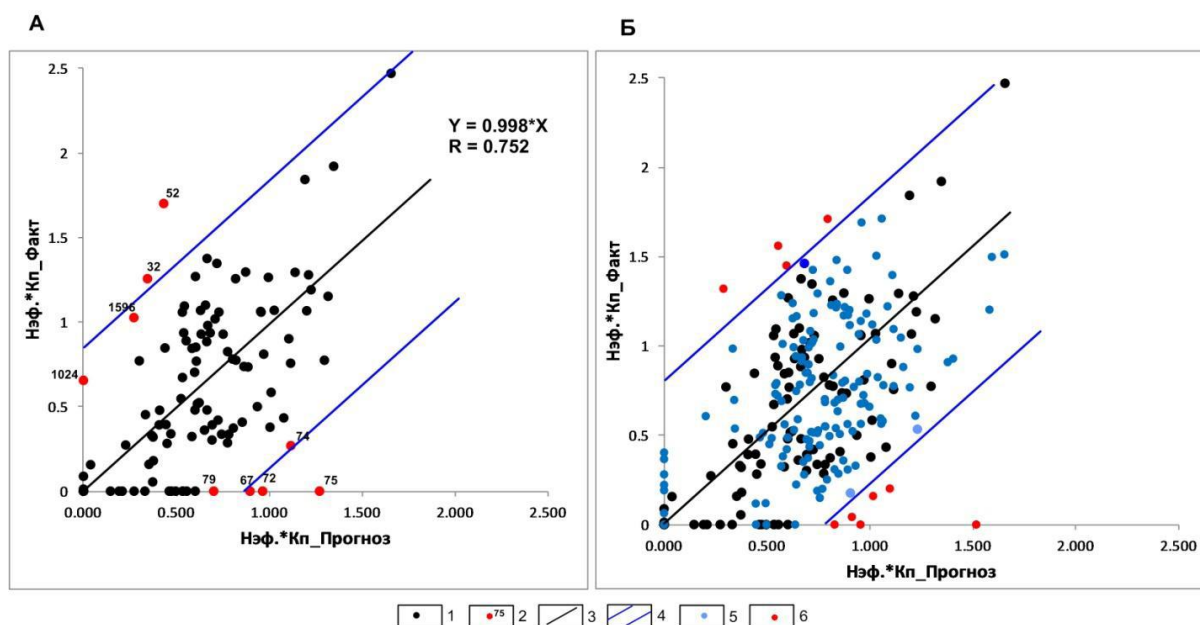


Рис. 6.2 Оценка качества прогноза по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б)

1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения из обучающей выборки, 3 – линия тренда (уравнения регрессии), 4 – коридор значений параметра (плюс-минус две оценки стандартного отклонения ошибок прогноза), 5 – горизонтальные скважины, 6 – горизонтальные скважины за пределами коридора значений.

### 6.1.2. Пласт В13

Построение карты линейной емкости пласта было выполнено следующим образом:

1. При трендовой составляющей мощности пласта В13 более 12,5 м – динамическим методом.

2. При трендовой составляющей мощности пласта В13 0-12,5 м – путем взвешенного суммирования результатов кинематического и динамического прогнозов. Вес кинематического прогноза 0,4, вес динамического прогноза 0,6. Принятые весовые коэффициенты позволили обеспечить «гладкую сшивку» итоговой карты;

На заключительном этапе прогноза линейная емкость пласта была обнулена в пределах локальных эрозионных выступов фундамента.

Результаты расчета карты представлены на Рис. 6.3:

- Исходная карта – результат расчетов;
- Карта корректирующих поправок, приводящих полученную сеточную функцию к значениям в точках скважин;
- Окончательная карта линейной емкости пласта.

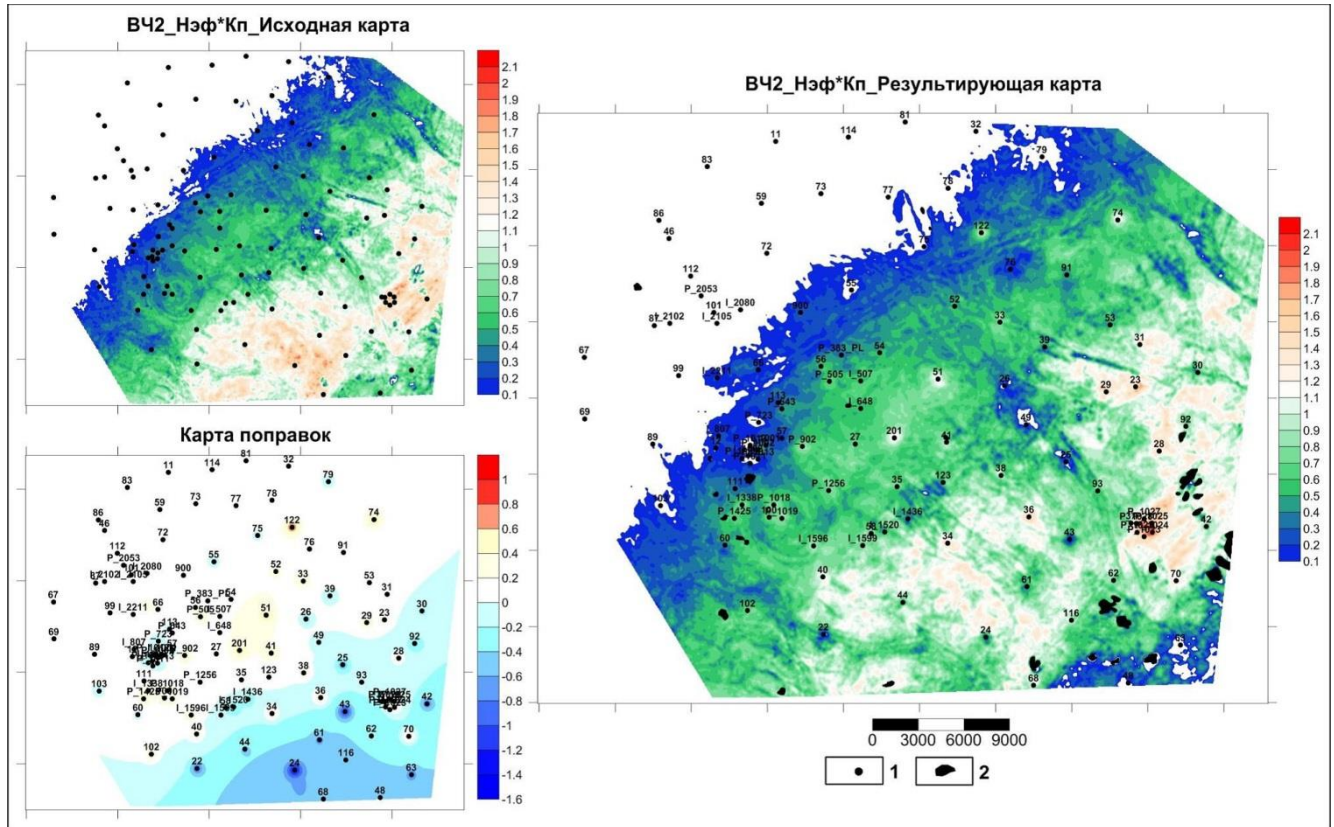


Рис. 6.3 Результаты построения карты линейной емкости пласта В13

1 – скважины обучающей выборки, 2 – эрозионные выступы

Методом регрессионного анализа была выполнена оценка качества прогноза линейной емкости с привлечением выборки контрольных скважин. Кросс-плот зависимости прогнозных и фактических значений линейной емкости приведен на Рис. 6.4

