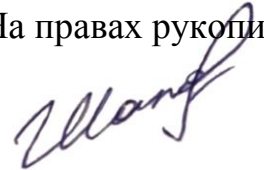


ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ООО «ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»

На правах рукописи

ШАПОВАЛОВ МИХАИЛ ЮРЬЕВИЧ



**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ НЕПСКОЙ СВИТЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ
3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН**

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 – 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НЕПСКОЙ СВИТЫ.....	20
1.1. Стратиграфия.....	20
1.1.1. Непская свита (V_{np}).....	21
1.1.2. Тирская свита – V_{tir}	23
1.1.3. Катангская свита – V_{kt}	24
1.2. Тектоника.....	25
1.3. Нефтегазоносность.....	27
1.4. Особенности строения продуктивных пластов.....	28
1.5. Обоснование необходимости прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов B_{10} и B_{13} сейсмическим методом.....	32
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПРОГНОЗЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕПСКОЙ СВИТЫ.....	41
2.1. Петрофизическое обоснование зависимости между упругими параметрами и параметрами фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин.....	41
2.2. Петрофизические модели для расчета кривых скоростей пробега продольной и поперечной волн, плотности.....	46
3. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ АТТРИБУТЫ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	49
3.1. Результаты моделирования суммарного волнового поля.....	49
3.1.1. «Региональная» модель вендского терригенного комплекса.....	49
3.1.1. Пласт B_{10} – зона малых толщин.....	51
3.1.2. Пласт B_{10} – зоны средних и повышенных толщин.....	55
3.1.3. Пласт B_{13} – зоны средних и повышенных толщин.....	57
3.1.4. Общие выводы по результатам моделирования:.....	59
3.2. Результаты моделирования сейсмограмм.....	60
4. МЕТОДИКА ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ.....	67

4.1.	Проблемы и обзор методов решения	67
4.1.1.	Увеличение частоты модели	69
4.1.2.	Итеративный метод	71
4.1.3.	Блоковая модель	71
4.2.	Модельные данные	73
4.3.	Реальные данные	79
4.3.1.	Оценка качества сейсмических данных	79
4.3.2.	Акустическая детерминистическая инверсия	89
4.3.3.	Синхронная детерминистическая инверсия	101
4.3.4.	Акустическая стохастическая инверсия	103
4.3.5.	Синхронная стохастическая инверсия	112
5.	МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ КИНЕМАТИЧЕСКОГО И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ	120
5.1.	Методика кинематического анализа	120
5.1.1.	Пласт V_{10}	120
5.1.2.	Пласт V_{13}	121
5.1.3.	Вмещающие породы	124
5.2.	Методика динамического анализа	128
5.2.1.	Пласт V_{10} – зона малых толщин	129
5.2.2.	Пласт V_{10} – зона средних и повышенных толщин	130
5.2.3.	Пласт V_{13} – зона средних и повышенных толщин	131
6.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ФЕС ПЛАСТОВ V_{10} , V_{13} МЕСТОРОЖДЕНИЯ 134	
6.1.	Результаты прогноза ФЕС пластов V_{10} , V_{13} месторождения на основе кинематического, динамического анализов, детерминистической инверсии 134	
6.1.1.	Пласт V_{10}	134
6.1.2.	Пласт V_{13}	136
6.2.	Результаты прогноза ФЕС пластов V_{10} , V_{13} в пределах пилотного участка по результатам стохастической инверсии	138
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148
	СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	149
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	150

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса, принятая в работе	24
Рисунок 1.2 - Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (под. ред. А. Э. Конторовича, 2002 г.)	26
Рисунок 1.3 - Отношение толщин нижненепской (А) и верхненепской (Б) подсвит к толщине непской свиты	29
Рисунок 1.4 - Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливно-отливного канала	30
Рисунок 1.5 - Схема расположения блоков непской свиты	31
Рисунок 1.6 - Изменчивость фактической литологии в горизонтальных скважинах	33
Рисунок 1.7 - Горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор»,	34
Рисунок 1.8 - Интерполяция вертикальных скважинных данных (эффективная толщина коллектора) с вариограммой литологии, оцененной по горизонтальным скважинам	34
Рисунок 1.9 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин при использовании крайгинг интерполяции	35
Рисунок 1.10 - Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны; использованы скважины обучения	36
Рисунок 1.11 - Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны; использован весь набор скважин	36
Рисунок 1.12 - Карта эффективной толщины коллектора с применением инверсии с блоковой моделью	38
Рисунок 1.13 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин, при использовании интерполяции ..	39
Рисунок 1.14 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин, при использовании инверсии	39
Рисунок 2.1 - Распределение акустического импеданса по литотипам	43
Рисунок 2.2 - Распределение литотипов по данным ГИС	44
Рисунок 2.3 - Влияние коэффициента открытой пористости на акустический импеданс	45
Рисунок 3.1 - Оценка влияния изменений толщины стратонов терригенного венда на волновое поле.	52
Рисунок 3.2 - Оценка влияния изменений импеданса пласта В ₁₀ на волновое поле (зона малых толщин - случай повышенной акустической жесткости коры выветривания)	53

Рисунок 3.3 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле (зона малых толщин - случай пониженной акустической жесткости коры выветривания).....	54
Рисунок 3.4 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле (зона средних толщин).....	56
Рисунок 3.5 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле (зона повышенных толщин).....	56
Рисунок 3.6 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{13} на волновое поле (зона средних толщин).....	58
Рисунок 3.7 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{13} на волновое поле (зона повышенных толщин).....	59
Рисунок 3.8 - Модельные сейсмограммы для толщин 8, 14, 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение – пластовая вода.....	63
Рисунок 3.9 - Модельные сейсмограммы для толщин пласта 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение: пластовая вода, нефть, газ.....	63
Рисунок 3.10 - Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянной литологией.....	65
Рисунок 3.11 - Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянным насыщением.....	66
Рисунок 4.1 - Планшет оценки результатов акустической инверсии.....	68
Рисунок 4.2 - Планшеты оценки результатов инверсии с различными частотами фоновой модели.....	70
Рисунок 4.3 - Восстановление АИ в скважине после первой и второй итераций акустической инверсии.....	71
Рисунок 4.4 - Планшет оценки результата инверсии с использованием блоковой модели.....	72
Рисунок 4.5 - Акустическая модель пластов терригенного венда Верхнечонского месторождения.....	73
Рисунок 4.6 - Восстановление АИ по методике двойной итерации.....	73
Рисунок 4.7 - Восстановление АИ с использованием блоковой модели.....	74
Рисунок 4.8 - Модель малых толщин с «жесткой» корой выветривания.....	75
Рисунок 4.9 - Модель малых толщин с «мягкой» корой выветривания.....	77
Рисунок 4.10 - Сейсмический разрез по кросслайну 11653 с указанием окон оценки среднеквадратической амплитуды.....	80
Рисунок 4.11 - Карта среднеквадратических амплитуд в интервале X_p+250 мс - X_p-750 мс.....	81
Рисунок 4.12 - Зависимости между среднеквадратическими амплитудами в окнах X_p-O_c и $O_c-\Phi$ до нормировки (а) и после (б).....	82

Рисунок 4.13 - Разрез сейсмического куба по линии 11653 до нормировки (А) и после (Б)	83
Рисунок 4.14 - Гистограмма распределения фазовых поворотов импульса в точках скважин.....	85
Рисунок 4.15 - Оценка устойчивости сейсмического импульса по вертикали и латерали.....	87
Рисунок 4.16 - АЧХ импульсов по разным угловым диапазонам.....	88
Рисунок 4.17 - Пример «хорошего» соответствия реальной и синтетической кривых AVO.....	89
Рисунок 4.18 - Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма MBHC (цветом показан отход от начальной модели в %).91	
Рисунок 4.19 - Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма MBSC (цветом показана доля участия фоновой модели).93	
Рисунок 4.20 - Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма Bandlimited.....	94
Рисунок 4.21 - Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма LPSS. (цветом параметр sparseness).....	95
Рисунок 4.22 - Кросс-плоты сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам инверсии во всем интервале расчета (слева) и в терригенном слое (справа)	96
Рисунок 4.23 - Кросс-плот сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам второй итерации инверсии в терригенном слое	97
Рисунок 4.24 - Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному с использованием итеративной методики инверсии.	98
Рисунок 4.25 - Разрез блоковой модели АИ по кросслайну 11610	99
Рисунок 4.26 - Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному по результатам инверсии с использованием блоковой модели.	99
Рисунок 4.27 - Разрезы по блоковым моделям акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности	101
Рисунок 4.28 - Разрезы по кубам акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности, полученным в ходе синхронной инверсии	102
Рисунок 4.29 - Кросс-плоты зависимостей импеданса по скважинным данным с импедансом по результатам инверсии	103
Рисунок 4.30 - Пропорции литотипов для пластов В ₁₀ и В ₁₃	106
Рисунок 4.31 - Блок-схема стохастической инверсии	109
Рисунок 4.32 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и невязок между синтетикой и сейсмикой (внизу)	110
Рисунок 4.33 - Разрез акустического импеданса по результатам стохастической инверсии с нанесенными скважинами	111

Рисунок 4.34 - Сопоставление контрольной и прогнозной кривых АИ по проверочным скважинам	112
Рисунок 4.35 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для ближних удалений	116
Рисунок 4.36 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для средних удалений.....	116
Рисунок 4.37 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для дальних удалений.....	116
Рисунок 4.38 - Разрезы моделей упругих свойств с вынесенными скважинами	117
Рисунок 4.39 - Сопоставление реальной и прогнозной кривых продольного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	118
Рисунок 4.40 - Сопоставление реальной и прогнозной кривых поперечного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	118
Рисунок 4.41 - Сопоставление реальной и прогнозной кривых плотности импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз).....	119
Рисунок 5.1 - Авторская интерпретация линейных зон глинизации на карте спектральной декомпозиции	121
Рисунок 5.2 - Временной разрез, пересекающий выделенные линейные зоны глинизации	122
Рисунок 5.3 - Обоснование построения поверхности тренда второго порядка для толщины пласта V_{13}	122
Рисунок 5.4 - Отношение между трендовой составляющей толщины и параметрами ФЕС пласта V_{13}	123
Рисунок 5.5 - Пример выделения локального выступа фундамента	124
Рисунок 5.6 - Карта когерентности фундамента.....	125
Рисунок 5.7 - Разрез куба акустического импеданса по линии А-Б	126
Рисунок 5.8 - Карта когерентности целевого пласта с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.....	127
Рисунок 5.9 - Карта локальных аномалий магнитного поля с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.	127
Рисунок 5.10 - Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта V_{10} в зоне малых толщин терригенного венда	129
Рисунок 5.11 - Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта V_{10} в зоне средних и повышенных толщин терригенного венда	131
Рисунок 5.12 - Результаты динамического анализа пласта V_{13}	133
Рисунок 6.1 - Результаты построения карты линейной емкости пласта V_{10} по данным динамического, кинематического анализов и инверсии.....	135

Рисунок 6.2 - Оценка качества прогноза по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б).....	135
Рисунок 6.3 - Результаты построения карты линейной емкости пласта V_{13}	137
Рисунок 6.4 - Оценка качества прогноза ФЕС пласта V_{13} по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б)	137
Рисунок 6.5 - Пример восстановления продольного импеданса.....	138
Рисунок 6.6 - Пример восстановления плотности.	138
Рисунок 6.7 - Разрезы частоты встречаемости для каждого литотипа с нанесением скважин.....	140
Рисунок 6.8 - Карта толщины литотипа «коллектор» для пласта V_{10} во временном масштабе.....	141
Рисунок 6.9 - Карта толщины литотипа «коллектор» для пласта V_{13} во временном масштабе.....	141
Рисунок 6.10 - Прогноз эффективной толщины коллекторов непской свиты ($V_{10}+V_{13}$) с нанесением скважин обучения (черные точки) и контрольных скважин (красные точки)	142
Рисунок 6.11 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин при использовании инверсии.	143
Рисунок 6.12 - Подсчетный план по пласту V_{10} с нанесением контуров ГНК.	145
Рисунок 6.13 - Карты толщин литотипов «засолоненный неколлектор» (а) и «коллектор» (б).....	146
Рисунок 6.14 - Сопоставление карт эффективной газонасыщенной толщины с использованием скважинных данных (а) и с использованием скважинных данных и стохастической инверсии (б)	146

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Термобарические условия и свойства пластовых флюидов	46
Таблица 3.1 - «Региональная» модель вендского терригенного комплекса. ..	50
Таблица 3.2 - Результаты моделирования упругих параметров пласта	51
Таблица 3.3 - Модель пласта V_{10} в зоне малых толщин терригенного венда с высокой акустической жесткостью коры выветривания.	51
Таблица 3.4 - Модель пласта V_{10} в зоне малых толщин терригенного венда с пониженной акустической жесткостью коры выветривания.	53
Таблица 3.5 - Модель пласта V_{10} в зоне средних толщин терригенного венда	55
Таблица 3.6 - Модель пласта V_{10} в зоне повышенных толщин терригенного венда	55
Таблица 3.7 - Модель пласта V_{13} в зоне средних толщин терригенного венда	57
Таблица 3.8 - Модель пласта V_{10} в зоне повышенных толщин терригенного венда	58
Таблица 3.9 - Упругие параметры компонентов модели	61
Таблица 3.10 - Параметры клиновидной модели.....	61
Таблица 4.1 - Параметры функций плотности вероятности для всех литотипов	107
Таблица 4.2 - Параметры функций плотности вероятности для всех литотипов	113

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

28 декабря 2009 г. была введена в эксплуатацию первая очередь трубопровода “Восточная Сибирь–Тихий океан” (ВСТО) мощностью 30 млн. т. в год, а в декабре 2012 г. была сдана вторая очередь. Суммарная мощность проекта ВСТО – 50 млн. т. в год [Российская газета. 2012. 25 дек.]. Появление новых транспортных возможностей дало импульс развитию восточносибирского нефтяного кластера России [115, 127, 131]. В последние годы многие месторождения Сибирской платформы, расположенные вдоль трассы нефтепровода, интенсивно эксплуатируются или подготавливаются к промышленной эксплуатации. В связи с этим, **актуальность** специальных исследований, обеспечивающих подготовку месторождений Восточной Сибири к промышленной эксплуатации, представляется крайне высокой.

Степень разработанности темы исследования.

Основным методом подготовки месторождения к эксплуатации является комплексная интерпретация данных разведочного бурения и сейсмических исследований методом отраженных волн общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) 3D. Этой теме посвящены многие монографии [3, 4, 8, 75, 76, 88, 120] и публикации в научных периодических изданиях [10, 37, 61, 63, 71, 89].

Как известно, сейсмическая интерпретация традиционно включает в себя две задачи - кинематическую и динамическую. Кинематическая задача, т. е. построение глубинно-скоростной модели и структурных карт отражающих горизонтов, для рассматриваемых районов менее актуальна, поскольку в условиях Сибирской платформы структурный фактор в большинстве случаев не является решающим для контроля залежей. Динамическая задача, т. е. прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения резервуаров, напротив, является основной, поскольку именно геология резервуаров в основном определяет контуры скоплений углеводородов. Для решения динамической задачи традиционно

применяют атрибутивный анализ и различные виды инверсионных преобразований [5, 6, 11, 28, 97, 99, 122, 123].

Уже первые сейсмические исследования Сибирской платформы показали, что сейсмогеологические условия названной территории коренным образом отличаются от условий Западно-Сибирской равнины, для которых в течение полувека создавались и отрабатывались сейсмические технологии прогноза свойств резервуаров [20, 60, 73, 74, 76, 77, 100, 118].

Поисковые и разведочные геофизические работы на исследуемой территории проводились с 1975 по 1990 гг. За эти годы была исследована большая часть площади Непского свода и прилегающих прогибов, были выделены основные нефтегазоперспективные районы, открыты крупные месторождения (Верхнечонское, Дулисьминское, Ковыктинское, Ярактинское). Наиболее распространённый метод исследований территории, так называемый корреляционный метод прямых поисков, основанный на поиске зон поглощения высокочастотной составляющей сейсмических волн.

В тот же период были получены положительные результаты с использованием многоволновой сейсморазведки [90, 91]. На основе скоростей распространения продольных и поперечных волн рассчитывался коэффициент Пуассона, который затем интерпретировался с точки зрения наличия или отсутствия УВ. Было установлено, что уменьшение этого параметра устойчиво коррелируется с наличием углеводородов в разрезе.

Особенности геологического строения Непско-Ботуобинской антеклизы позволяют активно использовать для поиска углеводородов другой геофизический метод – метод электроразведки. 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 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 месторождения) [59].

Развитие цифровой регистрации сейсмических данных дало импульс геологоразведочным работам с использованием МОВ-ОГТ во всех перспективных районах как за рубежом, так и в СССР. Не стала исключением и Восточная Сибирь. Основные исследования были сконцентрированы в ранее выделенном районе, перспективном на нефть и газ, – Непском своде. Наиболее значимыми результатами исследований явилось установление корреляционных связей между параметрами сейсмической записи и свойствами ФЕС крупнейших месторождений – Верхнечонского, Ярактинского, Игнялинского. Следующий этап изучения территории – детализационные работы на открытых месторождениях (1990-2000 гг.), позволившие уточнить структуру целевых пластов, тектонические модели залежей, фильтрационно-емкостные параметры пород-коллекторов, оконтурить региональную зону трансгрессивного выклинивания терригенных отложений на востоке Непского свода.

Ранее проведенные 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 неравномерно. В силу своих аномальных акустических характеристик траппы действуют как акустические экраны, внося искажения и в динамическую, и в кинематическую часть записи;

- малые толщины целевого терригенного интервала (пласты B_{10} , B_{13} 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, приводящий к тому, что динамика волнового поля определяется в основном геометрией и свойствами вмещающей толщи.

Большинство специалистов склоняются к выводу о значительно меньшей информативности динамических характеристик сейсмической записи МОВ-ОГТ для прогноза свойств Сибирской платформы по сравнению с аналогичными исследованиями Западной Сибири [30, 49, 112, 118].

Вместе с тем, исследования специалистов Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГИМС) [43] убедительно доказывают принципиальную возможность прогноза свойств коллекторов на территории Непско-Ботубинской антеклизы с использованием динамических параметров сейсмической записи. В частности, было высказано предположение о том, что наиболее достоверную информацию о ФЕС коллектора содержат сейсмические амплитуды, однако качество материалов сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D 1980-х гг. не позволило выйти на количественный прогноз этих параметров. Развитие технологий сейсморазведки только относительно недавно обеспечило возможность количественного прогноза ФЕС и насыщения по сейсмическим данным в Восточной Сибири [14, 49, 55, 62, 64, 92, 93, 112, 124]. Тем не менее, по мнению автора настоящего исследования, существующие методы интерпретации данных МОВ-ОГТ имеют еще не использованные резервы 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.

Цель работы: разработка методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов непской свиты Сибирской платформы на основе комплексной интерпретации скважинных данных и материалов сейсморазведки

МОВ-ОГТ 3D, обеспечивающей повышение достоверности прогноза геологического строения и свойств продуктивных пластов.

Задачи исследований:

- Выполнение петрофизического обоснования возможности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по сейсмическим данным;
- Выполнение анализа качества сейсмических данных и при необходимости их дообработки для целей инверсионных преобразований применительно к целевым терригенным пластам В₁₀ и В₁₃;
- Изучение возможности прогноза фильтрационно-емкостных свойств при помощи инверсионных преобразований сейсмических данных с использованием синтетических моделей;
- Разработка комплексной методики оценки упругих свойств для акустически-контрастных пластов, позволяющей 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;
- Разработка методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств пород на основе комплекса данных сейсморазведки и геофизических исследований скважин для акустически контрастных пластов;
- Апробация методики на данных крупного нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в пределах северо-западной части Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы, в целях создания цифровой сейсмогеологической модели продуктивных пластов В₁₀ и В₁₃, пригодной для планирования и принятия решений по разработке.

Научная новизна.

Ряд результатов настоящей работы **получен впервые:**

- Применительно к сейсмическим инверсионным преобразованиям в геологических условиях вендского терригенного комплекса доказано, что

использование построенных на основе структурного каркаса резервуаров трендово-блоковых моделей упругих свойств устраняет неоднозначность положения акустических границ и обеспечивает максимальную точность восстановления акустических параметров слоев;

- По материалам репрезентативной выборки вертикальных и горизонтальных скважин глубокого бурения установлено, что использование динамических параметров сейсмических данных 3D в условиях высокой латеральной изменчивости литологии пластов V_{10} и V_{13} обеспечивает повышение достоверности прогноза ФЕС;
- На основе комплексной интерпретации керновых, скважинных и сейсмических 3D данных в вендском терригенном комплексе выявлены следующие неизвестные ранее элементы:
 - шнурковые глинистые тела в пласте V_{10} , рассекающие его на изолированные резервуары и контролирующие местоположение зон ухудшенных и улучшенных ФЕС;
 - границы эрозионного срезания пласта V_{13} и локальные эрозионные выступы фундамента, контролирующие местоположение зон ухудшенных и улучшенных ФЕС.

Теоретическая и практическая значимость работы.

Верхнечонское месторождение является основным и наиболее интенсивно разрабатываемым месторождением нефти в Восточной Сибири. Однако, постоянно растущий спрос на энергоносители стимулирует освоение и других месторождений Непско-Ботубинской антеклизы: Чаяндинского, Верхнепеледуйского, Тымпучиканского, Среднеботубинского, Игнялинского, Даниловского, Вакунайского, Талаканского и других. Установлено, что все эти месторождения имеют сходную геологию, что в свою очередь, позволяет рассчитывать на схожесть особенностей их освоения.

Разработанная в рамках настоящей работы комплексная методика является универсальным инструментом интерпретации сейсмических данных для конкретного типа объектов – акустически аномальных тонких пластов. Такие объекты встречаются и в других регионах Российской Федерации. В качестве примера может быть названа баженовская свита в Западной Сибири, изучение которой становится весьма актуальным в свете тенденций перехода на разработку сланцевых месторождений. Предлагаемая методика может использоваться во всех описанных выше случаях, что составляет **теоретическую значимость работы**.

Помимо разработки методики комплексной интерпретации, автором было выполнено уточнение геологического строения целевых пластов крупнейшего месторождения региона: даны прогнозы распространения зон улучшенных и ухудшенных ФЕС, построены контура геологических объектов внутри целевых пластов (линейные зоны глинизации, выступы фундамента и т.п.). Полученные результаты были интегрированы в геологическую модель продуктивных пластов, которая в настоящее время является базовой для разработки месторождения. Вышеизложенное составляет **практическую значимость работы**.

Методология и методы исследования.

Для разработки оптимальной методики комплексной интерпретации сейсмических данных МОВ-ОГТ 3D в условиях вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы автор использовал комбинацию моделирования и экспериментов как основных научных методов изучения объекта исследования.

Модели объекта «акустически аномальный пласт» содержали в себе такие значимые свойства реальных объектов, как геометрия и взаимное расположение пластов, а также такие физические свойства, как плотности пород и скорости распространения упругих волн в среде.

На стадии эксперимента к моделям применялись общеизвестные и адаптированные к конкретным геологическим условиям методики интерпретации и преобразования волновых полей.

Получение новых геологических знаний об объекте исследования основывалось на принципе аналогии. Выбранная на экспериментальной стадии исследований методика интерпретации сейсмических данных, основанная на использовании априорной блоковой модели вмещающей толщи, апробировалась на реальных данных МОВ-ОГТ 3D, что позволило транслировать установленные теоретические закономерности на фактические материалы.

Исходными фактическими материалами для исследований послужили:

- результаты полевых сейсморазведочных работ МОВ-ОГТ 3D в объеме 1508 км²;
- результаты промыслово-геофизических исследований по 72 поисковым и разведочным и 286 эксплуатационным скважинам.

Положения, выносимые на защиту:

- Пласты вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы имеют большой акустический контраст между целевым интервалом и вмещающими породами, что является примером акустически контрастного слоя. Использование сейсмической инверсии, основанной на низкочастотной фоновой модели, не позволяет выполнить достоверный прогноз фильтрационно-емкостных свойств этих пластов из-за систематического искажения результатов на границах контрастных интервалов;
- Разработанная методика сейсмической инверсии, основанная на использовании трендово-блоковых моделей упругих свойств, обеспечивает максимальную компенсацию нехватки контрастности обратных динамических решений. В условиях вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы применение такой методики для всех видов инверсий приближает прогнозные модели упругих свойств среды к реальным данным;

- Основными выявленными в ходе комплексной количественной интерпретации сейсмических данных элементами геологического строения, имеющими наибольшее значение для прогноза ФЭС и разработки, являются:
 - Для пласта V_{10} – шнурковые глинистые тела, рассекающие пласт на изолированные резервуары;
 - Для пласта V_{13} – границы эрозионного срезания пласта и локальные эрозионные выступы фундамента.

Степень достоверности научных выводов и результатов:

- Использование при формировании модели физических свойств исследуемого объекта результатов геофизических исследований (методами АК, АКШ, ГГКп) по более чем 70 вертикальным и 280 горизонтальным скважинам, что позволило заложить в модель свойства объектов, максимально приближенные к реальным геологическим телам;
- Использование при стратиграфических построениях региональных маркеров, прослеженных во всех включенных в анализ скважинах;
- Использование системы уравнений К. Цеппритца (К. Zoeppritz) при решении прямой и обратной задач сейсморазведки, что дало возможность получить сейсмограммы и акустические модели сред с учетом всех типов волн и истинным соотношением амплитуд отражения;
- Результаты ретроспективного анализа подтверждаемости сейсмогеологической модели по данным 26 скважин, пробуренных постфактум.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на следующих семинарах, совещаниях и конференциях: 13-я конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных «Геомодель-2011» (Геленджик, 2011 г.); II международный форум «Нефть и газ Восточной Сибири» (Москва, 2011 г.); 14-я конференция «Геомодель-2012» (Геленджик, 2012 г.); 6-я

международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург-2014. Геонауки — инвестиции в будущее» (Санкт-Петербург, 2014 г.); конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики» (Тюмень, 2016 г.); 4-я международная научно-практическая конференция «ГеоБайкал 2016».

Включенные в состав диссертационной работа материалы, научные результаты и выводы изложены в 12 публикациях по теме диссертации, в том числе в 4 статьях в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ; 2 статьях в сборниках трудов научно-исследовательских институтов, 6 тезисах докладов на конференциях и совещаниях.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения, содержит 164 страниц текста, 95 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 133 наименования.

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

Автор 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 подаваемый им достойный пример воли и стремления к научным изысканиям.

Автор выражает искреннюю благодарность В.И. Кузнецову за научное руководство, полезные советы и помощь в написании работы.

1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НЕПСКОЙ СВИТЫ

1.1. Стратиграфия

Начальный период изучения геологии Восточной Сибири определяется с 50-х гг. XX века, однако наибольшей активностью в этом направлении отмечается конец 70-х, начало 80-х годов. Основные перспективные на нефть и газ области в пределах Сибирской платформы, а также их геология описаны в ряде специальных исследований [57, 58, 59]. Более поздние работы датируются первым десятилетием XXI века и связаны с активным вводом в разработку выявленных месторождений углеводородного сырья [12, 38, 50, 53, 54, 56, 79, 80, 85, 86, 98, 106].

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 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 пологокослоистыми песчаниками с прослоями (5-15 см) массивных галечных гравелитов и более тонкими прослоями конгломератов, в верхней части – в основном темно-бурыми плохосортированными массивными и крупнокослоистыми гравийными крупно-грубозернистыми песчаниками с прослоями среднезернистых, мелкозернистых песчаников и песчано-глинистых пород. Толщина пачки в пределах площади изменяется от 0 до 25 м как за счет прилегания базальных слоев к предвендской эрозионной поверхности, так и за счет предпоздненепского размыва отложений. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт B_{13}

Верхняя пачка в основном сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкой прерывистой горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. В аргиллитах встречаются градационные слои 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. Толщина пачки в пределах площади изменяется от 0 до 28 м за счет предпоздненепского размыва отложений.

Толщина 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 косо

слоистостью алевритоглинистых пород. Толщина пачки в пределах площади изменяется от 5 до 22 м. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт В₁₀

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

Толщина подсвиты изменяется от 5 до 35 м.

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

Общая толщина 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 поставить вопрос о наличии 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 В₁₀) и талахский (аналог В₁₃) продуктивные пласты. Причем, в районе Верхнечонского месторождения вследствие полной денудации этой пачки оба пласта объединяются в одну, преимущественно песчаную пачку. П. Н. Мельников, развивая предложенный коллегой подход, приводит в работе [66] еще целый ряд доказательств внутринепского размыва на Верхнечонской площади. В частности,

выделяемый им в кровле пласта B_{13} маркирующий слой позволил сделать вывод, что толщина межпластовой глинистой перемычки сокращается за счет размыва ее кровли, а не за счет фациального замещения подошвы на талахские песчаники. Аналогичные результаты приведены и в работах других исследователей [116].

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 (рисунок 1.1):

- Нижнечонская осадочная серия включает пласт B_{13} и перекрывающую его глинистую пачку;
- Верхнечонско-Тирская осадочная серия включает пласт B_{10} , перекрывающую его преимущественно глинистую пачку и терригенно-сульфатно-карбонатные отложения тирской свиты [67].

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.

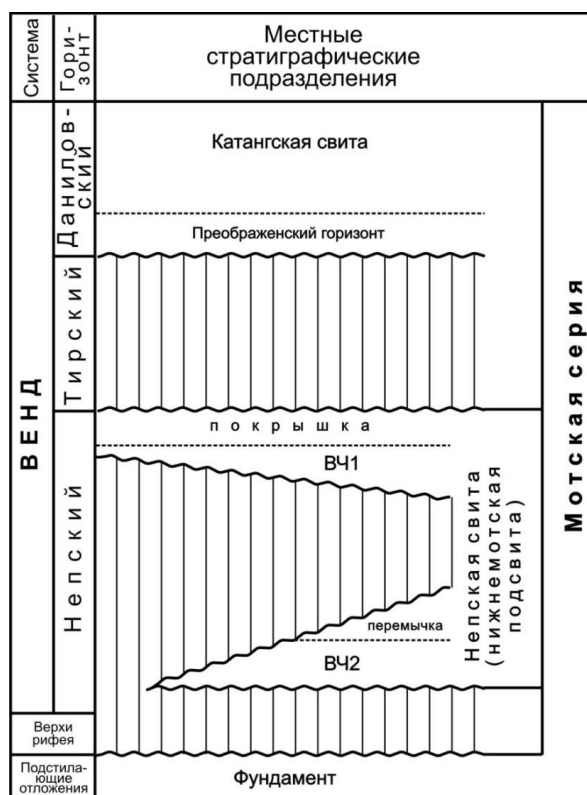


Рисунок 1.1 - Стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса, принятая в работе

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. По данным 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 толщиной 62-94 м – Преображенский продуктивный пласт. Отложения пачки являются известным региональным электрокаротажным репером M_2 .

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

Толщина свиты на площади изменяется от 77 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 перекрытыми карбонатными пластами большой толщины.

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 (рисунок 1.2).

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.

Толщина 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.

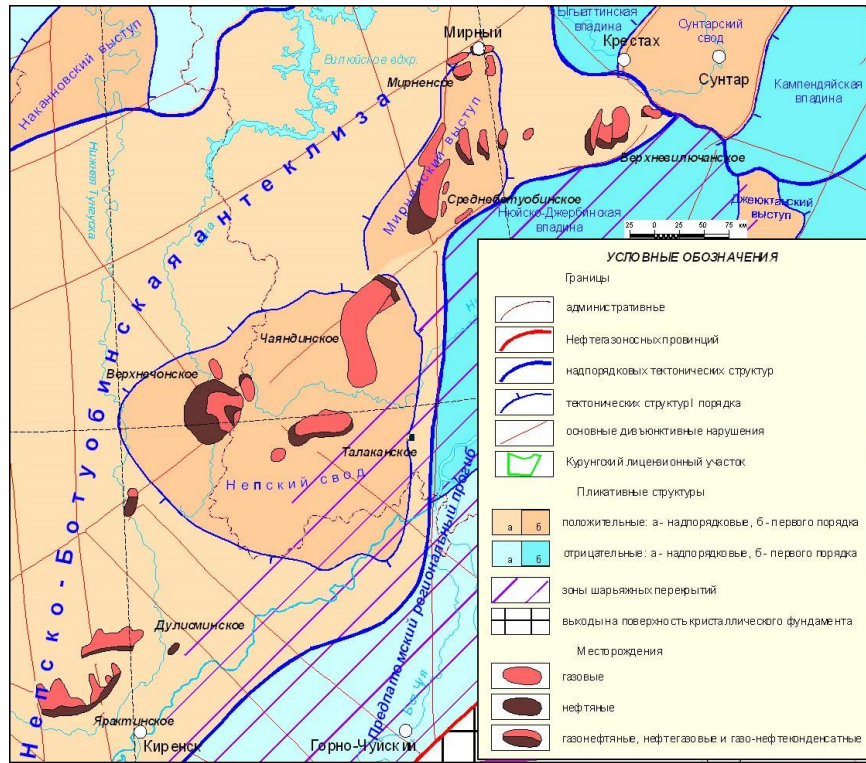


Рисунок 1.2 - Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (под ред. А. Э. Конторовича, 2002 г.)

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

Усольский грабен не вскрыт ни одной разведочной скважиной. Он 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 толщины 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 исследователей [26, 70, 72, 78, 94, 95, 103]. На части данной территории, относящейся административно к Иркутской области, открыты Марковское, Ярактинское, Аянское, Даниловское, Дулисьминское, Пилюдинское, Вакунайское, Верхнечонское нефтегазовые месторождения [20, 74]. На части территории, административно относящейся к республике Саха-Якутия, - открыты Нижнехамакинское, Центрально-Талаканское, Таранское, Хотого-Мурбайское, Средне-Ботуобинское, Тас-Юряхское, Иреляхское, Верхневиллючанское, Виллюйско-Джербинское, Иктехское месторождения [59].

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 и

представлен двумя песчаниковыми пластами ($B_{Ч1}$ и $B_{Ч2}$, 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 испытания, 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 B_{10} и B_{13} . Они имеют ряд особенностей геологического строения, которые в значительной степени контролируют распределение УВ по объему коллектора в этих пластах и описаны в ряде работ [40, 42, 45, 65, 68, 87, 125].

Как следует из стратиграфического анализа терригенных пластов вендского возраста, B_{10} и B_{13} отделены поверхностями несогласия как от вмещающих пород, так и друг от друга. Для настоящего исследования важным фактом является то, что геометрия и общая толщина терригенного вендского комплекса пород контролируется толщиной пласта B_{13} , которая в пределах изучаемого участка, в свою очередь, контролируется предвендским размывом архейского фундамента и предпозднепепским размывом кровли самого пласта B_{13} (рисунок 1.3)[66].

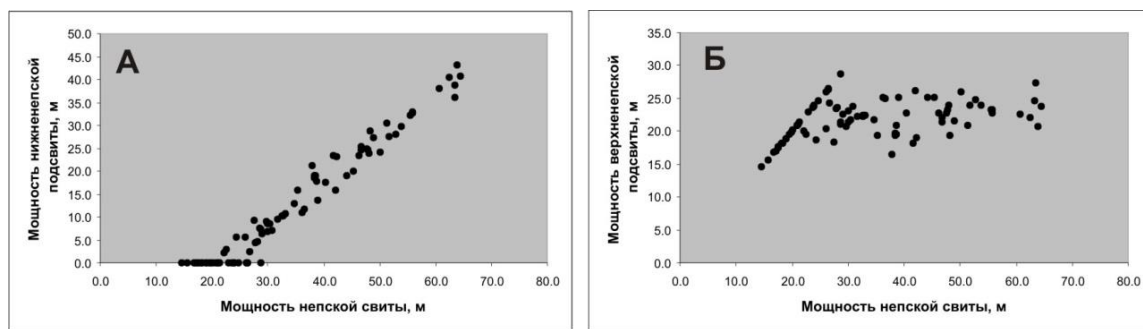


Рисунок 1.3 - Отношение толщин нижненепской (А) и верхненепской (Б) подсвит к толщине непской свиты

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 B_{10} , который залегает непосредственно над пластом B_{13} на внутринепской эрозионной поверхности, имеет гораздо более выдержанную толщину 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 также наличие внутренней поверхности несогласия является причиной второй особенности геологического строения рассматриваемых пластов. В кровле нижненепской подсвиты залегает пачка аргиллитов, которая срезается эрозионной поверхностью в северо-западной части площади, и это 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 B_{10} . В ряде скважин были обнаружены аргиллиты с субгоризонтальной, пологоволнистой, прослоями перемятой слойчатостью, с единичными слоями разнзернистого 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 (рисунок 1.4). Все это позволяет интерпретировать его как субфацию преимущественно глинистых отложений заполнения отмершего приливо-отливного канала.