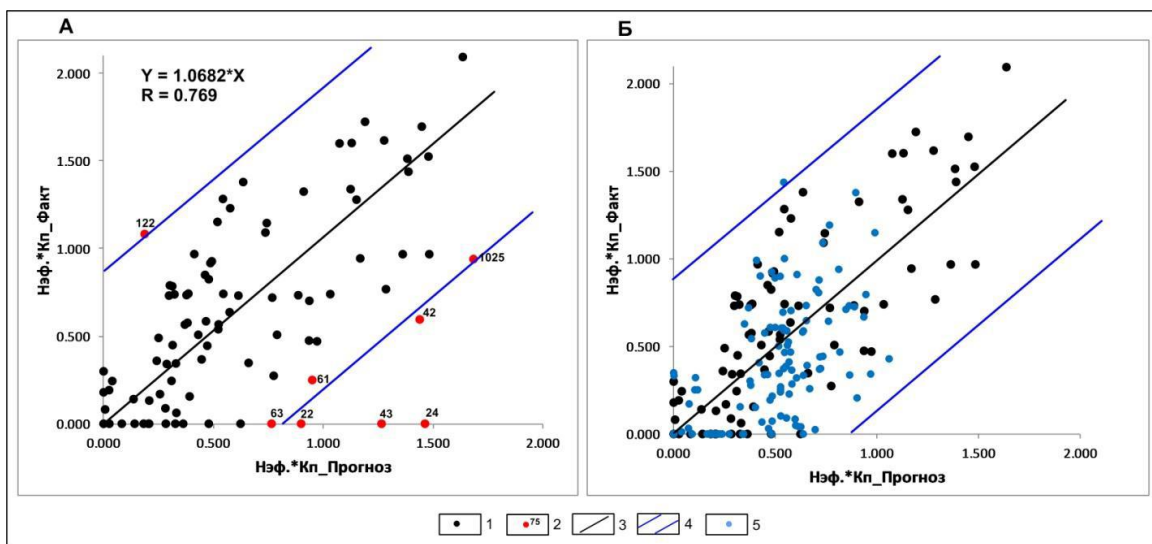


Рис. 6.4 Оценка качества прогноза ФЕС пласта В13 по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б)

1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения из обучающей выборки, 3 – линия тренда (уравнения регрессии), 4 – коридор значений параметра (плюс-минус две оценки стандартного отклонения ошибок прогноза), 5 – горизонтальные скважины.

## 6.2. Результаты прогноза ФЕС пластов В10, В13 в пределах пилотного участка по результатам стохастической инверсии

На основе полученных петрофизических моделей и результатов интерпретации сейсмических данных были выполнены прогнозы литологии и фильтрационно-емкостных свойств целевых пластов В<sub>10</sub> и В<sub>13</sub>.

**Расчёт куба литологии.** В рамках стохастической инверсии были получены кубы упругих параметров среды. На основе тех же петрофизических зависимостей были рассчитаны кубы литотипов «Заглинизированный неколлектор», «Засолоненный неколлектор», «Коллектор». На Рис. 6.5, Рис. 6.6 приведены примеры восстановления соответствующих параметров по скважинам.



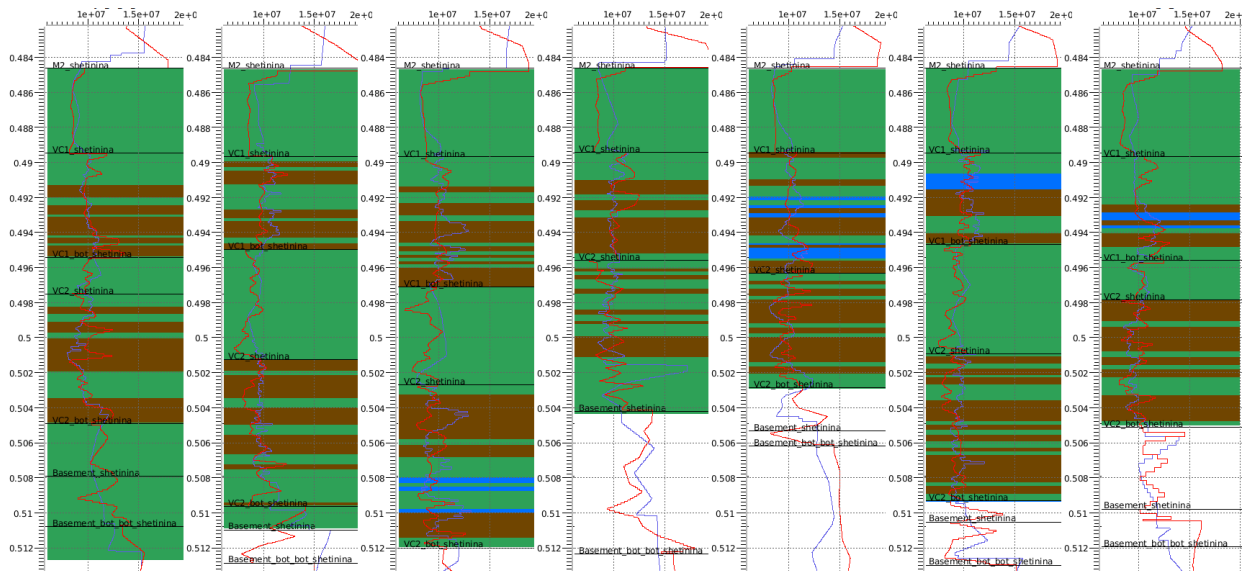


Рис. 6.5 Пример восстановления продольного импеданса

синим – скважина, красным – прогноз

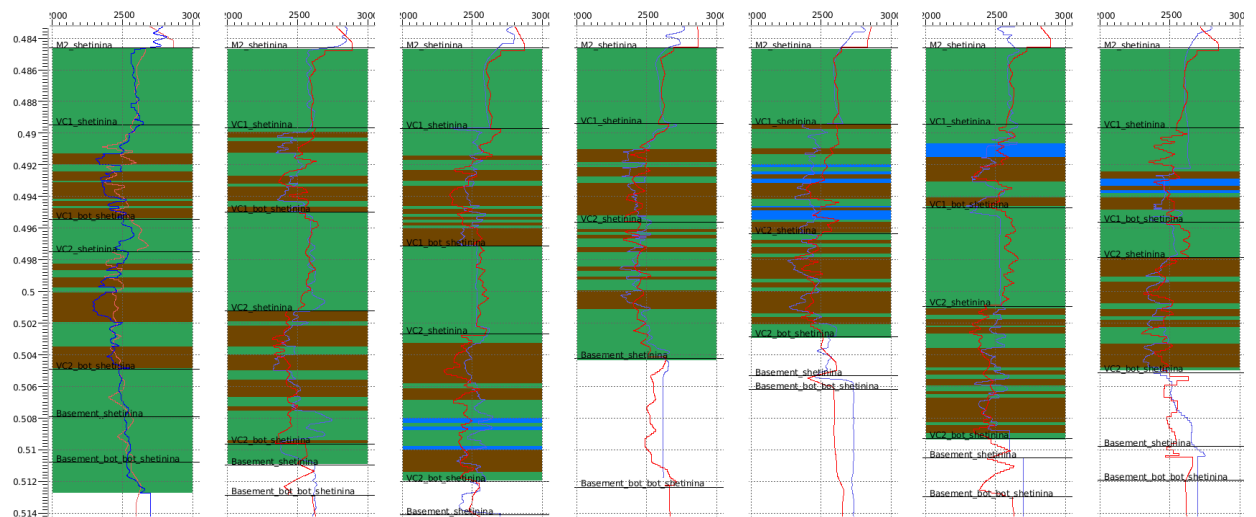


Рис. 6.6 Пример восстановления плотности.

синим – скважина, красным – прогноз

Прогнозирование литологии выполнялось по следующей схеме:

- Расчет единичной реализации с исключением 100% скважин
- Оценка невязок план/факт по слепым скважинам
- Расчет единичной реализации с включением всех скважин. Оценка степени изменения соотношения сигнал/шум при включении скважин, выявление зон минимальной достоверности прогноза.
- Расчет множественных реализаций с включением скважин



- Осреднение множественных реализаций. Оценка частоты встречаемости каждого из прогнозных литотипов. Построение куба наиболее вероятного литотипа

- Построение карт мощностей по каждому литотипу

**Осреднение множественных реализаций.** Положение того или иного литотипа в пространстве меняется в зависимости от итерации, однако все итерации имеют одинаковую вероятность. Для выявления наиболее достоверных зон распространения каждого из литотипов была предпринята попытка осреднения всех реализации. На выходе такого осреднения были получены кубы частоты встречаемости каждого из литотипов. Формула для расчета куба частоты встречаемости конкретного литотипа:

$$Y = \frac{X}{N} \text{ где,} \quad (6.1)$$

X - число реализаций, в которых в заданной ячейке присутствует искомый литотип, N – общее число реализаций = 30. На Рис. 6.7 приведены разрезы частоты встречаемости каждого из литотипов.