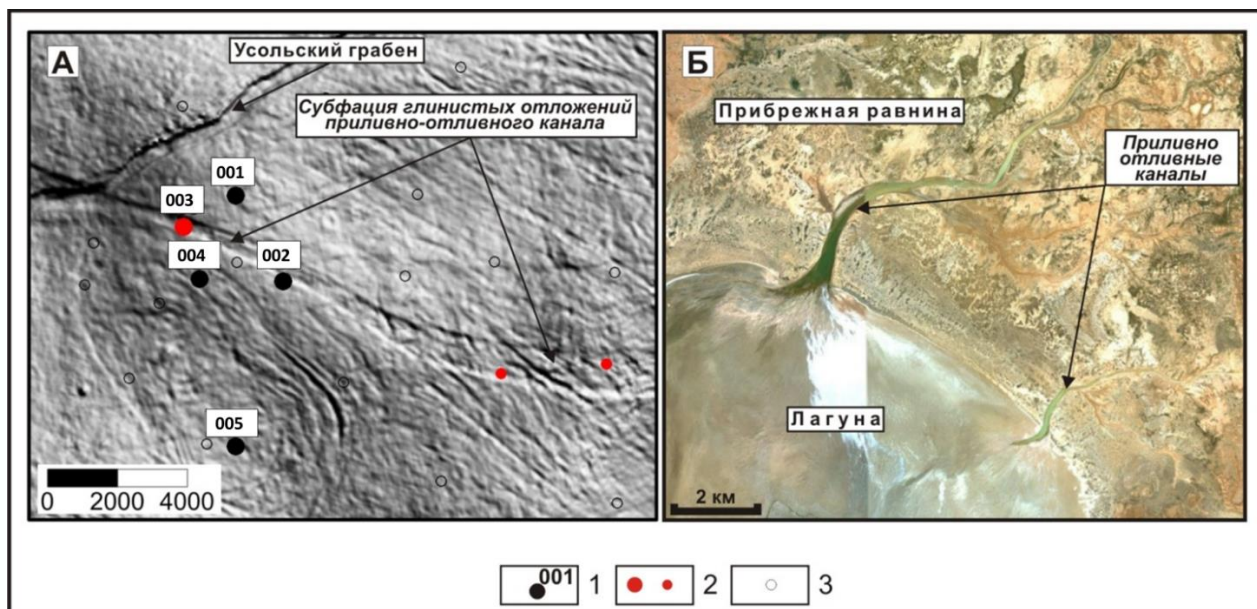


Рисунок 1.4 - Выделение фации преимущественно глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала

А - карта микрорельефа поверхности непской свиты (по данным 3D сейсморазведки) Б - предполагаемый аналог вендского ландшафта (западное побережье Австралии)

Условные обозначения: 1 - скважины, использованные в фациальном анализе; 2 - скважины, вскрывшие фацию глинистых отложений отмершего приливо-отливного канала; 3 - прочие скважины

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 показали, что большая часть этих разломов непроницаема для флюида, что, в свою очередь, приводит к возникновению различных гипсометрических уровней флюидалных 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 (рисунок 1.5).

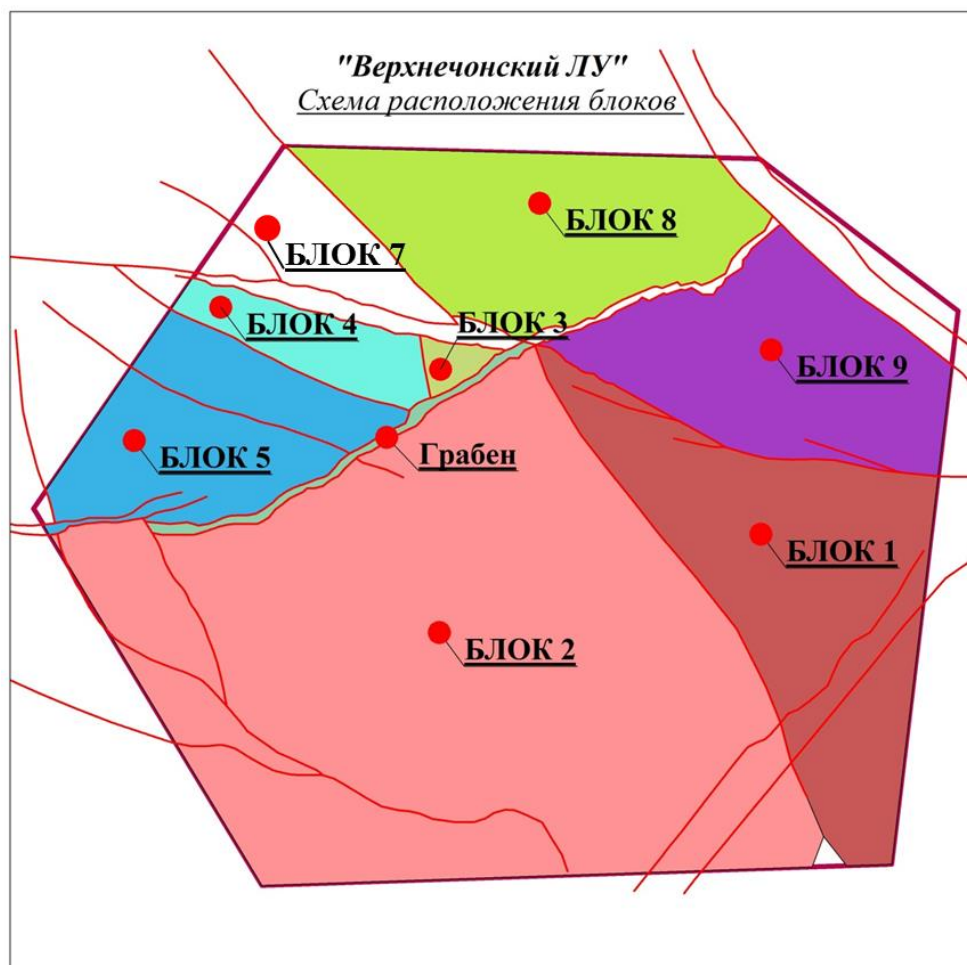


Рисунок 1.5 - Схема расположения блоков непской свиты

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 [40]. 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, причем, 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, 44]. Ранее исследователи предпринимали попытку прогноза засоления по сейсмическим данным [15, 121], которые нередко нуждались в пересмотре по результатам дальнейшего бурения скважин.

Таким образом, из написанного выше следует, 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 очевидной потребность в привлечении более разрешенной по латерали информации, в частности, геофизического метода – сейсморазведки.

1.5. Обоснование необходимости прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов B_{10} и B_{13} сейсмическим методом

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение в высокой степени разбурено горизонтальными скважинами, что позволяет оценить изменчивость пласта по горизонтали на основе результатов интерпретации ГИС. На рисунке 1.6 приведен пример изменения литологии вдоль горизонтальной части ствола скважин одного из эксплуатационных кустов. На рисунке видно, что на протяжении горизонтальной части ствола длиной около километра литология может измениться с коллектора на неколлектор, 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.

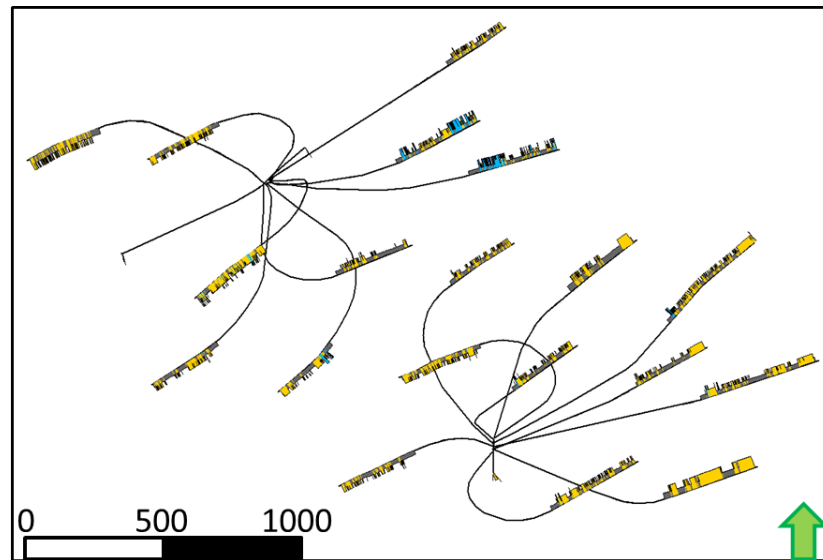


Рисунок 1.6 - Изменчивость фактической литологии в горизонтальных скважинах
 Цветом вдоль траектории показана литология. желтый – коллектор, серый – неколлектор, синий
 –плотные породы

На рисунке 1.7 приведена горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор» по данным горизонтального бурения. 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, в то время как 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 рисунке 1.8 приведен пример интерполяции скважинных данных с оцененной горизонтальной вариограммой.

Приведенная карта позволяет увидеть, 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.

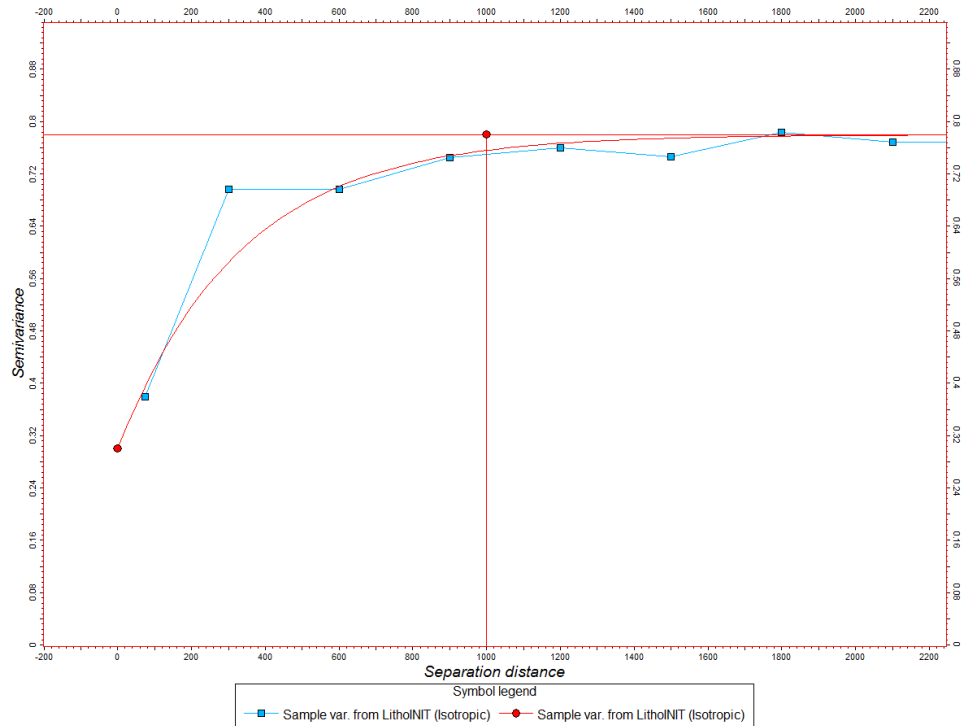


Рисунок 1.7 - Горизонтальная вариограмма литотипа «коллектор», построенная по данным, полученным в горизонтальных скважинах

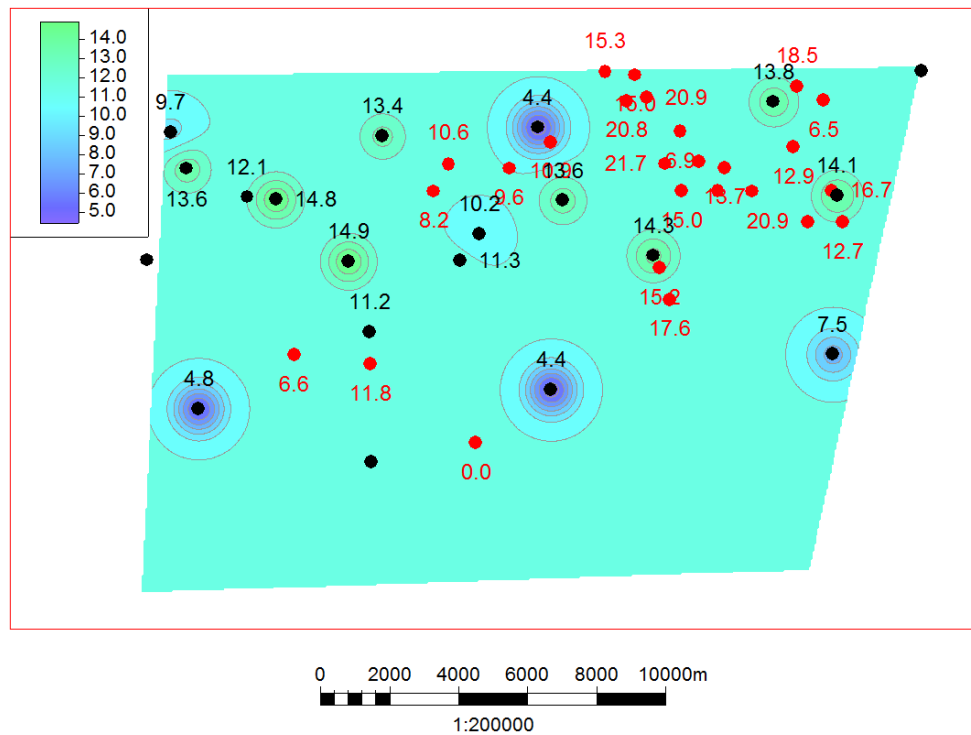


Рисунок 1.8 - Интерполяция вертикальных скважинных данных (эффективная толщина коллектора) с вариограммой литологии, оцененной по горизонтальным скважинам

черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин при использовании интерполяции выглядит следующим образом (рисунок 1.9).

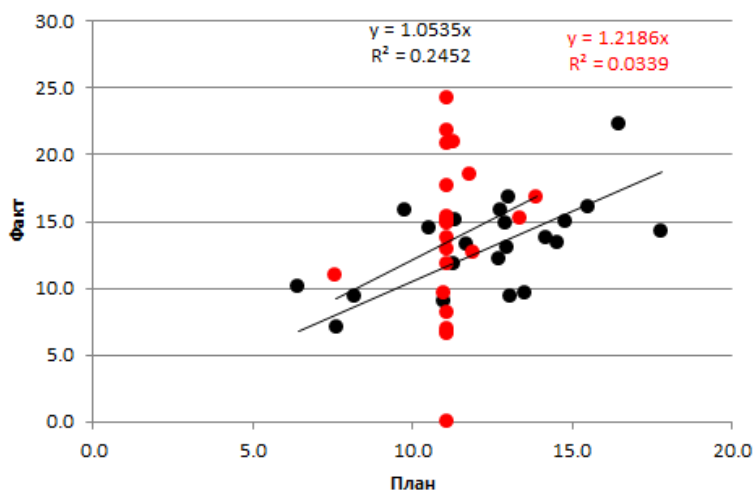


Рисунок 1.9 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин при использовании крайгинг интерполяции

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 рисунке 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 (рисунок 1.11).

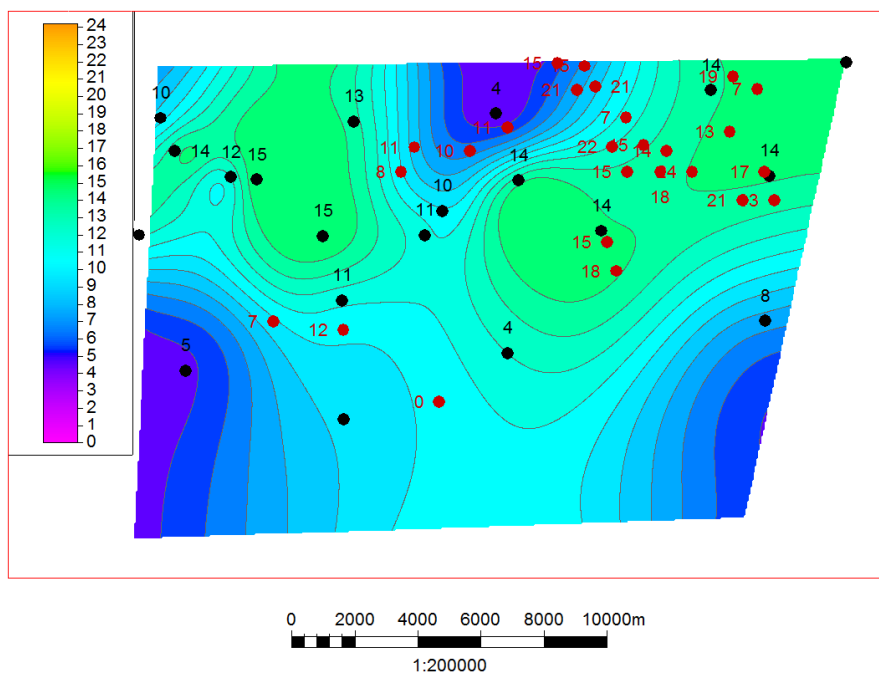


Рисунок 1.10 - Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны; использованы скважины обучения черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

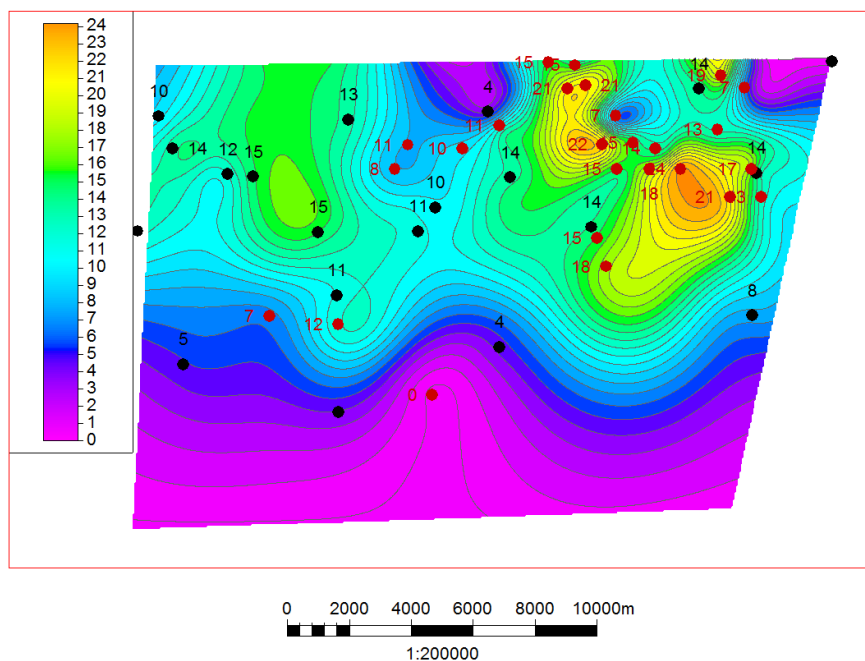


Рисунок 1.11 - Карта эффективной толщины коллектора с применением алгоритма минимальной кривизны; использован весь набор скважин черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

Сопоставление этих двух карт позволяет сделать следующие выводы:

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, которая учитывает новые данные, по сравнению с картой построенной с использованием скважин обучения.

Карта, полученная по результатам инверсии сейсмических данных, с использованием блоковой методики (рисунок 1.12) лишена перечисленных выше недостатков, так как сейсмические данные имеют плотность значительно выше, чем плотность сети скважин (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 чего прогноз содержит значения толщин выше или ниже фактически вскрытых, вне зависимости от диапазона значений входных скважинных данных.

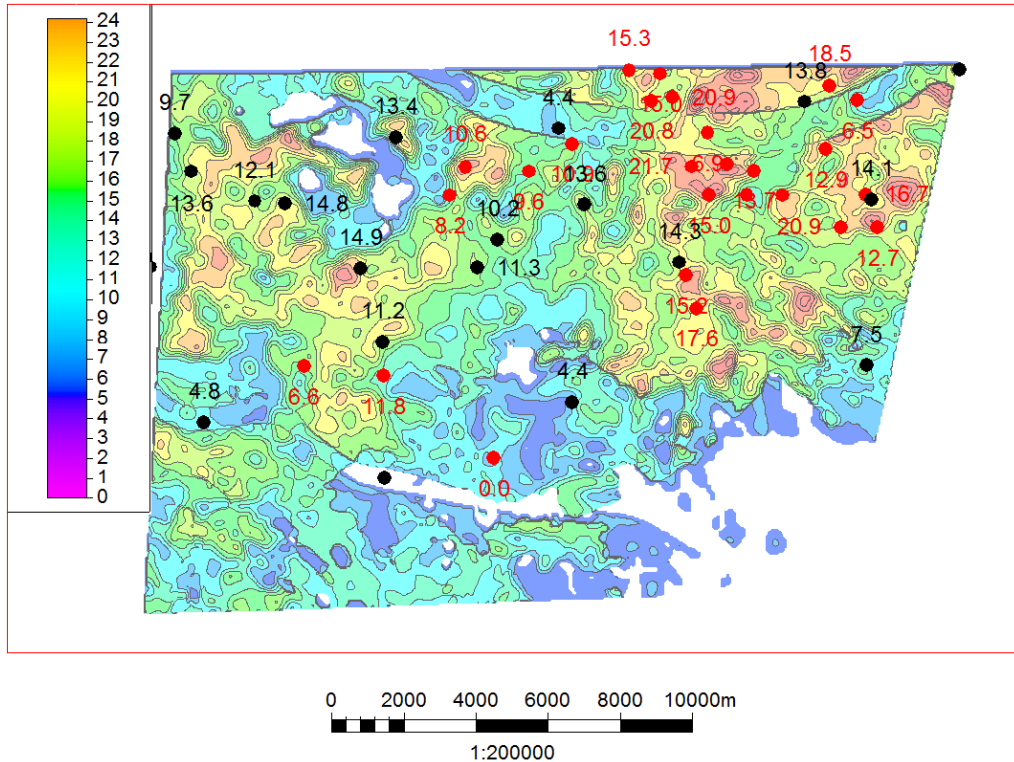


Рисунок 1.12 - Карта эффективной толщины коллектора с применением инверсии с блоковой моделью

черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На рисунке 1.13 приведено сопоставление прогноз/факт эффективной толщины коллектора для пластов V_{10} и V_{13} 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 рисунка 1.9, хотя нужно иметь ввиду, что фактически при построении использовались не только скважины обучения, но и все скважины за исключением той, в которой производился «выкол».

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

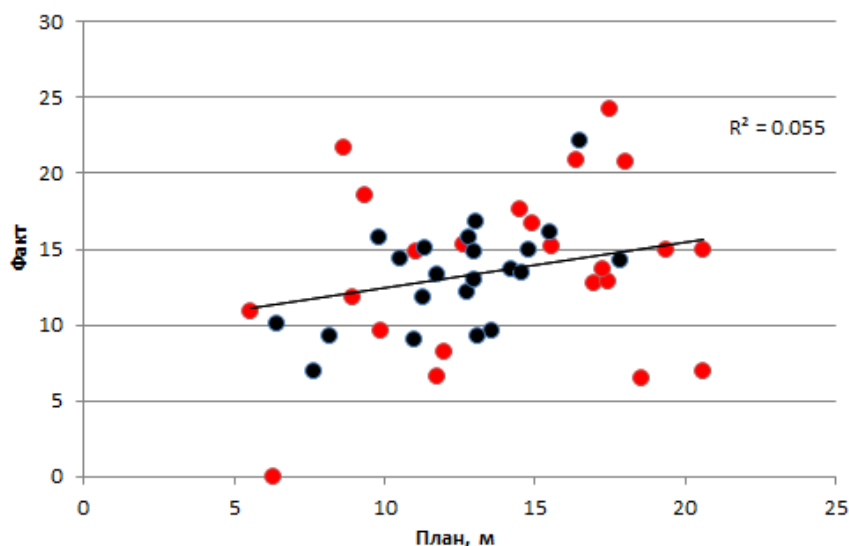


Рисунок 1.13 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин, при использовании интерполяции
черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

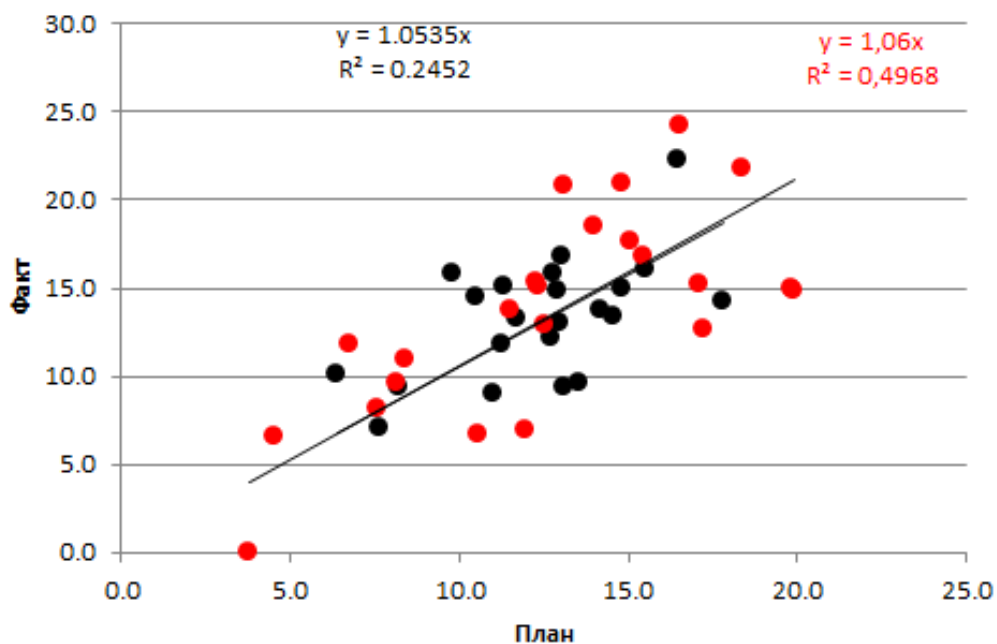


Рисунок 1.14 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин, при использовании инверсии
черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

Сопоставление последних двух рисунков позволяет убедиться, что произошло увеличение прогностической способности карты эффективных толщин коллектора

при использовании сейсмических данных в качестве дополнительного источника информации в межскважинном пространстве.

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 ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ 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 многочисленны, в том числе и в условиях Восточной Сибири [15, 16, 17, 29, 51, 83]. 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 фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин

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, 46], а также в некоторых статьях [119]. На основе описанных в них методик и техник была выполнена настоящая петрофизическая модель. Согласно этой 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 [63, 71, 73, 101, 102]. 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 невертикальном 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 [117]. Инверсия, учитывающая неперпендикулярное 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 (рисунок 2.1).

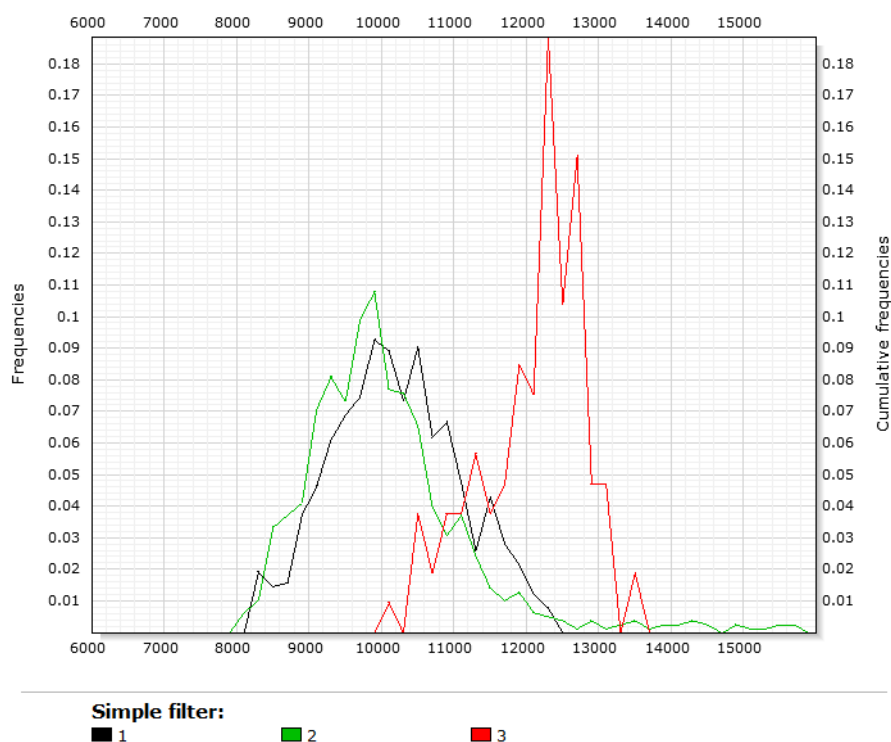


Рисунок 2.1 - Распределение акустического импеданса по литотипам.

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 (рисунок 2.2)

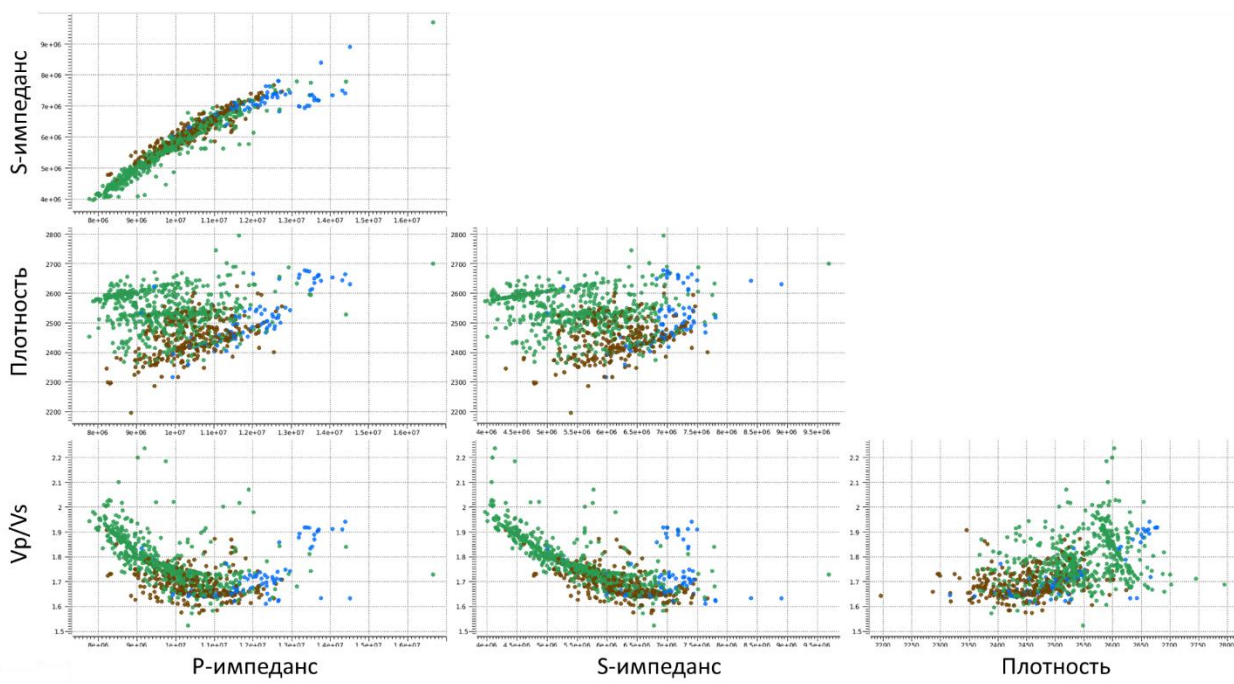


Рисунок 2.2 - Распределение литотипов по данным ГИС

в полях упругих параметров

коллектор (коричневым), неколлектор заглинизированный (зеленым) и неколлектор засоленный (синим)

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 V_{10} в основном контролирует $K_{\text{соль}}$.

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 рисунке 2.3. Существует закономерная тенденция увеличения величин акустического импеданса с уменьшением коэффициента открытой пористости, что согласуется с аналогичными исследованиями, выполненными ранее Ващенко В.А. [23].

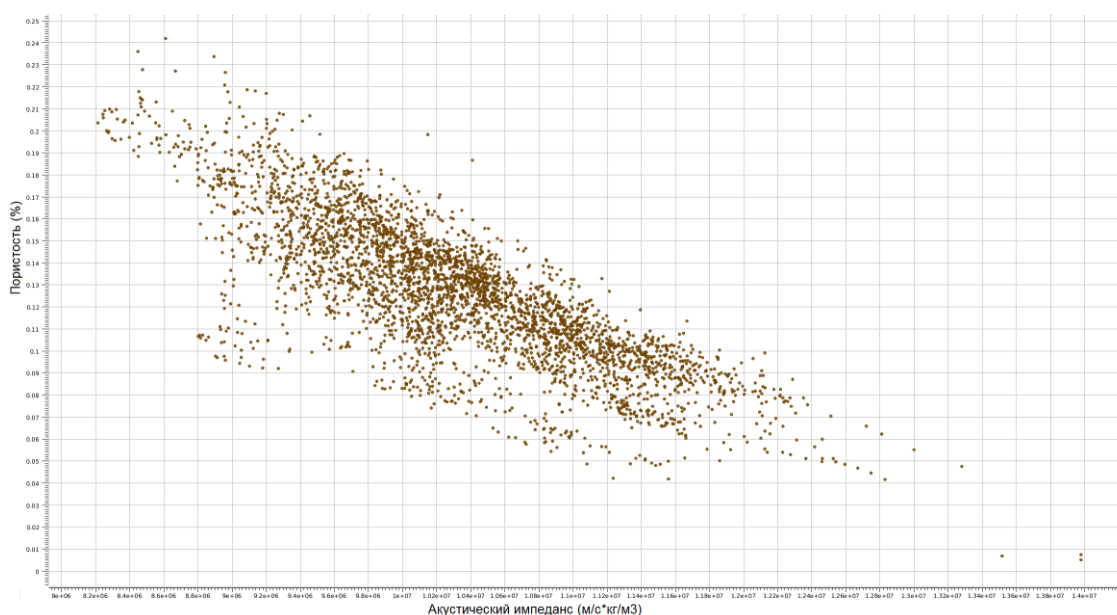


Рисунок 2.3 - Влияние коэффициента открытой пористости на акустический импеданс

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 скоростей пробега продольной и поперечной волн, 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 (таблица 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.

Таблица 2.1 - Термобарические условия и свойства пластовых флюидов

Давление, (psi)	Температура , (°F)	Минерализация , (ppm)	Плотность газа, (кг/м ³)	Плотность нефти, (api)	Газовый фактор, (м ³ /м ³)
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 ρ_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 μ - 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 μ 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.

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 , $R_{НОВ}$, 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 АТТРИБУТЫ 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 толщины вендского терригенного комплекса;
- Оценены изменения волнового поля, обусловленные изменением импеданса пласта V_{10} в зонах малых, средних и повышенных толщин терригенного венда в пределах планшета сейсмической съемки;
- Оценены изменения волнового поля, обусловленные изменением импеданса пласта V_{13} в зонах средних и повышенных толщин 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 толщин стратонов, образующих вендский терригенный комплекс Верхнечонского месторождения.

Модель, положенная в основу расчетов, приведена в таблице 3.1. Графическое отображение модели – на рисунке 3.1А, соответствующий синтетический временной разрез – на рисунке 3.1Б.

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

Таблица 3.1 - «Региональная» модель вендского терригенного комплекса.

Стратон	Vp, м/с	Пл, г/см ³	толщина				
			Well_1	Well_2	Well_3	Well_4	Well_5
Покрышка	3500	2.5	10	10	10	10	10
В ₁₀	4050	2.43	0	8	14	14	14
Перемышка	3600	2.47	0	0	0	0	20
В ₁₃	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 толщины 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 В₁₀ формируется положительное отражение VCH1, которое затухает в районе границы выклинивания пласта В₁₃.
3. Указанные изменения структуры волнового поля в пределах планшета сейсмической съемки предполагают раздельное выполнение динамического анализа, как минимум, для двух зон:
 - Зоны малых толщин терригенного венда;
 - Зоны средних и повышенных толщин 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 $\frac{1}{4}$ до $\frac{1}{10}$ длины волны установлена связь между толщиной интервала и амплитудой отражения, т.е. изменение динамики от геометрии. Этот вывод звучит и в других аналогичных работах [51, 78, 82, 129]

3.1.1. Пласт V_{10} – зона малых толщин.

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 таблице 3.2. dT скелета – 185 мксек/м, dT флюида – 600 мксек/м, Плотность скелета – 2.65 г/см³, Плотность флюида. – 1.2 г/см³.

Таблица 3.2 - Результаты моделирования упругих параметров пласта

К пор, д.ед.	dT , мксек/м	V_p , м/сек	Плотность г/см ³
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 таблице 3.3 приведена модель с высокой акустической жесткостью коры выветривания, в таблице 3.4 – с пониженной акустической жесткостью.

Результаты моделирования приведены соответственно на рисунках 3.2 и 3.3.

Таблица 3.3 - Модель пласта V_{10} в зоне малых толщин терригенного венда с высокой акустической жесткостью коры выветривания.