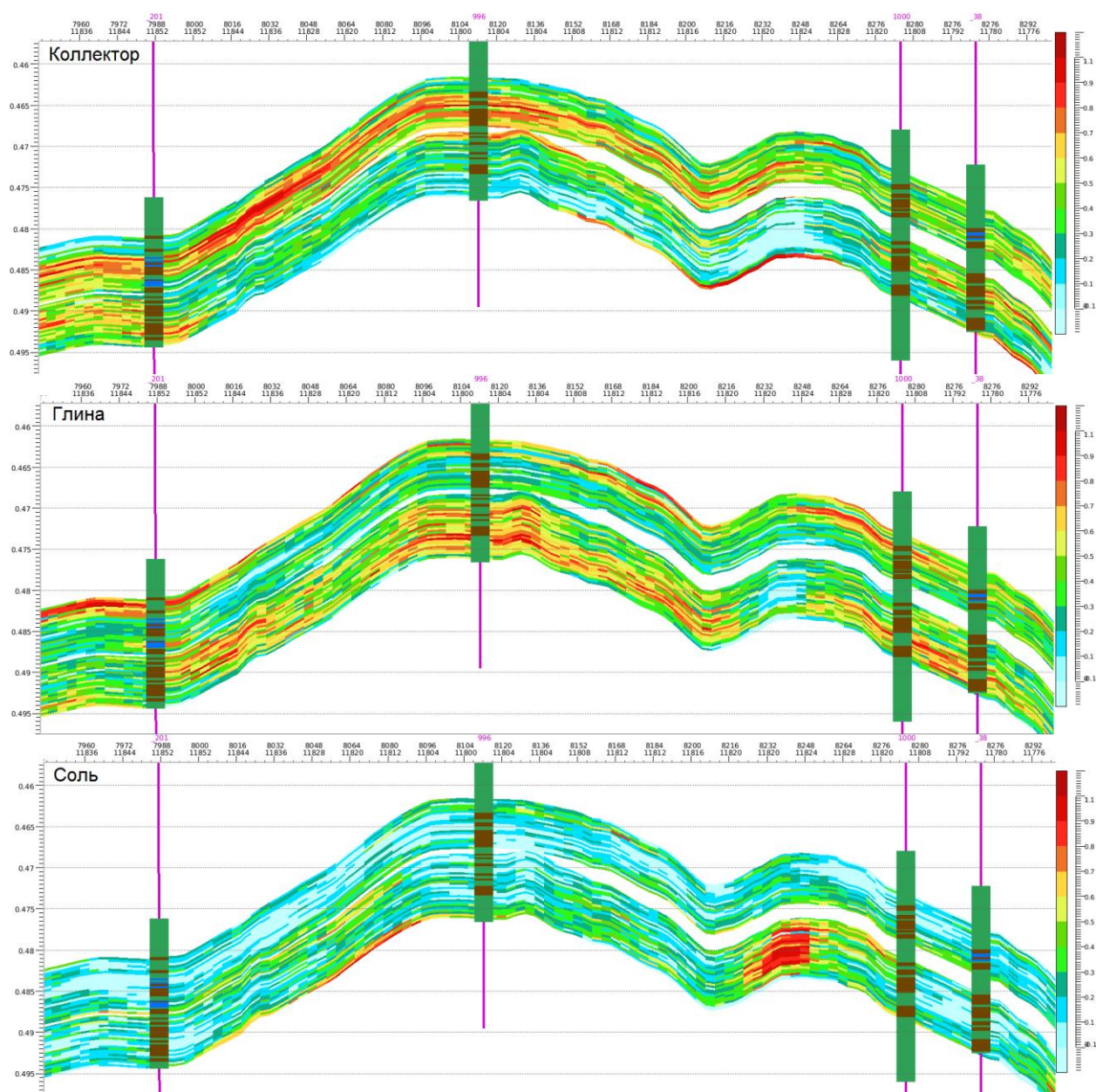


Рис. 6.7 Разрезы частоты встречаемости для каждого литотипа с нанесением скважин

Следующим этапом стал непосредственно расчет кубов литотипов. Для этого в каждой ячейке модели сопоставлялись значения со всех трех кубов вероятностей и присваивалось значение того куба, вероятность по которому была 0.33 и больше.

Из трехмерных кубов были получены карты мощностей каждого литотипа по формуле:

$$Z = \text{Sum} [ P(i) * \text{Height}(i) ], \text{ где} \quad (6.2)$$

P – индикатор искомого литотипа,

Height – вертикальная мощность ячейки в трехмерной модели

### *Литотип коллектор*

На Рис. 6.8, Рис. 6.9 приведены карты мощностей коллектора (Эффективной мощности, как одного из параметров ФЕС) для пластов В<sub>10</sub> и В<sub>13</sub>.

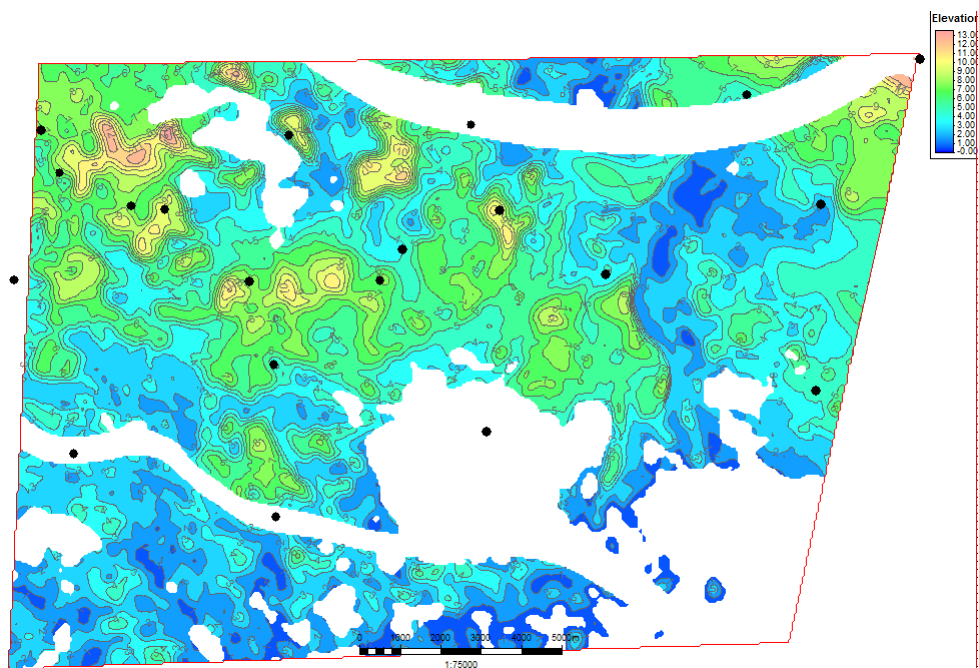


Рис. 6.8 Карта мощности литотипа «коллектор» для пласта В<sub>10</sub> во временном масштабе

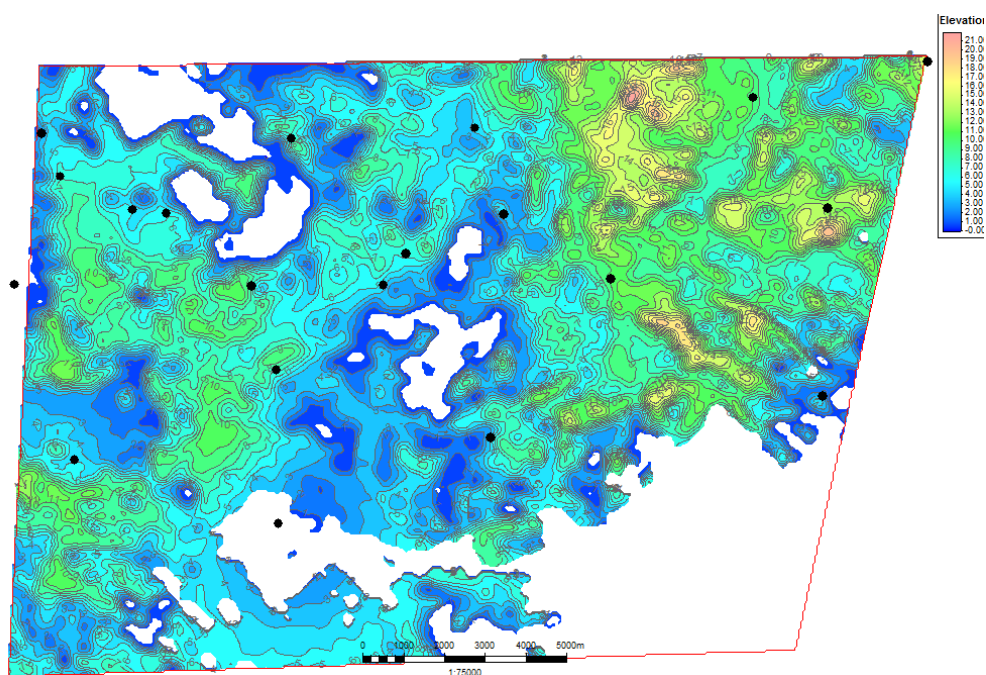


Рис. 6.9 Карта мощности литотипа «коллектор» для пласта В<sub>13</sub> во временном масштабе

Таким образом, были получены карты эффективных мощностей с куба литологии. Активная стадия ввода в эксплуатацию Верхнечонского месторождения дает уникальную возможность выполнить оценку достоверности сейсмического прогноза скважинами, пробуренными после получения результатов инверсии [40, 104]. Куб литологии по стохастической инверсии был построен в 2013 году. На момент выполнения анализа (2016 год) в пределах полигона работ пробурено 26 субвертикальных и наклонно-направленных эксплуатационных скважин, информация по которым может быть использована для ретроспективного анализа.