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		V_p , м/с	Пл, г/см ³	V_p , м/с	Пл, г/см ³	V_p , м/с	Пл, г/см ³	V_p , м/с	Пл, г/см ³	V_p , м/с	Пл, г/см ³
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

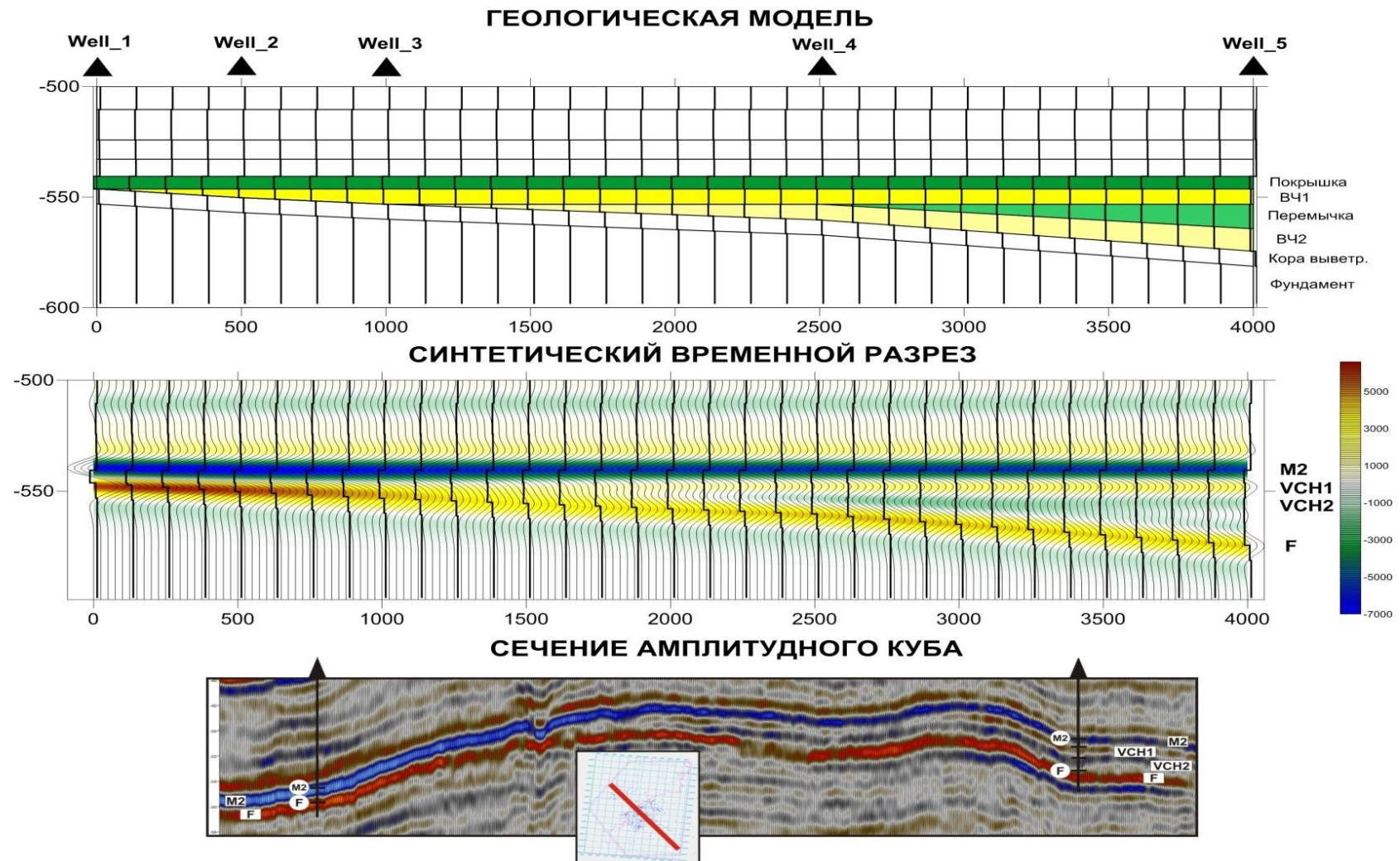


Рисунок 3.1 - Оценка влияния изменений толщины стратонов терригенного венда на волновое поле.

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

Таблица 3.4 - Модель пласта В₁₀ в зоне малых толщин терригенного венда с пониженной акустической жесткостью коры выветривания.

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		V _p , м/с	Пл, г/см ³	V _p , м/с	Пл, г/см ³	V _p , м/с	Пл, г/см ³	V _p , м/с	Пл, г/см ³	V _p , м/с	Пл, г/см ³
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В 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

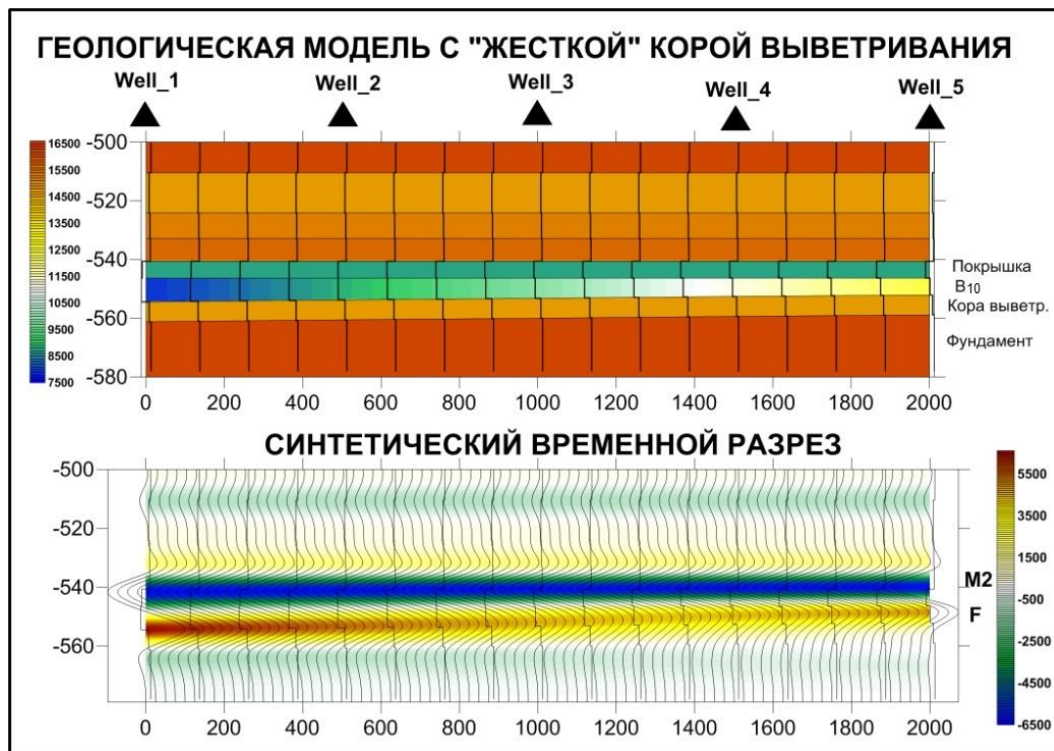


Рисунок 3.2 - Оценка влияния изменений импеданса пласта В₁₀ на волновое поле (зона малых толщин - случай повышенной акустической жесткости коры выветривания)

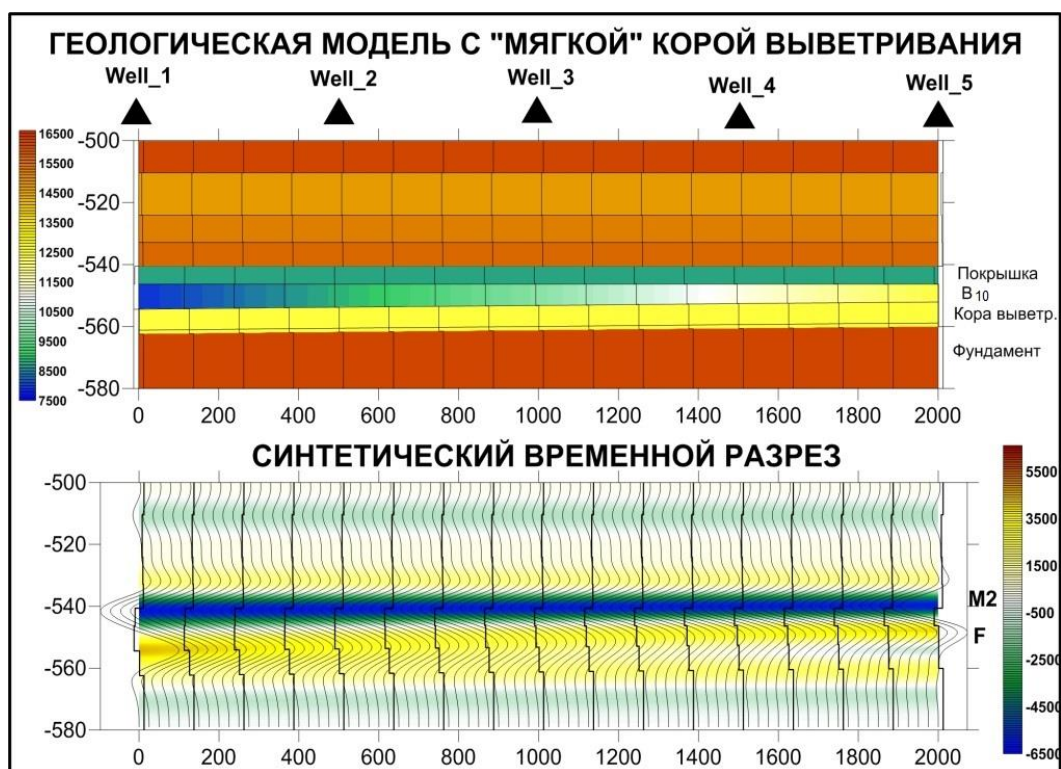


Рисунок 3.3 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле (зона малых толщин - случай пониженной акустической жесткости коры выветривания)

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 толщины 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).

3.1.2. Пласт В₁₀ – зоны средних и повышенных толщин.

В ходе описываемого эксперимента исследовались изменения волнового поля, порождаемые изменением импеданса пласта В₁₀ в зонах средних и повышенных толщин.

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

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

Таблица 3.5 - Модель пласта В₁₀ в зоне средних толщин терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В ₁₀	14	3450	2.29	3750	2.36	4050	2.43	4450	2.51	4850	2.58
В ₁₃	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

Таблица 3.6 - Модель пласта В₁₀ в зоне повышенных толщин терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В ₁₀	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 ₁₃	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

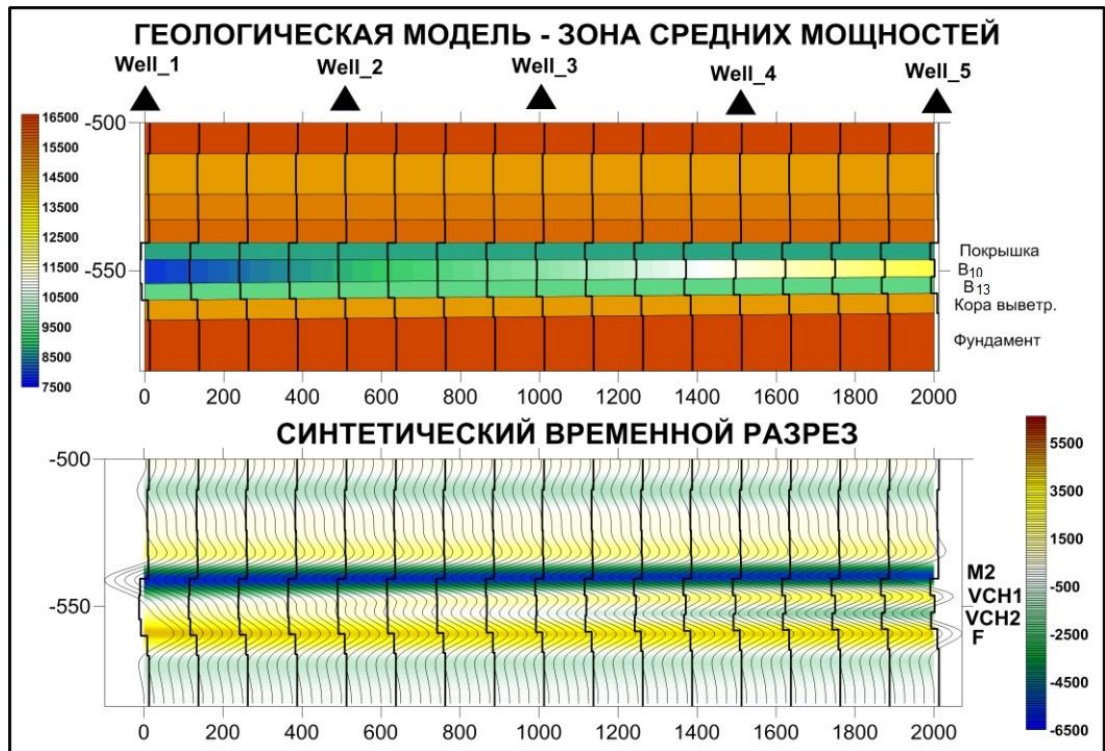


Рисунок 3.4 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле
(зона средних толщин)

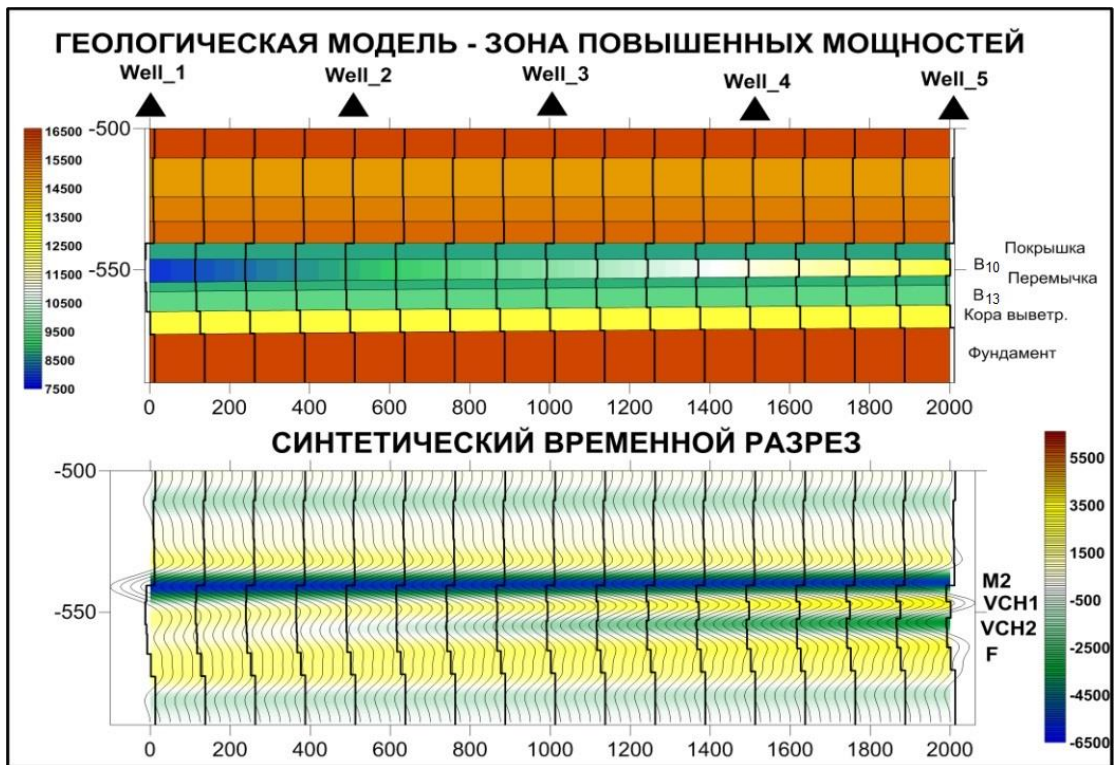


Рисунок 3.5 - Оценка влияния изменений импеданса пласта V_{10} на волновое поле
(зона повышенных толщин)

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 толщины терригенного венда.

3.1.3. Пласт B_{13} – зоны средних и повышенных толщин.

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

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

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

Таблица 3.7 - Модель пласта B_{13} в зоне средних толщин терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³
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

Таблица 3.8 - Модель пласта В₁₀ в зоне повышенных толщин терригенного венда

Стратон	М, м	Well_1		Well_2		Well_3		Well_4		Well_5	
		Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³	Vp, м/с	Пл, г/см ³
Покрышка	10	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5	3500	2.5
В ₁₀	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 ₁₃	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

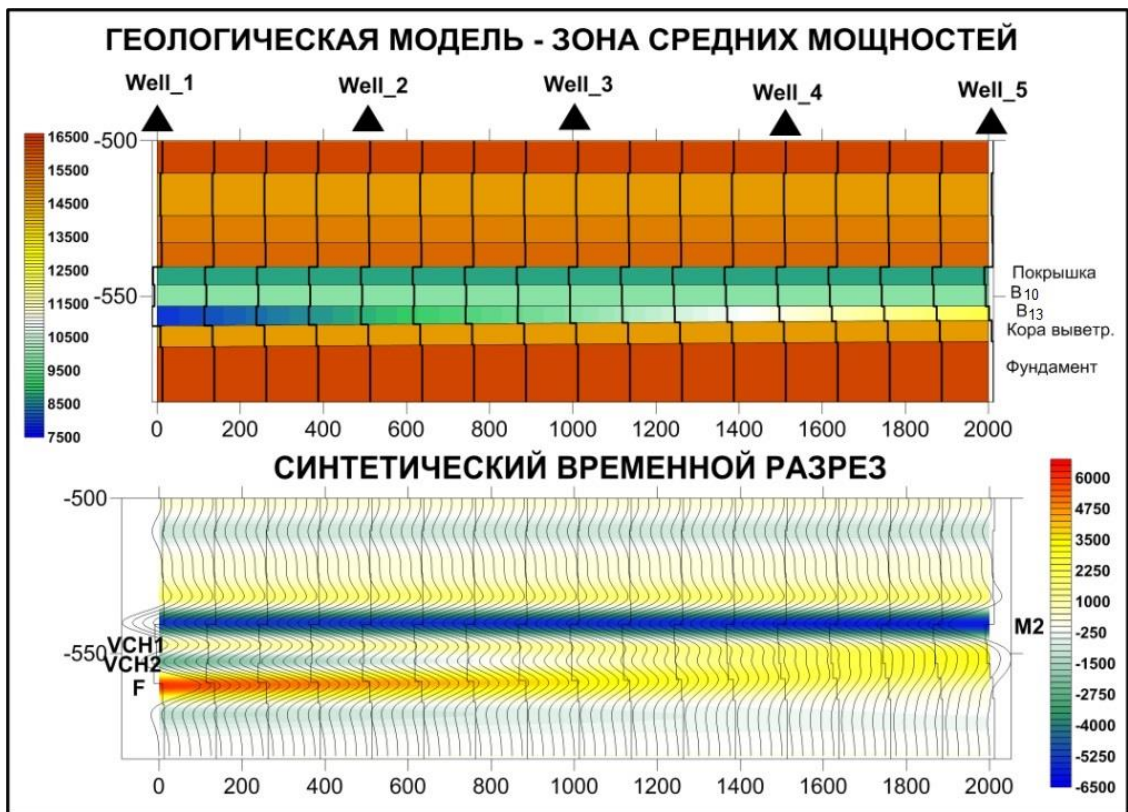


Рисунок 3.6 - Оценка влияния изменений импеданса пласта В₁₃ на волновое поле (зона средних толщин)

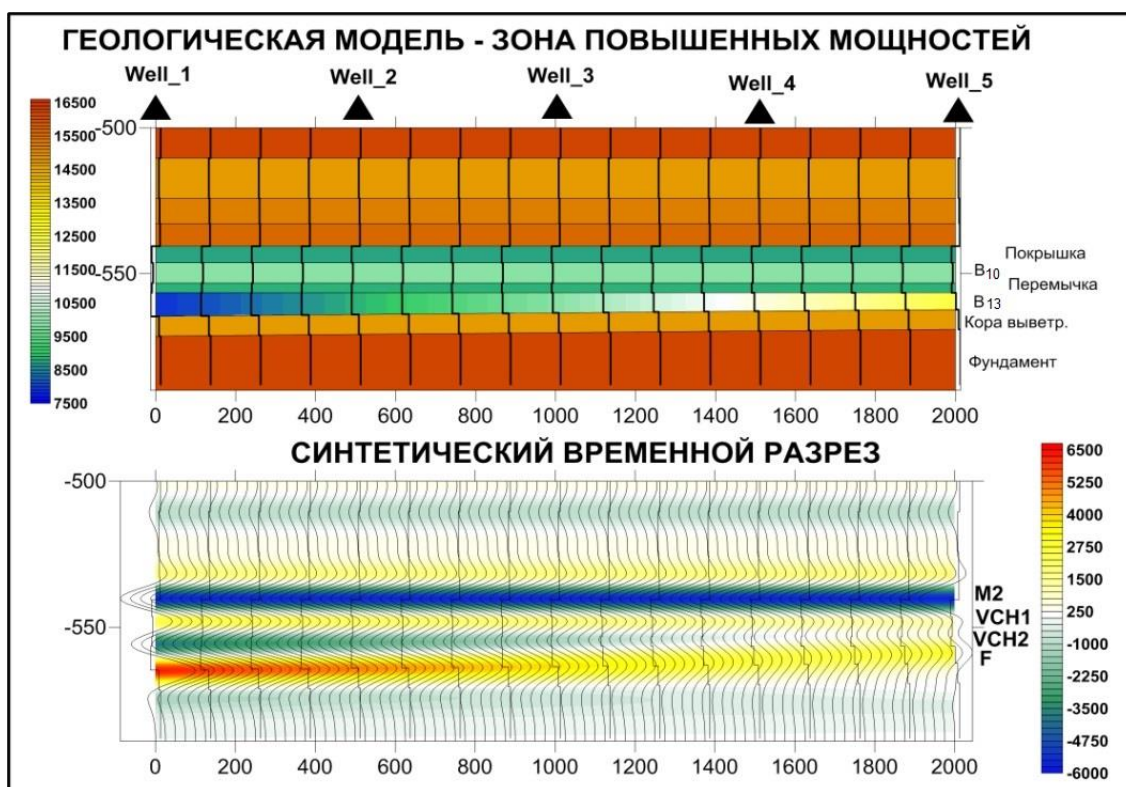


Рисунок 3.7 - Оценка влияния изменений импеданса пласта B_{13} на волновое поле
(зона повышенных толщин)

Выводы:

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

3.1.4. Общие выводы по результатам моделирования:

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

2. Динамический анализ следует производить отдельно, как минимум, в двух зонах:
 - В зоне малых толщин терригенного венда;
 - В зоне средних и повышенных толщин терригенного венда.
3. В зоне малых толщин терригенного венда установлена связь между амплитудой отражений M_2 , F и импедансом пласта V_{10} . Осложняющим прогност фактором является зависимость амплитуд от акустических свойств коры выветривания.
4. В зоне средних и повышенных толщин терригенного венда установлена связь между амплитудой отражения V_{CH1} и импедансом пласта V_{10} . Осложняющими прогност факторами являются:
 - Некоторая зависимость амплитуды отражения V_{CH1} от толщины терригенного венда (особенно в зоне выклинивания пласта V_{13}),
 - Зависимость амплитуды отражения V_{CH1} от изменения импеданса пласта V_{13} .
 - В зоне средних и повышенных толщин терригенного венда установлены связи между амплитудой отражения V_{CH2} и импедансом пласта V_{13} , толщиной пласта V_{13} . Осложняющим прогност фактором является зависимость амплитуды отражения V_{CH2} от изменения импеданса пласта V_{10} .

3.2. Результаты моделирования сейсмограмм

В рамках работы так же было выполнено моделирование влияния литологии, толщины, 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 [84]. 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, 126]. Поэтому кроме оценки влияния флюида, будет дана оценка влияния и самого состава пород на AVO-атрибуты. Принятые для них упругие характеристики приведены в таблице 3.9

Таблица 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, толщины, типа флюида и состава матрицы пласта на изменение AVO-атрибутов.

Содержание экспериментов:

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

Таблица 3.10 - Параметры клиновидной модели

Стратон	Vp, м/с	Пл, г/см3	Толщина		
			Well_2	Well_3	Well_4
Покрышка	3500	2.5	10	10	10
B ₁₀	4050	2.43	8	14	14
B ₁₃	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 (B₁₀, B₁₃) 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 таблице 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 таблице 3.9, параметр m принят равным 3.4; V_s рассчитывалось из dT_s ; Imp_s рассчитывалось из V_s и плотности;

На последнем этапе строились синтетические сейсмограммы для различных углов падения. Для расчета амплитуд отраженных волн использовалось волновое уравнение Цеппритца [133], а для расчета угла падения использовался метод трассировки лучей [132]. Моделирование выполнялось для 10 вариантов удалений, от 0 до 3500 метров, что соответствует максимальному удалению на реальных данных, используемых в настоящей работе. На рисунке 3.8 приведены примеры модельных сейсмограмм для коллектора с максимальной пористостью (20%) насыщенной минерализованной водой, для различных толщин пласта. На рисунке 3.9 приведены наиболее характерные сейсмограммы для моделей с различным типом насыщающего флюида: газ, нефть, вода.

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, толщины и пористости, вторая серия – сопоставлялись модели с постоянным насыщением (нефть), но переменной пористостью, литологией и толщиной.

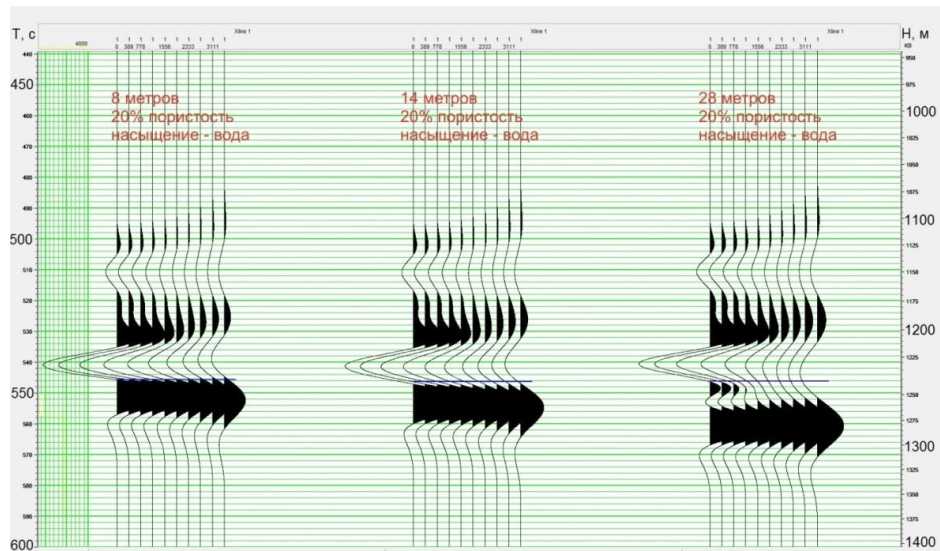


Рисунок 3.8 - Модельные сейсмограммы для толщин 8, 14, 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение – пластовая вода

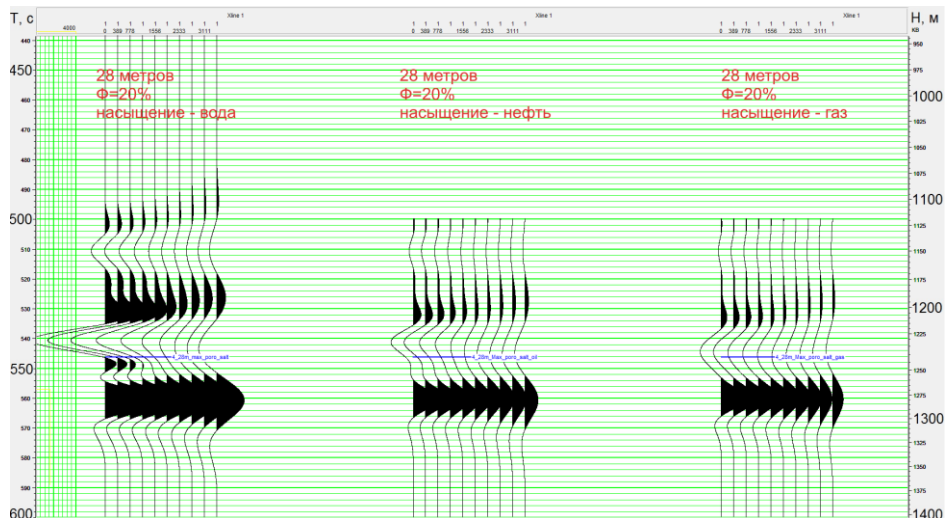


Рисунок 3.9 - Модельные сейсмограммы для толщин пласта 28 метров, пористость коллектора 20%, насыщение: пластовая вода, нефть, газ.

Ниже представлены планшеты по описанным экспериментам (рисунки 3.10 и 3.11).

При анализе приведенных зависимостей были сделаны следующие выводы:

1. 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).

2. Вторым по силе влияние, после пористости, параметром является толщина пласта. В условиях близости акустически контрастной границы (выше моделируемого терригенного пласта залегает карбонатная толща) влияние интерференции на отражение от целевого пласта является очень высоким.
3. Влияние типа флюида, насыщающего поровое пространство, увеличивается с увеличением толщины 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. 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.

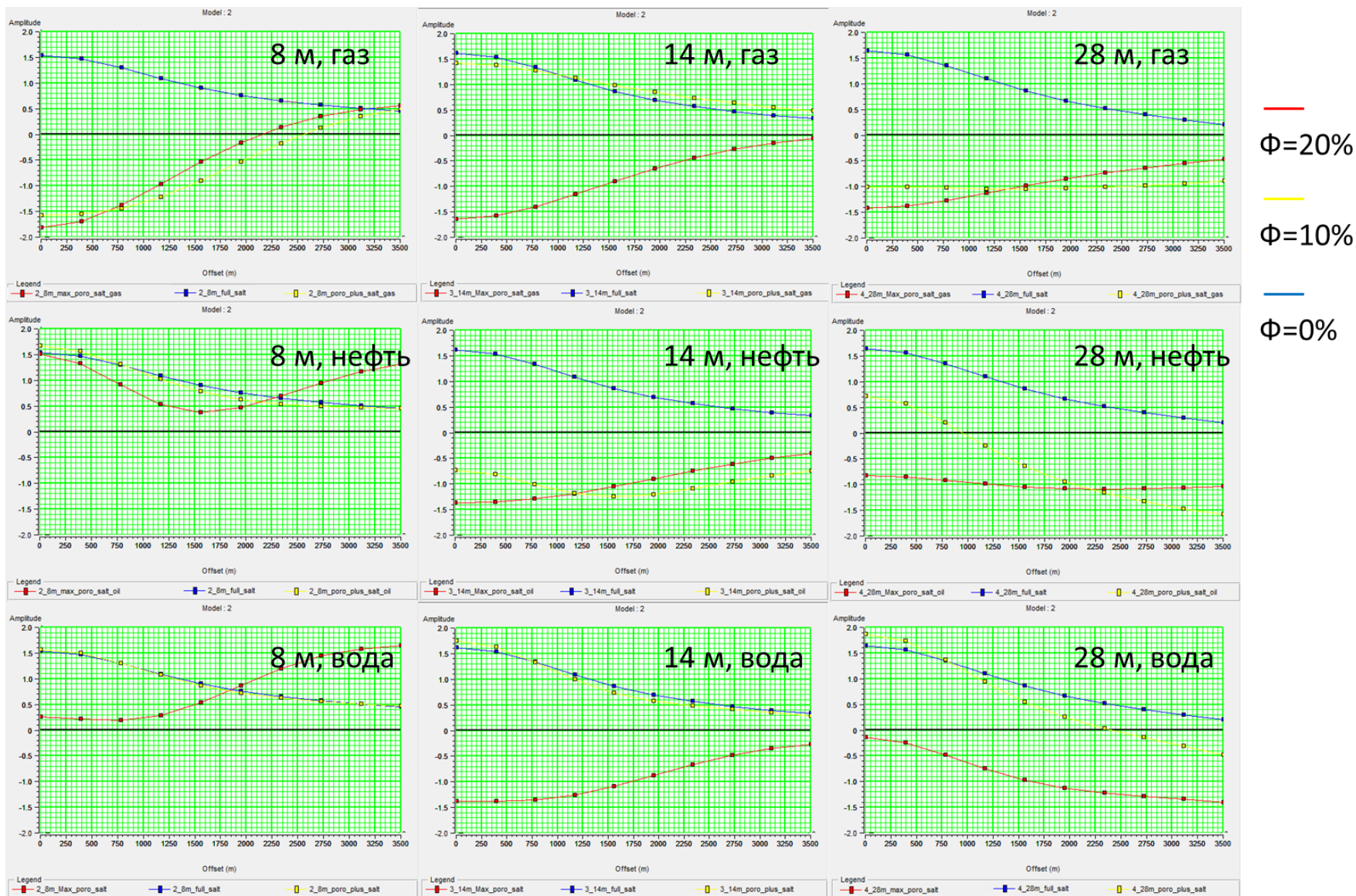


Рисунок 3.10 - Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянной литологией

Разная литология

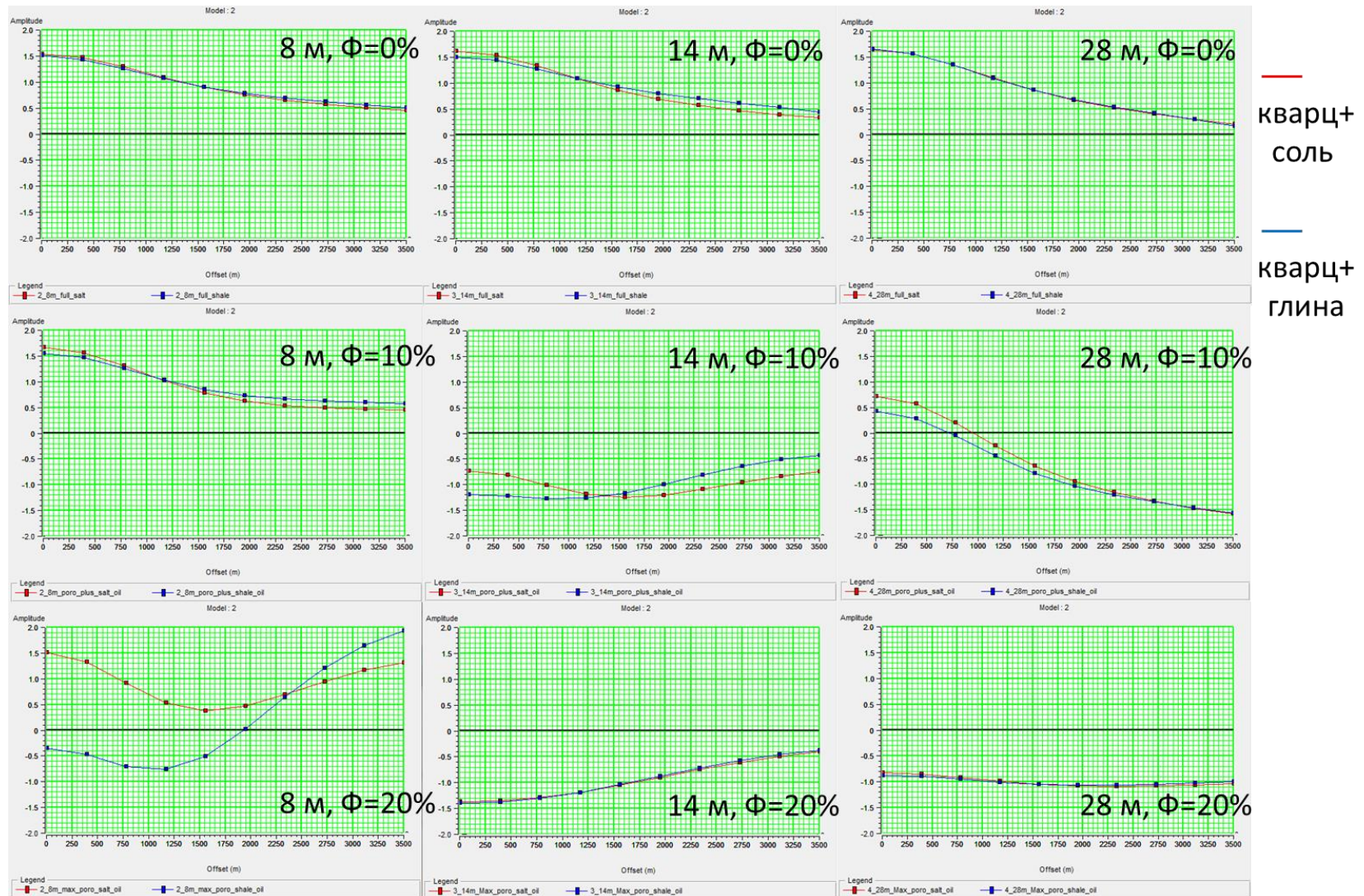


Рисунок 3.11 - Зависимость амплитуды от удаления для серии экспериментов с постоянным насыщением

4. МЕТОДИКА ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

4.1. 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 также 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 [110, 114].

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. Толщина 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 рисунке 4.1. Выполнение детерминистической инверсии с низкочастотной моделью будет всегда приводить к систематическому завышению прогнозных значений импеданса.

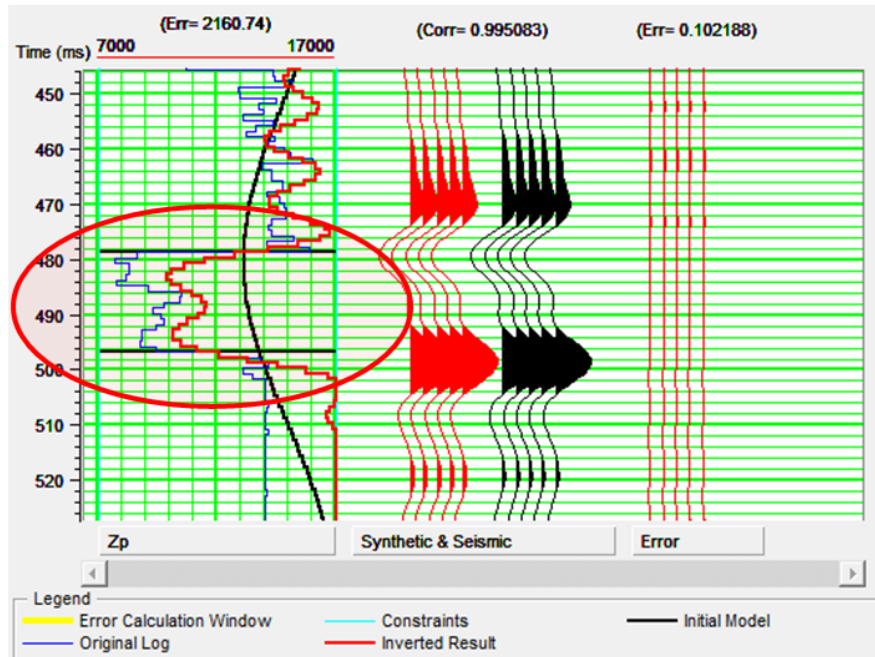


Рисунок 4.1 - Планшет оценки результатов акустической инверсии

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.