На Рис. 6.10 приведена прогнозная карта мощности коллектора теригенных пластов вендского возраста построена при помощи инверсионных преобразований сейсмических данных с нанесением контрольных скважин.

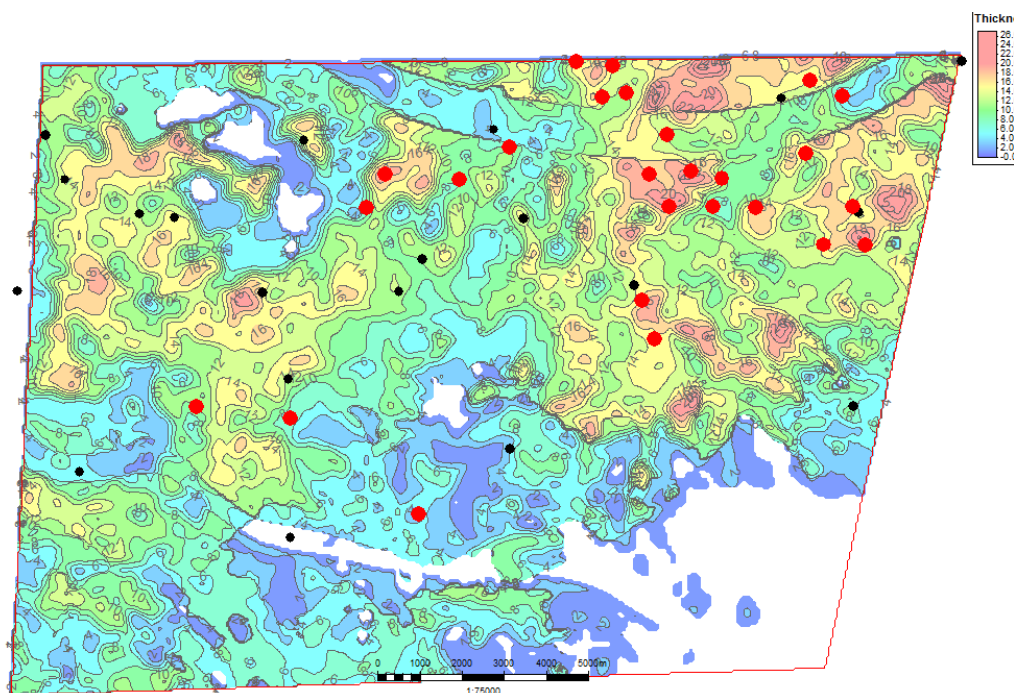


Рис. 6.10 Прогноз эффективной мощности коллекторов непской свиты (B10+B13) с нанесением скважин обучения (черные точки) и контрольных скважин (красные точки)

В данном случае карта показывает значительную изменчивость коллектора, сопоставимую с оценками, полученными в ходе вариограммного анализа. Ретроспективный анализ (Рис. 6.11) показывает, что пробуренные



после 2013 года скважины подтверждаются достаточно не плохо, и карта имеет высокую достоверность и может быть использована для целей прогноза ФЕС коллектора.

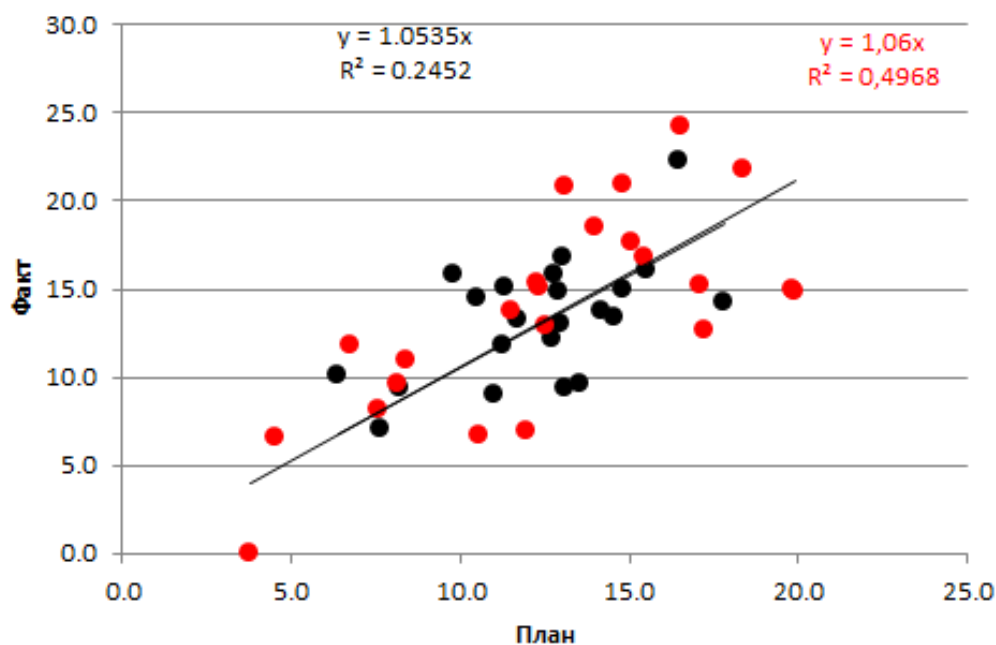


Рис. 6.11 Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной мощности коллектора в точках скважин, при использовании инверсии.

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На кроссплоте видно, что подтверждаемость прогнозных значений эффективных мощностей вновь пробуренными скважинами находится на высоком уровне, коэффициент корреляции по контрольным скважинам составляет 0.71. В сопоставлении с картой, полученной крайгинг-интерполяцией скважинных данных, прогноз с использованием инверсии дает весьма реалистичную картину поведения пласта, в том числе с учетом высокой латеральной изменчивости.

*По результатам анализа карты развития коллектора были сделаны следующие выводы:*

1. Изменчивость литологии и ФЕС пластов В10 и В13 по латерали значительно больше, чем расстояние между пробуренными разведочными скважинами. Это подтверждается вариограммным анализом горизонтальных скважин.

2. Интерполяция литологии по скважинным данным не позволяет уверенно прогнозировать поведение пласта в межскважинном пространстве без использования дополнительной информации.
3. Сейсмическая инверсия может выступать в роли инструмента, позволяющего прогнозировать поведение ФЕС пласта в межскважинном пространстве, с учетом его высокой латеральной неоднородности.
4. Ретроспективный анализ показывает высокую подтверждаемость сейсмических прогнозов. Скважины, пробуренные за 3 года с момента построения карты, соответствуют прогнозу с коэффициентом корреляции 0.71.

#### ***Литотип «засолоненный неколлектор»***

Как было сказано выше, помимо прогноза коллектора, был выполнен прогноз литотипа «Засолоненный неколлектор», который так же позволил значительно уточнить геологическое строение залежи и объяснить разные уровни флюидальных контактов.

Все месторождение имеет блоковое строение. По данным испытания скважин было установлено, что водонефтяной (ВНК) и газонефтяной (ГНК) контакты внутри каждого блока находятся на одном уровне. Исключение составляет ряд скважин во втором блоке, которые, по существующим представлениям, вскрыли литологически экранированную залежь в пласте В10 с ГНК, существенно отличающимся (контакт определен по МДТ) от ГНК, вскрытого остальными скважинами блока. При этом изолирующих литологических или тектонических экранов, оконтуривающих полностью область этих скважин, обнаружено не было. Зона отсутствия коллекторов подтверждается к востоку от залежи разведочным бурением. К западу от этой залежи наличие экрана не было достоверно установлено ни по данным бурения, ни по сейсмическим данным. Граница была проведена условно по трети расстояния между скважинами (Рис. 6.12). (Инструкция по применению



классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М. 1984 г.)

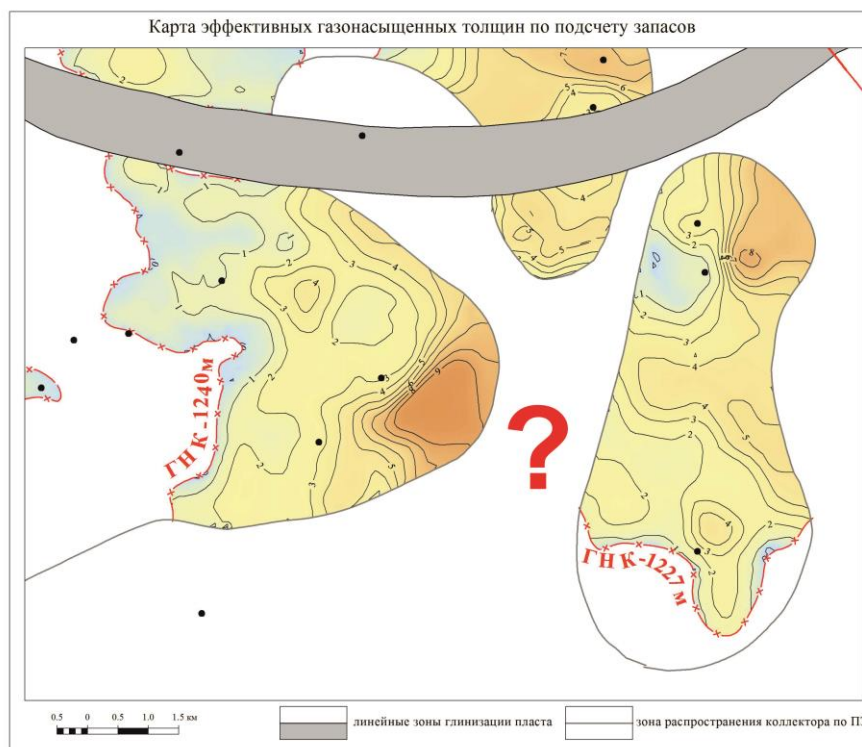


Рис. 6.12 Подсчетный план по пласту В10 с нанесением контуров ГНК.

Задачей сейсморазведки для данного участка было уточнения границ распространения коллектора и обоснование разницы в ГНК. Прогнозная карта литотипа «засолоненный неколлектор» показала, что привлечение сейсмических данных и использование инверсии по специальной методике позволяет выполнить такое обоснование и найти «невидимый» экран.

Фрагмент карты мощности «засолоненного неколлектора» и «коллектора» в пределах второго блока в районе залежи с отличающимся газонефтяным контактом приведены на Рис. 6.13. На приведенных картах отмечена интересная геологическая особенность: залежи с разными контактами разделились зоной повышенной мощности литотипа «засолоненный неколлектор». Соответственно, на карте мощностей литотипа «коллектор», наоборот, эта зона характеризовалась сокращенными значениями мощностей 1-3 метра, что сопоставимо с величиной ошибки прогноза.

Соответствие пониженных мощностей коллектора с повышенными мощностями литотипа «засолоненный неколлектор» позволяет сделать предположение о существовании литологического экрана между залежами, который не только подтвердил разделение газовых шапок, но и помог уточнить границы их распространения.

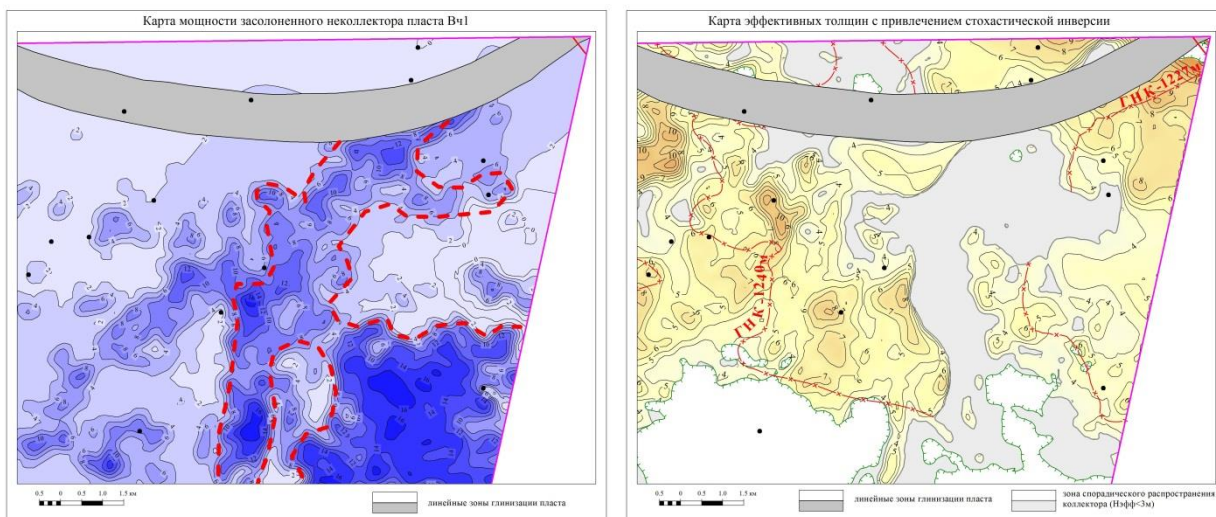


Рис. 6.13 Карты мощностей литотипов «засолоненный неколлектор» (а) и «коллектор» (б).

Приведенные на подсчетном плане пласта В10 (Рис. 6.14а) границы неколлектора по скважинным данным были перестроены с учетом полученных прогнозов (Рис. 6.14б).

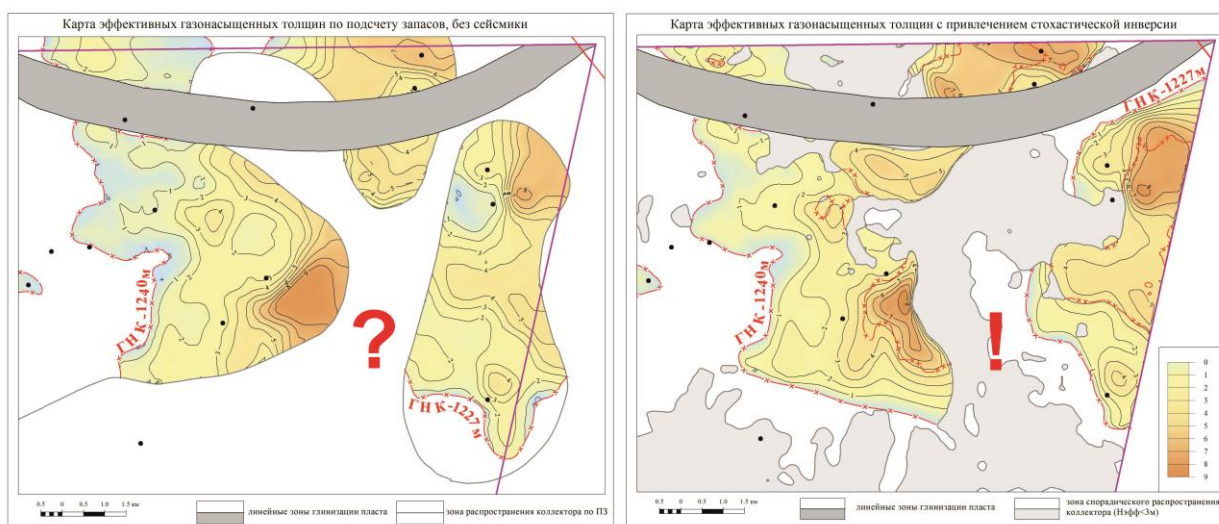


Рис. 6.14 Сопоставление карт эффективной газонасыщенной мощности с использованием скважинных данных (а) и с использованием скважинных данных и стохастической инверсии (б)

Таким образом, было найдено объяснение разделению залежей с различными ГНК. Предполагаемый ранее по данным испытаний раздел между залежами нашел свое подтверждение в прогнозе по стохастической инверсии. Отсутствие проницаемости для флюида в данной области, вероятно, связано с развитием интенсивного засоления коллектора и с полным запечатыванием пор галитом.