4.1.1. 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 рисунке 4.2 представлены планшеты оценки результатов инверсии при различных частотах фоновой модели. Цветовая кодировка аналогична кодировке на 4.1. 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 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.

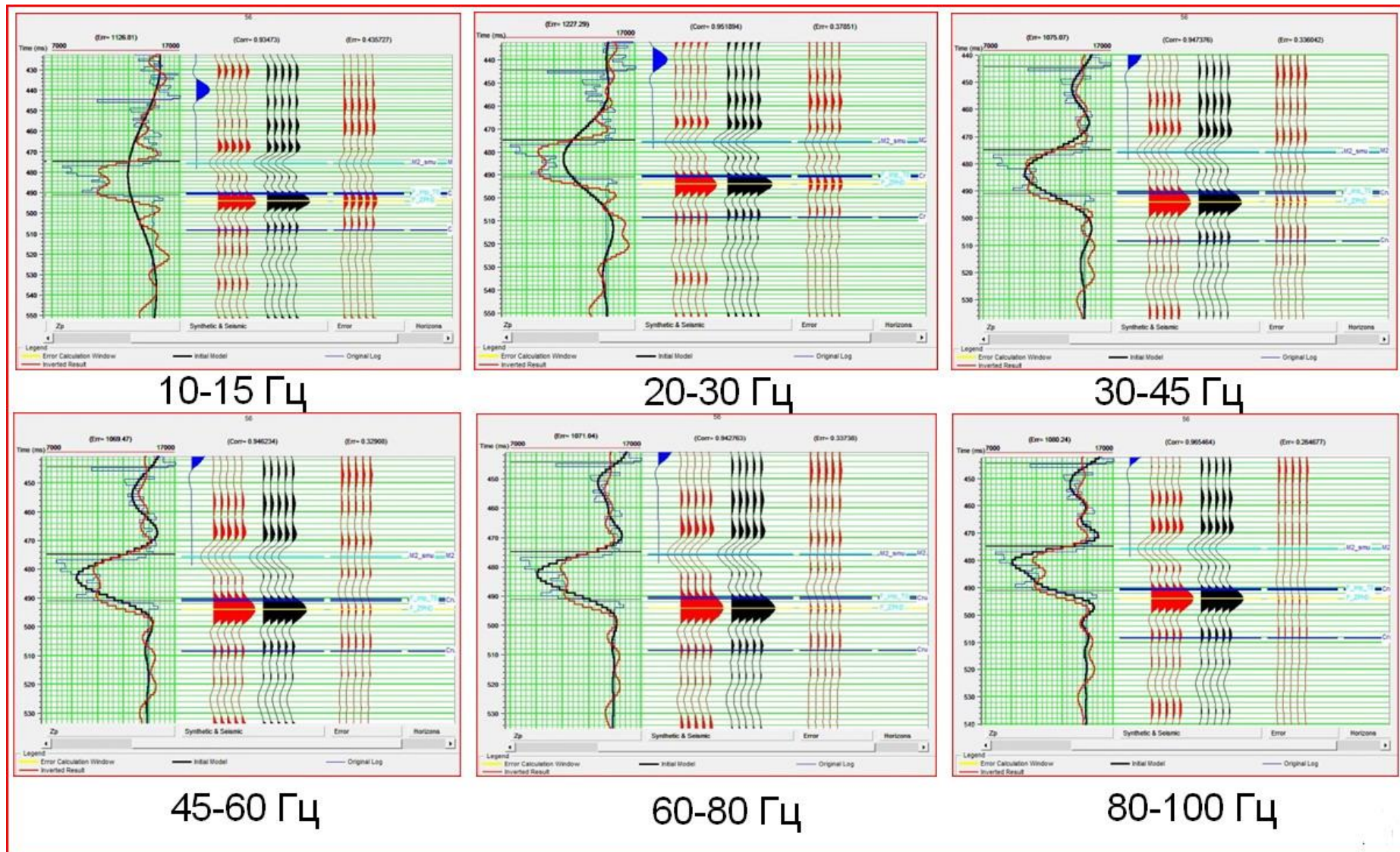


Рисунок 4.2 - Планшеты оценки результатов инверсии с различными частотами фоновой модели

4.1.2. Итеративный метод.

Второй вариант решения проблемы с фоновой моделью – это использование методики итеративных приближений фоновой модели [112]. 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 (рисунок 4.3).

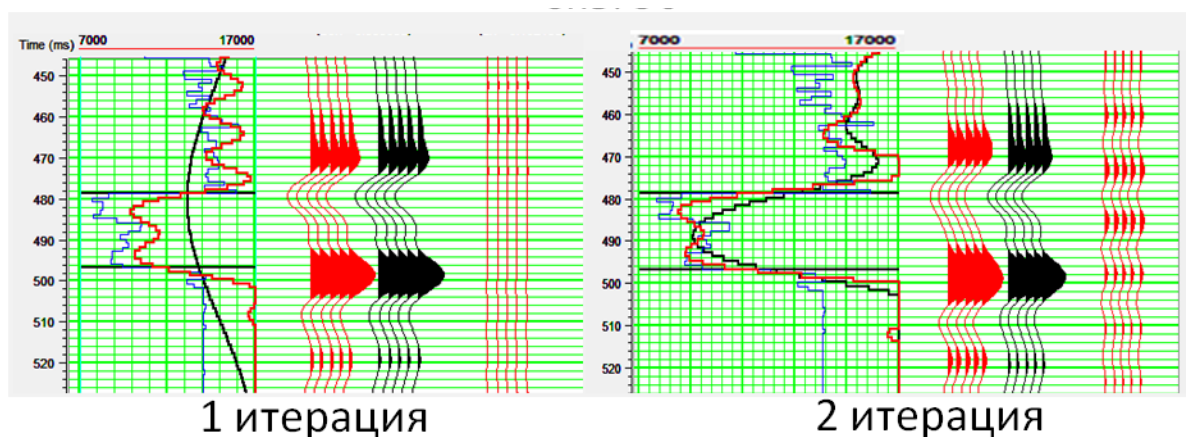


Рисунок 4.3 - Восстановление АИ в скважине после первой и второй итераций акустической инверсии

4.1.3. Блоковая 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 рисунке 4.4 приведен пример расчета акустического импеданса с блоковой моделью.

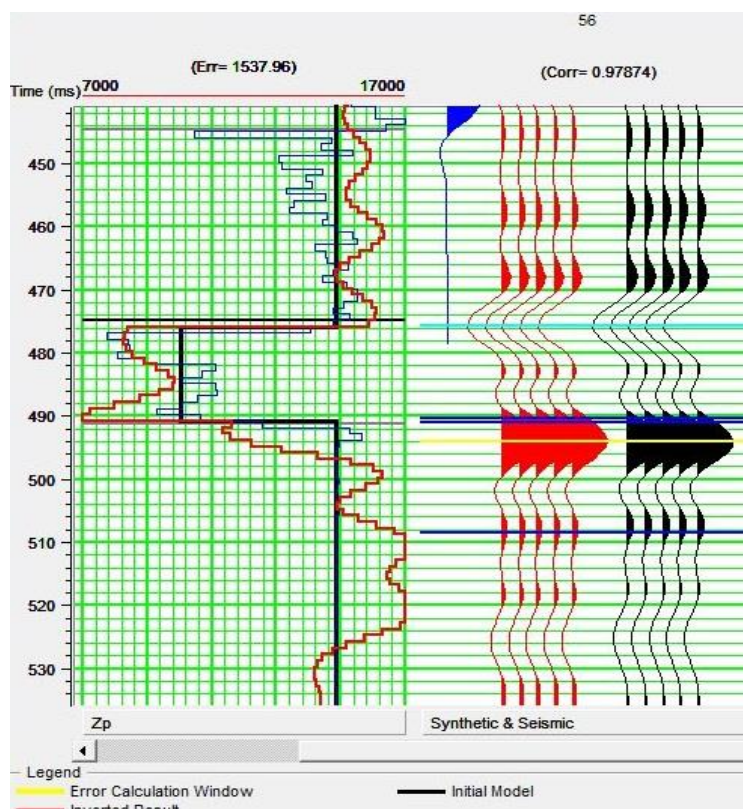


Рисунок 4.4 - Планшет оценки результата инверсии с использованием блоковой модели

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).

4.2. 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 рисунке 4.5 приведена акустическая модель исследуемого интервала. В данной модели заложены постоянные свойства пластов при изменении толщины последних. Эта модель позволит оценить предел минимальной разрешающей способности по результатам инверсии и поможет исследовать восстановление АИ в пластах.

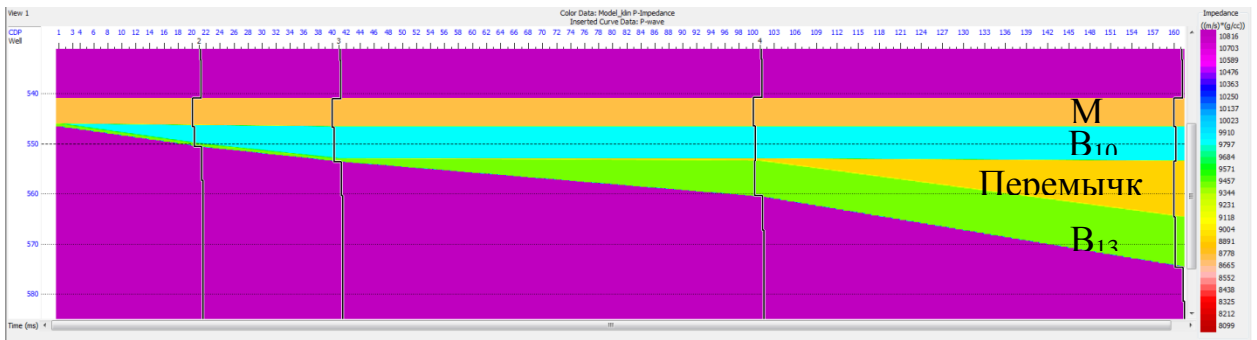


Рисунок 4.5 - Акустическая модель пластов терригенного венда Верхнечонского месторождения

Для инверсионных преобразований на моделях использовался алгоритм ModelBased. На рисунке 4.6 приведены наилучшие результаты восстановления АИ по методике двойной итерации. Соответствующий разрез по методике с использованием блоковой модели приведен на рисунке 4.7.

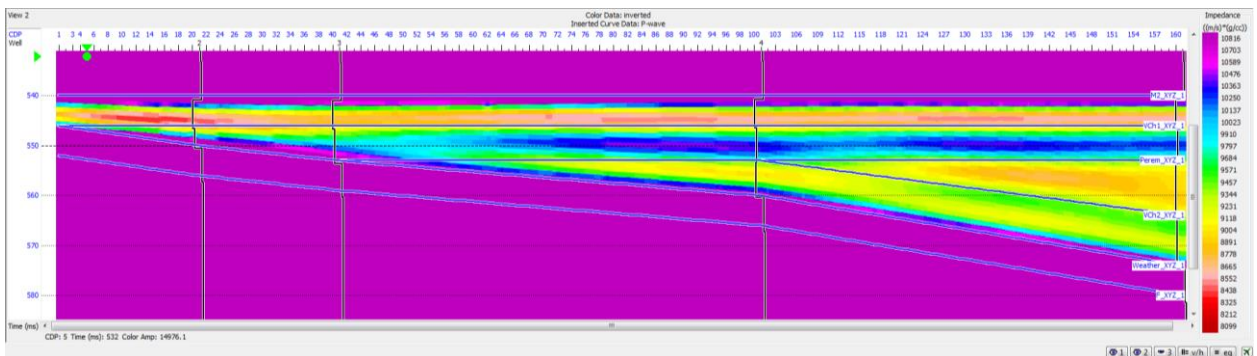


Рисунок 4.6 - Восстановление АИ по методике двойной итерации

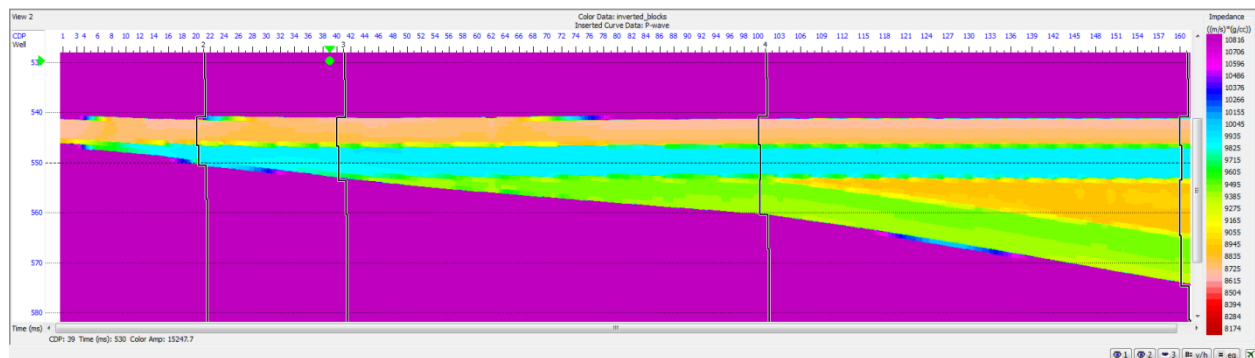


Рисунок 4.7 - Восстановление АИ с использованием блоковой модели

Результаты, приведенные на рисунке 4.6 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 сейсмики – $\frac{1}{4}$ длины волны [18, 19, 39, 48, 52]. 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 толщины стратонев. 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 толщин терригенных пластов показало, что двумерная зависимость толщины пласта V_{13} и глинистой перемычки от координат X и Y имеет коэффициент корреляции 0.92, а пласт V_{10} имеет выдержанную толщину и может быть достаточно уверенно спрогнозирован только лишь по скважинным данным от отражения $M2$.

Кроме моделирования изменения толщин терригенного венда, были построены и изучены модели с постоянной толщиной, но изменением акустических свойств внутри пласта. На рисунке 4.8 приведена модель терригенного интервала в зоне малых толщин (отсутствие отдельного отражения от пластов группы ВЧ) с жесткой корой выветривания, а так же результаты инверсии на данной модели.

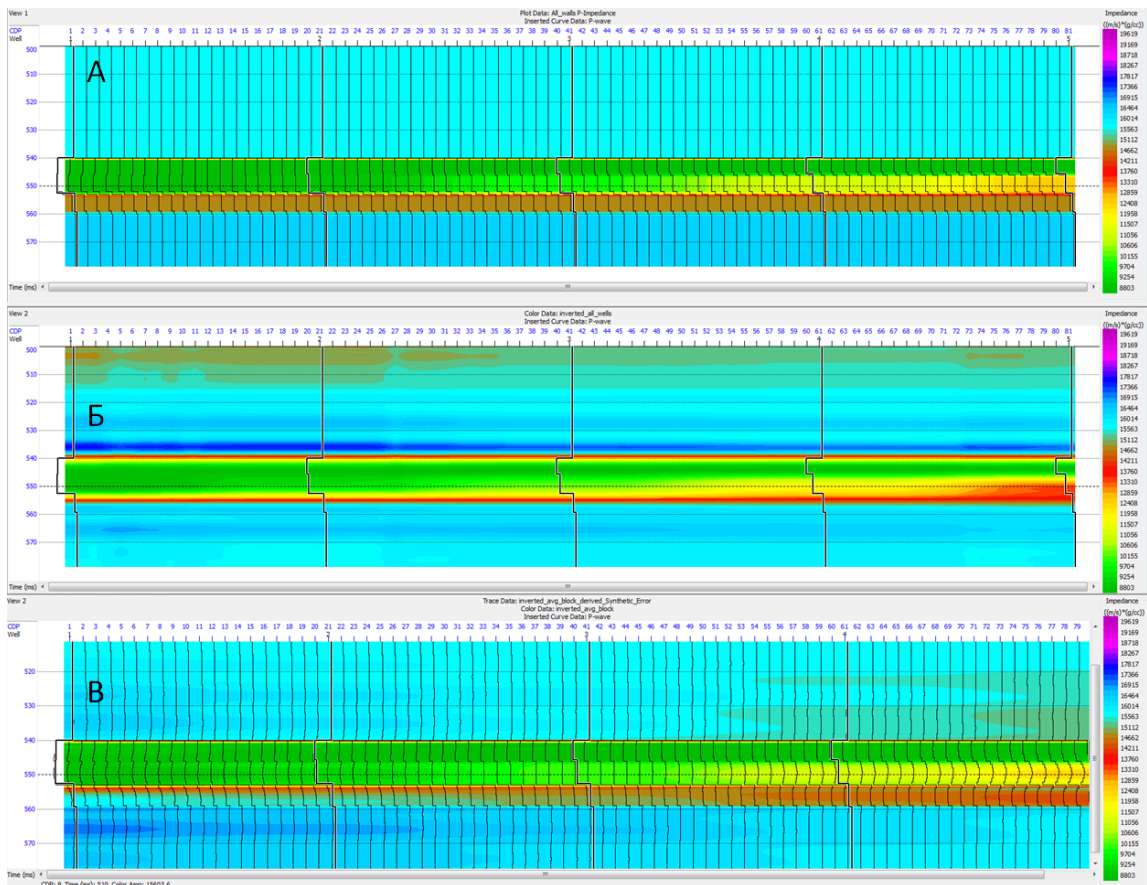


Рисунок 4.8 - Модель малых толщин с «жесткой» корой выветривания

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/см³), против 758,2(м/с*г/см³), 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 В₁₃. На рисунке 4.9 приведена аналогичная модель для зоны малых толщин, с одним изменением – в этот раз кора выветривания «мягкая».

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 В₁₃, по сравнению с решением с использованием «жесткой» коры выветривания. Моделирование зон средней и повышенной толщины привело к таким же выводам.