*По результатам анализа карты развития засоленного неколлектора были сделаны следующие выводы:*

- Установлено, что литотипы «коллектор», «засолоненный неколлектор», «заглинизированный неколлектор» пласта В10 Верхнечонского месторождения хорошо разделяются в поле упругих параметров «акустический импеданс - соотношение скоростей продольной и поперечной волн», что является основанием для применения синхронной стохастической инверсии для прогноза литологии.

- Успешность стохастической синхронной инверсии обеспечена применением априорной блоковой модели, описывающей разрез как вертикальную последовательность исследуемых пластов с постоянными упругими свойствами. Это позволило снять одну из двух основных неопределенностей сейсмической инверсии – положение акустически контрастных границ в разрезе. В этих условиях другая неопределенность – магнитуды коэффициентов отражения – разрешалась более надежно. Такой подход позволяет выполнять прогнозы в условиях высококонтрастных и маломощных пластов, которые характерны для Восточной Сибири.

- Совместный анализ карт мощностей «засолоненного неколлектора» и «коллектора», построенных по комплексу сейсмических и скважинных данных позволил уточнить контуры зоны отсутствия коллекторов между двумя залежами с разным ГНК. Следует особо отметить, что ранее эта зона была построена только на основании данных по испытаниям скважин.

- Полученные прогнозы распространения литотипов в целевом пласте позволили улучшить понимание гидродинамической ситуации на месторождении. Одновременно с этим были уточнены контуры залежи, и произведена переоценка запасов, показавшая прирост в 13% по газу.

## 7. Заключение

Основным результатом работы является разработанная методика выполнения инверсионных преобразований сейсмических данных в акустически аномальном слое, адаптированная для условий Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы.

На основе комплексного анализа геолого-геофизической информации было показано, что терригенные пласты Непско-Ботуобинской антеклизы имеют высокую предсказуемость структурного плана и высокую контрастность по отношению к вмещающим породам. Для таких условий автором предложено использовать трендовые блоковые модели упругих свойств для расчёта всех видов инверсий. Такой подход позволяет компенсировать нехватку контрастности решения на границах пород с резко отличающимся импедансом и максимально приблизить решение инверсии к фактическим данным.

На основе петрофизического анализа, а так же решения прямой и обратной задач сейморазведки на модельных данных автор показал принципиальную возможность прогнозирования, как литологического состава целевых пластов, так и их фильтрационно-емкостных характеристик, на основе детерминистических и стохастических алгоритмов инверсионных преобразований сейсмических данных в трехмерном пространстве.

В ходе исследования установлено негативное влияние неоднородностей вмещающих пород на отражения от тонкого целевого интервала. Для борьбы с этими искажениями предложена и опробована методика специальной обработки сейсмических данных, направленная на повышение частоты сейсмической записи во всем диапазоне удалений и/или углов падения волны. Приведение АЧХ сейсмических данных на дальних удалениях к характеристикам данных при нулевом угле падения позволяет увеличить точность синхронной инверсии до 80% (по модельным данным).

Все предложенные методики были апробированы при комплексной интерпретации всей геолого-геофизической информации на Верхнечонском

месторождении. В результате этой работы были получены двумерные и трехмерные прогнозы распространения зон коллекторов, зон глинизации и зон засоления, достоверность которых подтверждена последующим разведочным и эксплуатационным бурением.



### Список литературы

1. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы // Новосибирск: СНИИГГиМС. -1989. 64 с.
2. Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций: Справочник // Москва: Недра. -1985. 193 с.
3. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке // Москва: Недра. -1975. 244 с.
4. Авербух А.Г. Методика интерпретации данных сейсморазведки при интегрированном изучении нефтегазовых резервуаров // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1998. -№1. -С.13-19
5. Алексеев А.С. Обратные динамические задачи сеймики // Некоторые методы и алгоритмы интерпретации геофизических данных. Москва: Наука. - 1967. -С.9-84
6. Алексеев А.С., Лаврентьев М.М. Математические модели геофизики // Актуальные проблемы прикладной математики и математическое моделирование. Новосибирск. -1982. -С.42-50
7. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа // Москва: ООО «Издательство «СПЕКТР». -2008. 384 с.
8. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы // Москва: Геоинформмарк. -2004. 286 с.
9. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -2003. -№44/6. -С.901-910
10. Афанасьев М.Л., Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Гончаров А.В. Комплексное прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве на основе использования новой спектрально-скоростной технологии // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2005. -№2. -С.11-17
11. Ахмедов Т. Прогнозирование нефтегазоносности на основе нового подхода к сейсмической инверсии // Известия Уральского Государственного Горного Университета. Екатеринбург: УРГГУ. -2017. -№1(45). -С.27-31
12. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2001. -№3. -С.50-56
13. Барышев Л. А., Хохлов Г. А., Исаков М. М. Моделирование динамических параметров отраженных волн на примере Верхнечонского месторождения // Геофизические исследования Восточной Сибири на современном этапе. Иркутск: ВостСибНИИГГиМС. -С.19-29
14. Барышев Л.А. Прогноз продуктивности терригенных коллекторов по динамическим параметрам отраженных волн на Верхнечонской площади // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2003. -№2. -С.27-36

15. Барышев Л.А. Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физико-геологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Иркутск: . -2009.
16. Барышев Л.А., Барышев А.С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсато-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа . Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2008. -№4.
17. Барышев Л.А., Редекон В.А., Шехтман Г.А. Возможности изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2009. - №2. -С.64-76
18. Берзон И.С. Сейсморазведка тонкослоистых сред // Москва: Наука. -1976. 224 с.
19. Берзон И.С., Епитнатъева А.М., Парийская Г.Н., Стародубовская С.П. Динамические характеристики сейсмических волн в реальных средах // Москва: АН СССР. -1962.
20. Бернштейн Г.Л., Иванов С.А., Барышев Л.А. Прогноз нефтегазоносности на Ярактинском месторождении // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. Ленинград. -1988. -С.162-172
21. Бузанов К.В. Применение растворов на углеводородной основе как решение проблем устойчивости аргиллитов и растворения солей при бурении скважин на Верхнечонском месторождении // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. -2014. -№1. 91 с.
22. Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика: Учебник для ВУЗов // Том. Ун-та. -1997. 402 с.
23. Ващенко В.А. Мандельбаум М.М. Геофизические исследования в скважинах юга Сибирской платформы // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. - 1999. -спец выпуск "Иркутскгеофизика". -С.49-55
24. Виноградов И.А., Загоровский А.А., Гринченко В.А., Гордеев Я.И. Исследование процесса рассоления при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения // Нефтяное Хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. -2013. -№1. -С.74-77
25. Воробьев В.Н. Под ред. В. С. Суркова. Стратиграфические несогласия в южных и центральных районах Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. Новосибирск: СНИИГГиМС . -1982. -№. -С.4-8
26. Воробьев В.Н., Моисеев С.А., Топешко В.А. Месторождения нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. -2006. - №7. -С.4–17
27. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов // Учебное пособие для вузов. Москва: РГУ нефти и газа. -2001. -№. -С.

28. Глубоковских С.М., Каплан С. А., Рок В. Е. Формирование эффективной сейсмической модели продуктивных порово-трещиноватых пород Восточной Сибири // Геоинформатика. Москва: ГНЦ РФ Всероссийский научно-исследовательский институт геологических, геофизических и геохимических систем. -2011. -№1. -С.43-48
29. Гордеев Я.И., Хохлов Г.А., Лебедев М.В., Зверев К., Иванюк В.В., Шаповалов М.Ю., Потысьев В.С. Результаты прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта ВЧ Верхнечонского месторождения по данным фациального анализа и инверсии сейсмических данных 3D // Новатор. Москва: . -2011. -№43. -С.23-28
30. Гриневский А. С., Мирошниченко Д. Е., Керусов И. Н., Бояркин Р. Ю., Попова Л. А., Баранцев А. А. Азимутальная упругая AVA инверсия сейсмического волнового поля на примере одного из месторождений Западной Сибири // Тезисы конференции "Сейсмические технологии - 2016". Москва: ООО "Феория". -2016. -№. -С.233-236
31. Гринченко В.А. Оценка влияния закачки пресной воды на эффективность разработки засоленных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». -2013. -№2. -С.36-40
32. Гринченко В.А., Виноградов И.А., Загоровский А.А. Лабораторное исследование процесса рассоления при заводнении засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. -2013. -№4. -С.100-103
33. Гринченко В.А., Виноградов И.А., Тимчук А.С., Гордеев Я.И. Численные исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой // Нефтяное хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. -2013. -№8. -С.85-89
34. Данько. Д.А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2016. -№1. -С.2-11
35. Декарт Р. Рассуждение о методе с приложениями. Диоптрика, метеоры, геометрия // Москва: АН СССР. -1953.
36. Денисов С.Б., Рудая В.С. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС на этапе детальной разведки месторождений нефти и газа // Геология и разведка. -1990. -№10. -С.76-79
37. Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -2004. -№45/1. -С.110-120
38. Епитантьева А.М. Физические основы сейсмических методов разведки // Москва: МГУ. -1970.
39. Зверев К.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка

- нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. -2012. -№9. -С.31-42
40. Зыков Е.А. Оптимизация размещения разведочных скважин при выявлении строения залежей углеводородов Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области // Труды. Москва: ВНИИ. -1985. -№90. -С.33-40
41. Иванов Д.Н. Особенности строения геологической модели основных продуктивных пластов В10, В13 кембрийского возраста Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // 9 НПК «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры». -2006. -№2. -С.68-73
42. Карташов А.А., Лазутин Д.Г., Максименко О.В., Смирнов М.Ю. Динамическая интерпретация архивных материалов сейсморазведки при прогнозе коллекторов в Вендских терригенных отложениях (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2012. -№1. -С.46–55
43. Качин В.А., Чертовских Е.О., Карпиков А.В. Влияние засоленных песчаников Верхнечонского горизонта на процесс добычи нефти на Верхнечонском месторождении методом поддержания пластового давления // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. Москва: РАЕН. -2013. -№42. -С.129-134
44. Клятышева Л.Р. Зональность коллекторов и углеводородонакопления в венд-нижнекембрийском мегакомплексе Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2010.
45. Кобранова В.Н. Петрофизика // Москва: Недра. -1986. -С.392
46. Кондратьев И.К., Бондаренко М.Т., Каменев С.П. Динамическая интерпретация данных сейсморазведки при решении задач нефтяной геологии // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1996. -№5-6. -С.41–47
47. Кондратьев И.К., Лисицын П.А., Кисин Ю.М. Детальность и точность решений в задаче сейсмической волновой инверсии // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -2005. -№3. -С.19-25
48. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Бондаренко М.Т., Лапина Е.В. Эффективность прогнозирования коллекторов способами динамической интерпретации в Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2010. -№4. -С.26-34
49. Кондратьев О.К. Обсуждение проблем современной геофизики на постоянно действующем геофизическом семинаре (ПДГС) // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -2004. -№4. -С.60-64
50. Кондратьев О.К. Отраженные волны в тонкослоистых средах // Москва: Наука. -1976. 191 с.
51. Кондратьев О.К. Разрешающая способность сейсморазведки МОВ ОГТ // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -2006. -№2. -С.3-12
52. Кондратьев О.К. Ответ на открытое письмо и еще раз о кризисе геофизической науки // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -2002. -№5. -С.72-76

53. Кондратьев О.К. Физические возможности и ограничения разведочных методов нефтяной геофизики // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1997. -№3. - С.3-17
54. Кондратьев И.К., Бондаренко М.Т., Кучеря М.С., Киссин Ю.М., Тарасенко Е.М. Выявление органогенных построек с помощью пластовой акустической инверсии в Лено-Тунгусской НГП // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2015. -№4. - С.2-9
55. Конторович А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -2004. -№7. -С.784-802
56. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Москва: Недра. -1981. 362 с.
57. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. -1982.
58. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Непско-ботуобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР // Новосибирск: Наука. -1986. 245 с.
59. Конторович В.А. Моделирование волновых полей при прогнозе геологического разреза нижнеюрских отложений Колтогорского прогиба // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -1992. -№12. -С.124-132
60. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно построенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю1 васюганской свиты) // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -2004. -№1. -С.79-90
61. Копилевич Е. А., Ларкин В. Н., Афанасьев М. Л., Сурова Н. Д. Инновационная сейсмическая технология регионального изучения вендрифейских отложений Восточной Сибири // Геология нефти и газа. Москва: ВНИГНИ-2. -2012. -№2. -С.59-68
62. Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л. Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2007. -№5. -С.14-21
63. Кубышта И.И., Павловский Ю.В., Емельянов П.П. Эффективность технологий инверсии данных сейсморазведки 3d как основа построения и уточнения сейсмогеологической модели вендских отложений месторождения Восточной Сибири // ПРОНефть. Санкт-Петербург: КЕМ. -2016. -№1. -С.27-37
64. Лапковский В.В., Мельников П.Н. Математические модели залежей Верхнечонского газоконденсатонефтного месторождения // Геология и методика разведки месторождений нефти и газа сибирской платформы. Новосибирск. -1988. -С.77 - 88
65. Лебедев М. В., Мельников П. Н. Условия формирования песчаных пластов венда Непско-Ботуобинской антеклизы // Советская геология . -1989. -№9. - С.28-36

66. Лебедев М.В. Литофациальные модели нефтегазоносных горизонтов терригенного венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Новосибирск: СНИИГГиМС. -1992. 18 с.
67. Левин Ф.Д. Объемная геолого-геофизическая модель Верхнечонского месторождения УВ // Современные аэрогеофизические методы и технологии. - 2009. -№1. -С.195-200
68. Логовской В. И., Власов С. В. Влияние разрешенности сейсмических данных на результаты инверсии на примере месторождения им. Р.Требса и А.Титова // Тезисы конференции "Сейсмические технологии - 2016". Москва: ООО "Феория". -2016. -№. -С.81-84
69. Малков Д.С. Гидрогеологические условия нефтегазоносности Верхнечонского газоконденсатонефтного месторождения // Интерэкспо Гео-Сибирь. -2010. -№2/1.
70. Малярова Т.Н., Птецов С.Н., Иванова Н.А. Методика изучения и прогноза коллекторских свойств резервуаров руслового генезиса по данным сейсморазведки 3D и ГИС в условиях широтного Приобья // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2004. -№1. -С.92-99
71. Мандельбаум М.М. Непско-Ботуобинская антеклиз: история выявления, геология, перспективы освоения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. -2004. -№1. -С.28–37
72. Мандельбаум М.М., Берштейн Г.Л., Климентьев Б.Р., Барышев Л.А. Прогнозирование месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы с помощью геофизических методов // Обеспечение научно-технического прогресса при геофизических исследованиях в Восточной Сибири. Иркутск. - 1987. -С.66-73
73. Мандельбаум М.М., Клыкова В.Д., Хохлов Г.А., Мышевский Н.В. О геологической информативности амплитудных аномалий на Верхнечонском месторождении // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. Ленинград. -1988. -С.144-147
74. Мандельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Рыхлинский Н.И., Сурков В.С., Трофимук А.А. Прямой поиск углеводородов геофизическими методами // Москва: Наука. -1988. 160 с.
75. Мандельбаум М.М., Рабинович Б.И., Сурков В.С. Геофизические методы обнаружения нефтегазовых залежей на Сибирской платформе // Москва: Недра. -1988. 182 с.
76. Мандельбаум М.М., Рабинович В.И., Сурков В.С. Прямые геофизические методы поисков месторождений нефти и газа (на примере Сибирской платформы) // Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. -1980. -С.48-72
77. Мельников П.Н., Рябкова Л.В. Хуснитдинов Р.Р. Перспективные зоны нефтегазонакопления и ловушки северо-восточного склона Непского свода // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2009. -№6. -С.57-61



78. Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXI века // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1999. -№1. -С.11-14
79. Мушин И.А., Птецов С.Н. Интегрированная интерпретация геофизических данных // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1996. -№2. -С.3-7
80. Мясоедов Д.Н. Влияние интерполяционной модели на результат геостатистической инверсии // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2015. -№6. -С.20-28
81. Найдель Н.С., Поджиагломли Э.В. Геофизическое обоснование и методика сейсмостратиграфического моделирования и интерпретации // Сейсмическая стратиграфия. Москва: Мир. -1982. -С.646-692
82. Нассонова Н.В., Иванюк В.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Опыт изучения геологического строения Верхнечонского месторождения по данным сейсморазведки 3D // Нефтяное хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. -2010. -№11. -С.38-42
83. Нежданов А.А. Геолого-геофизический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень: . -2004.
84. Нестеров И.И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2004. -№2. -С.38-47
85. Петрашень Г.И. Открытое письмо главному редактору журнала «Геофизика» О.К. Кондратьеву // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -2002. -№5. -С.65-71
86. Потлова М.М. Коллекторы нефти и газа продуктивных горизонтов Верхнечонского месторождения // Породы-коллекторы нефтеносных отложений Сибири. Новосибирск. -1984. -С.43-51
87. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза // Москва: Наука. -1989. 135 с.
88. Птецов С.Н., Матусевич В.Ю. Расчёт и интерпретация глубинных кубов пористости на основе сейсмической инверсии // Технологии Сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2005. -№2. -С.4-10
89. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Венедиктов Г.В. Развитие метода поперечных волн и проблема многоволновой сейсморазведки // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -1980. -№10. -С.13-26
90. Пузырев Н.Н., Венедиктов Г.В. Многоволновая сейсморазведка при решении задач ПГР // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -1986. -№1. -С.26-30
91. Рудницкая Д.И. Литоформационная реапак-интерпретация сейсмических материалов при изучении рифейских отложений на территории Алдано-Майской впадины Восточной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС. -2011. -№4. -С.65-75
92. Рудницкая Д.И., Вальчак В.И., Старосельцев В.С., Горюнов Н.А., Щербаков В.А. Изучение глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий Восточной Сибири по сейсмическим данным // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2008. -№3. -С.13-17

93. Рябкова Л.В. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской нефтегазоносных областей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. -2002. -№9. -С.32-35
94. Сафронов А.Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. -2006. -№7. -С.18–24
95. Свешников А. А. Прикладные методы теории случайных функций // Гл.ред. физ.-мат. лит. -1968. 449 с.
96. Славкин В.С., Копилевич Е.А., Старобинец А.Е. Определение емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья // Монография. Москва: Геоинформмарк. -1995. -№. -С.56
97. Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Ларичев А.И. и др. Закономерности формирования и распределения углеводородных скоплений в чехле Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. -2003. -№11-12. -С.41-47
98. Тимчук А.С., Костюченко С.В., Смирнов В.Н. Сейсмические инверсионные преобразования для уточнения геологических моделей и проектирования разработки месторождений углеводородов // Вестник ЦКР Роснедра. Москва: НИПИИГ. -2011. -№2. -С.11-17
99. Трофимук А.А., Мандельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Сурков В.С. Прямые поиски нефти и газа и их применение в Сибири // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. -1981. -№4. -С.27-29
100. Туезова Н.А. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Москва: Недр. -1975. 128 с.
101. Турицын К.С., Мандельбаум М.М. Петрофизические закономерности формирования пористости песчаных коллекторов на Ковыктинском месторождении // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. -1999. -спец выпуск "Иркутскгеофизика". -С.56-58
102. Фортунатова Н.К., Швеиц-Тэнэнта-Гурий А.Г., Ларкин В.Н. Строение и перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы и её обрамления // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. -2010. -№5. -С.54-61
103. Халимов Э.М., Степанов А.И., Зыков Е.А. Некоторые особенности строения нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири в связи с подготовкой их к промышленному освоению // Труды. Москва: ВНИИ. -1983. -№86. -С.135-144
104. Харитонов А., Бурдуковский Р., Погорелова С., Тихонов Е., Родин С., Костарев Н., Успенко А., Хампиев Е. Бурение в высокопроницаемых продуктивных горизонтах в Восточной Сибири: Эмульсия "масло в воде" // Нефть и газ Евразия. -2013. -№2. -С.44-48

105. Чернова Л.С., Перозио Г.Н., Потлова М.М. Проблемы поисков коллекторов и резервуаров нефти и газа в платформенных областях Сибири // Разведка и охрана недр. -2007. -№8. -С.29-34
106. Шаповалов М.Ю. Особенности обработки сейсмических данных для прогноза свойств тонких пластов на примере Верхнечонского месторождения // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2016. -№1. -С.100-108
107. Шаповалов М.Ю. Зона засоления как причина образования различных газонефтяных контактов // Нефтепромысловое дело. Москва: ВНИИОЭНГ. -2016. -№4. -С.28-33
108. Шаповалов М.Ю. Методика и результаты сейсмической инверсии в акустически-контрастном слое на примере месторождений Восточной Сибири // Современные технологии нефтегазовой геофизики. Тюмень: ТИУ. -2016.
109. Шаповалов М.Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2013. -№3. -С.21-27
110. Шаповалов М.Ю., Осипова М.В. Создание геологической модели пласта ВЧ Верхнечонского месторождения на основе стохастической инверсии // 6-я международная геолого-геофизическая конференция-выставка "Санкт-Петербург 2014. Геонауки - инвестиции в будущее". Санкт-Петербург: EAGE. -2014.
111. Шаповалов М.Ю., Хохлов Г.А. Методика выполнения инверсионных преобразований данных 3d сейсморазведки в акустически аномальных пластах: итеративный подход // Сборник тезисов к 14-ой конференции «Геомодель-2012». Геленджик. -2012.
112. Шаповалов М.Ю., Хохлов Г.А., Иванюк В.В., Лебедев М.В., Мельников Р.С. Опыт применения 3D при разработке Верхнечонского месторождения // Материалы II международного форума "Нефть и газ Восточной Сибири". Москва: Smarta Conferences. -2011.
113. Шаповалов М.Ю., Хохлов Г.А., Потысьев В.С. Методика выполнения инверсионных преобразований данных 3D Сейсморазведки в акустически аномальных пластах // Сборник тезисов к 13-ой конференции «Геомодель-2011». Геленджик. -2011.
114. Шевчук А. Рекорды Верхней Чоны. (Приангарье превращается в нефтегазовый регион) // Нефть России. -2009. -№9.
115. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) // Новосибирск: СО РАН. -2007. -С.467
116. Шерифф Р., Гелдарт Л. Под ред. А.В. Калинина. Сейсморазведка: В 2-х т. Т. 1. Пер. с англ. // Москва: Мир. -1987. -С.121-123
117. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Ефимов А.С. Прогноз микро- и макро-структуры околоскважинного пространства в условиях Юрубчено-Тохомской

- зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой наклонометрии // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. -2004. -№1. -С.14-18
118. Шорохова А.П., Суворова И.В. Выполнение петроупругого моделирования с целью повышения эффективности петрофизического сопровождения инверсии сейсмических данных в условиях терригенного разреза // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2017. -№5. -С.143-151
119. Шубин А.В. Методика изучения сложно построенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных // Монография. Москва: РГУ Им. И.М. Губкина. -2014. -№. -С.
120. Шубин А.В., Рыжков В.И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2013. -№5. -С.17-25
121. Эпов К. А., Жемчугова В. А. Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 1, теоретическое обоснование // Тезисы конференции "Сейсмические технологии - 2017". Москва: ООО "Издательство Полипресс". -2017. -№. -С.196-200
122. Эпов К. А., Жемчугова В. А. Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 2, пример практического применения // Тезисы конференции "Сейсмические технологии - 2017". Москва: ООО "Издательство Полипресс". -2017. -№. -С.201-204
123. Яневиц Е.А., Абросимова О.О. Построение сейсмогеологических моделей по данным 2d-сейсморазведки и ГИС (на примере одной из площадей предплатомского прогиба Восточной Сибири) // Геофизика. Москва: ЕАГО. -2016. -№4. -С.48-50
124. Янкова Н.В. Палеотектонический анализ терригенных отложений Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. -2011. -№2. -С.56-59
125. Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk // : Cambridge University Press. -2005.
126. Efimov A., Gert A., Staroseltsev V., Melnikov P., Suprunchik N. Accelerating the development of the hydrocarbon resource base in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) // First break. : . -2009. -№27. -С.69-75
127. Gilks, W., Richardson, S., and Spiegelhalter, D. Markov Chain Monte Carlo in practice: Chapman & Hall // Interdisciplinary Statistics. London: -1996.
128. Kallweit R.S., Wood L.C. The limits of resolution of zero-phase wavelets // Geophysics. -1982. -№47. -С.1035-1045
129. Perez G., Marfurt K.J. . Improving lateral and vertical resolution of seismic images by correcting for wavelet stretch in common-angle migration // Geophysics, vol. 72. -2007. -№6. -С.95-104
130. Sobornov K., Efimov A., Malyshev N. Where will Russian oil come from in 10 years` time? // First break. -2008. -№26. -С.59-63
131. Spencer G. H., Murty M. V. R.K. General ray tracing Procedure // J. Opt. Soc. Am. -1962. -№52. -С.672-678

132. Zoeppritz, Karl. Erdbebenwellen VII. VIIb. Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen. Nachrichten von der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen // Mathematisch-physikalische Klasse. -1919. -C.66-84