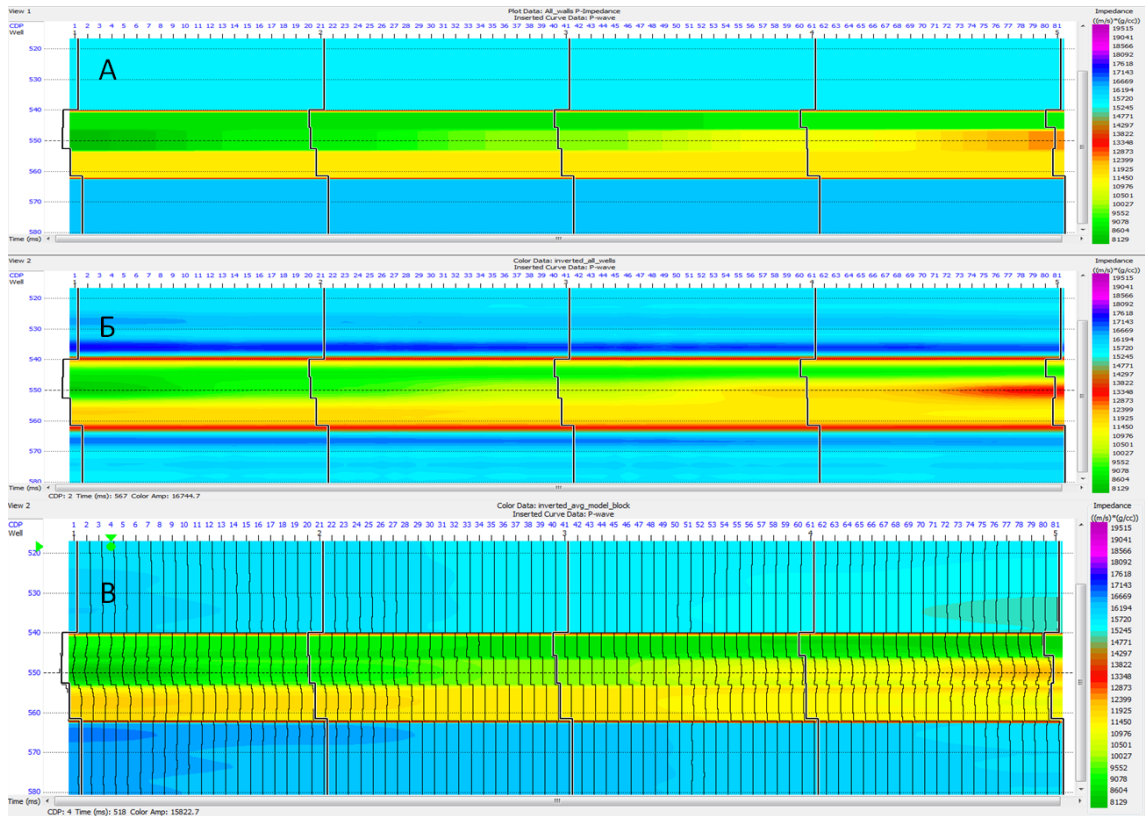


Рисунок 4.9 - Модель малых толщин с «мягкой» корой выветривания

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

Таким образом, по результатам моделирования и решения обратной задачи на модельных данных были сформулированы основные положения предлагаемой методики выполнения инверсионных преобразований для изучаемого месторождения:

- Перед применением методики описанной ниже необходимо выполнить анализ качества сейсмических данных и убедиться в их пригодности для выполнения инверсионных преобразований. При необходимости привести сейсмические данные в кондиционный вид.
- Первым шагом разработанного методического подхода является задание стратиграфического каркаса. Для рассматриваемого района работ он должен содержать все контрастные границы, а именно отражение М2 и отражение от кровли фундамента (ф), а также внутреннюю структуру целевого интервала – кровли пластов В₁₀ и В₁₃, а также глинистую перемычку между ними. 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. 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.

- 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 ГГКп 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 Constrain 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.

4.3. Реальные данные

4.3.1. 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 сейсмических данных 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 рисунке 4.10 приведен временной разрез, демонстрирующий окна оценки среднеквадратических амплитуд.

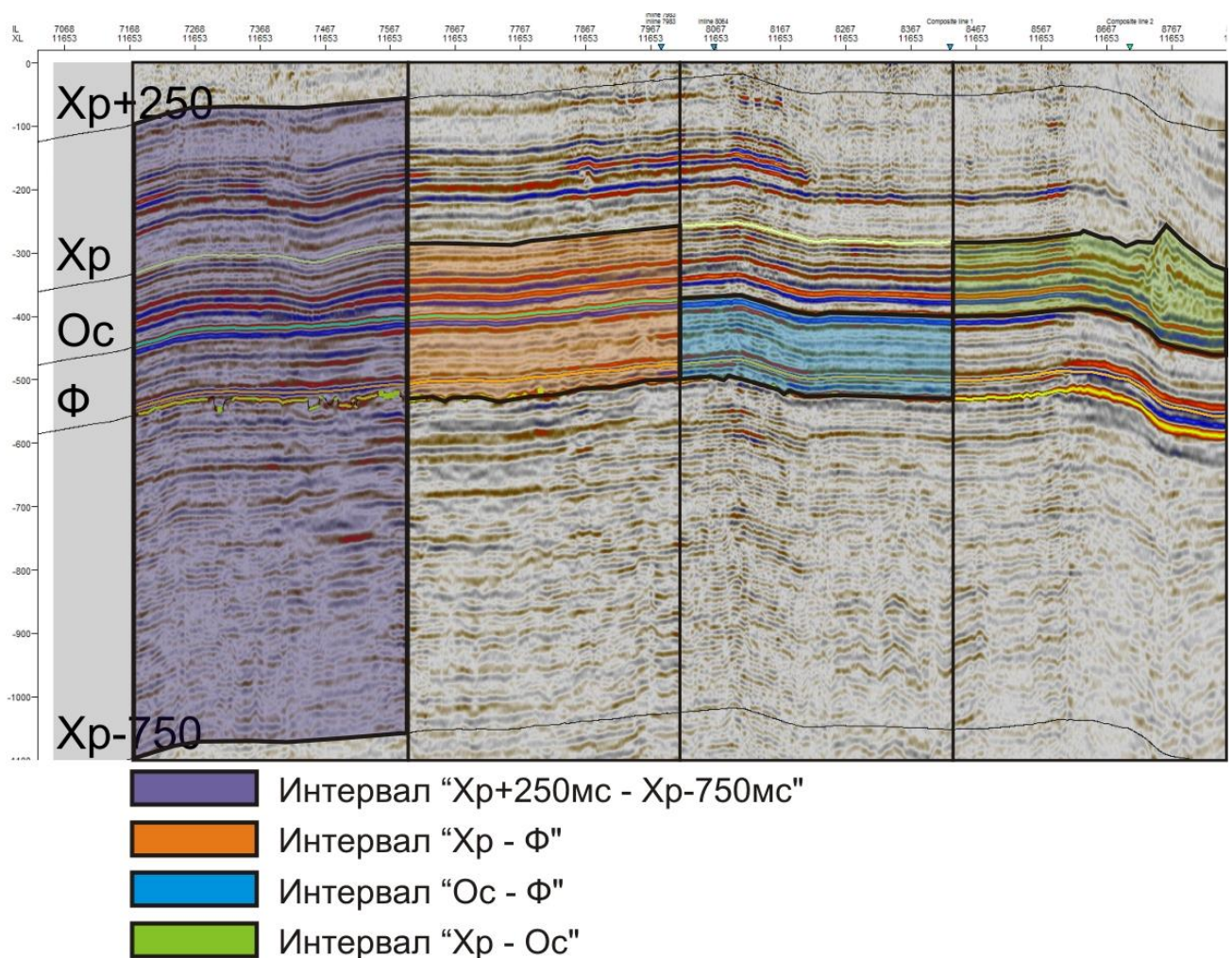


Рисунок 4.10 - Сейсмический разрез по кросслайну 11653 с указанием окон оценки среднеквадратической амплитуды

В каждом из указанных выше окон была оценена среднеквадратическая амплитуда. Этот параметр использовался для оценки наличия сквозных аномалий

по площади и по разрезу. На рисунке 4.11 приведена карта среднеквадратических амплитуд, рассчитанная в самом большом интервале. По этой карте можно оценить зоны с аномальными значениями амплитуд.

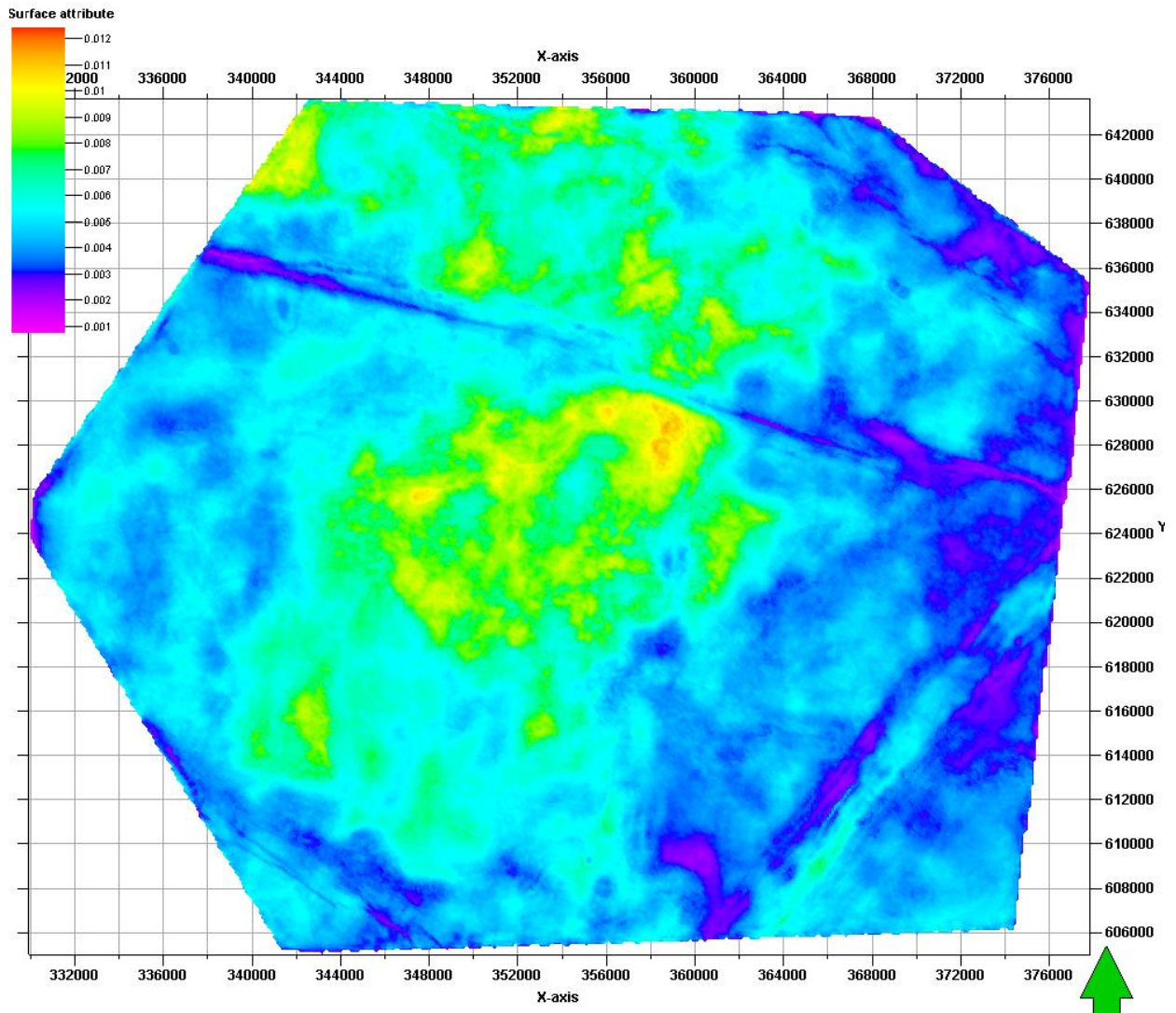


Рисунок 4.11 - Карта среднеквадратических амплитуд в интервале X_p+250 мс - X_p-750 мс

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 рисунке 4.12 приведены зависимости между среднеквадратическими амплитудами в окнах Хр-Ос и Ос-Ф до нормировки и после.

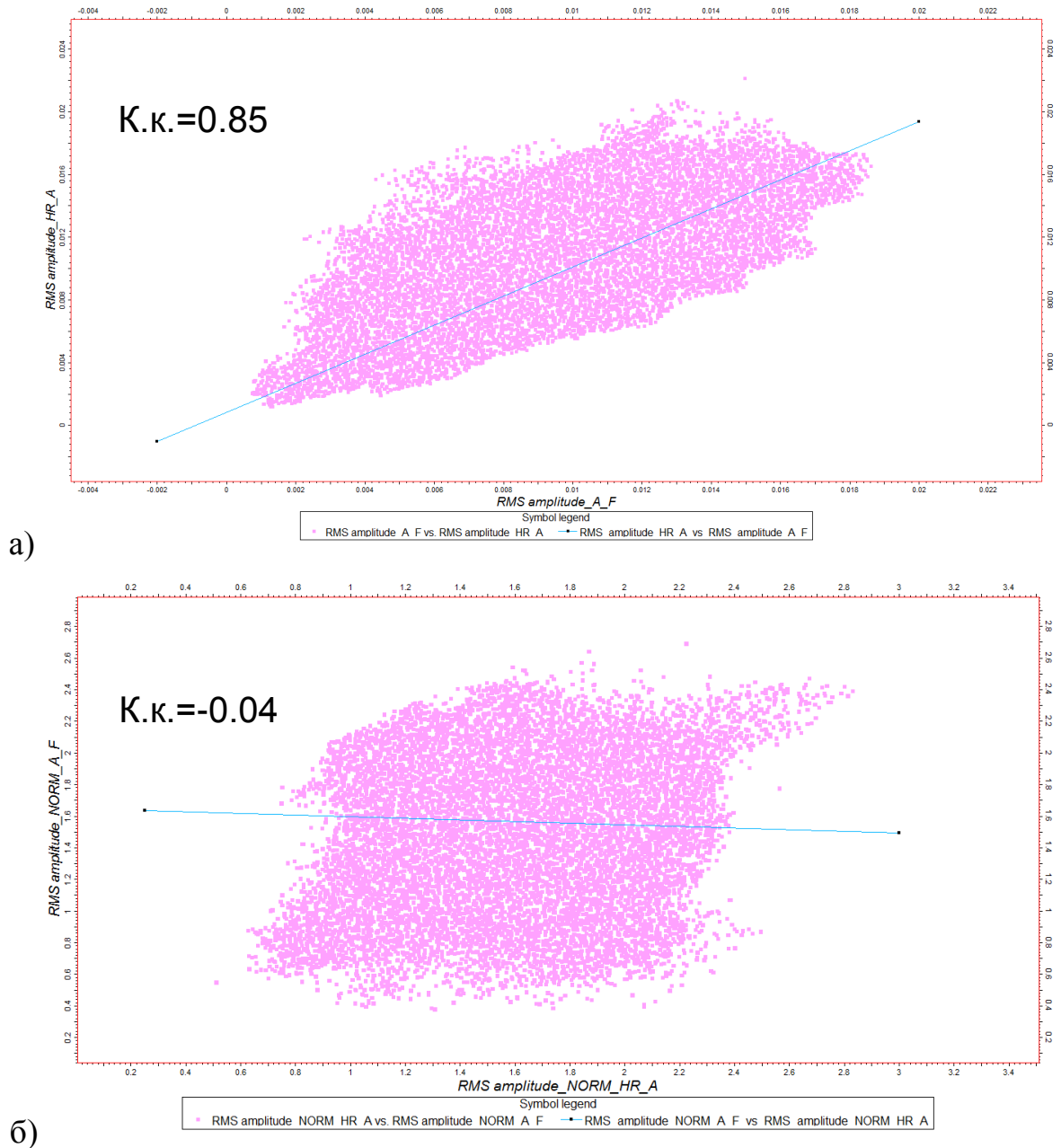


Рисунок 4.12 - Зависимости между среднеквадратическими амплитудами в окнах Хр-Ос и Ос-Ф до нормировки (а) и после (б)

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 рисунке 4.13 приведен разрез сейсмического куба вдоль кросслайна 11653 до нормировки на большое окно и после нормировки.

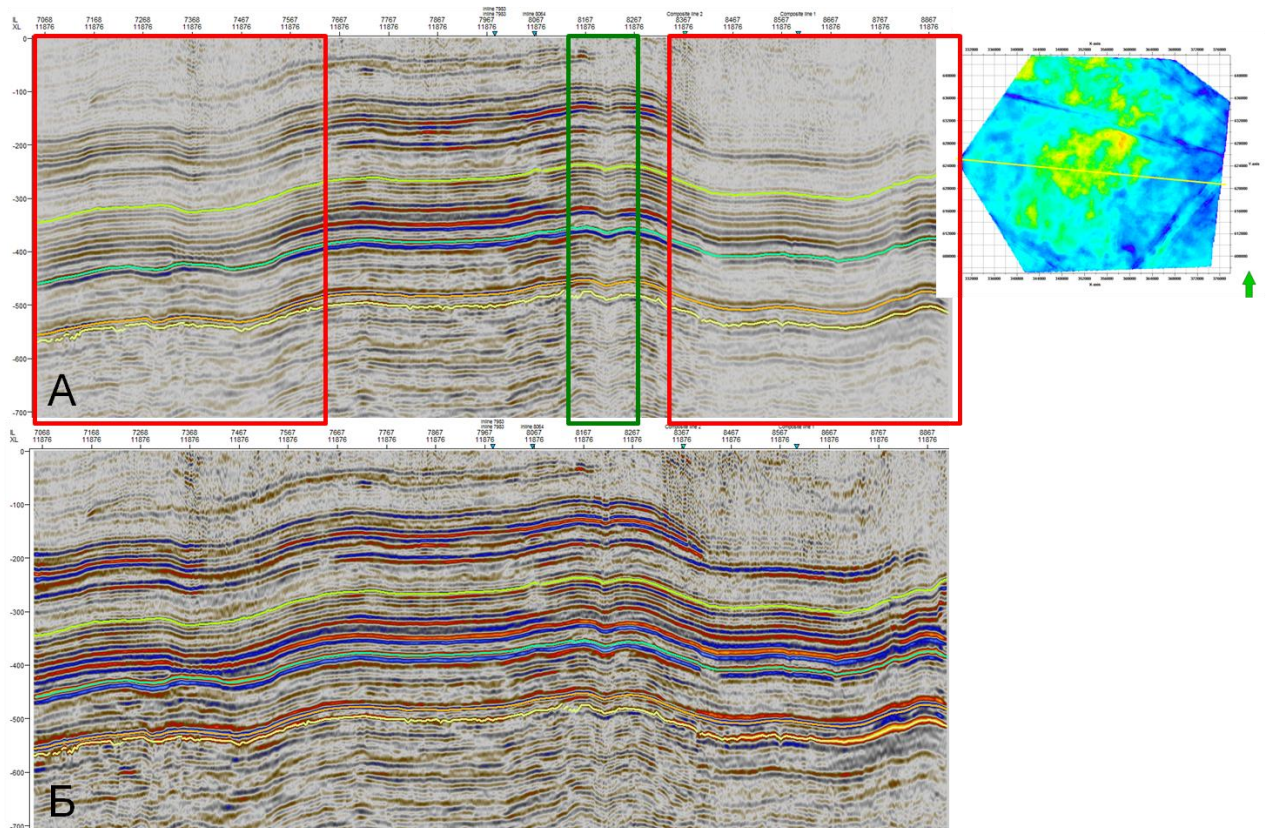


Рисунок 4.13 - Разрез сейсмического куба по линии 11653 до нормировки (А) и после (Б)

Из рисунка 4.13 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 также 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 [129]. На рисунке 4.14 приведена гистограмма распределения фазовых поворотов для всех оценённых точек.

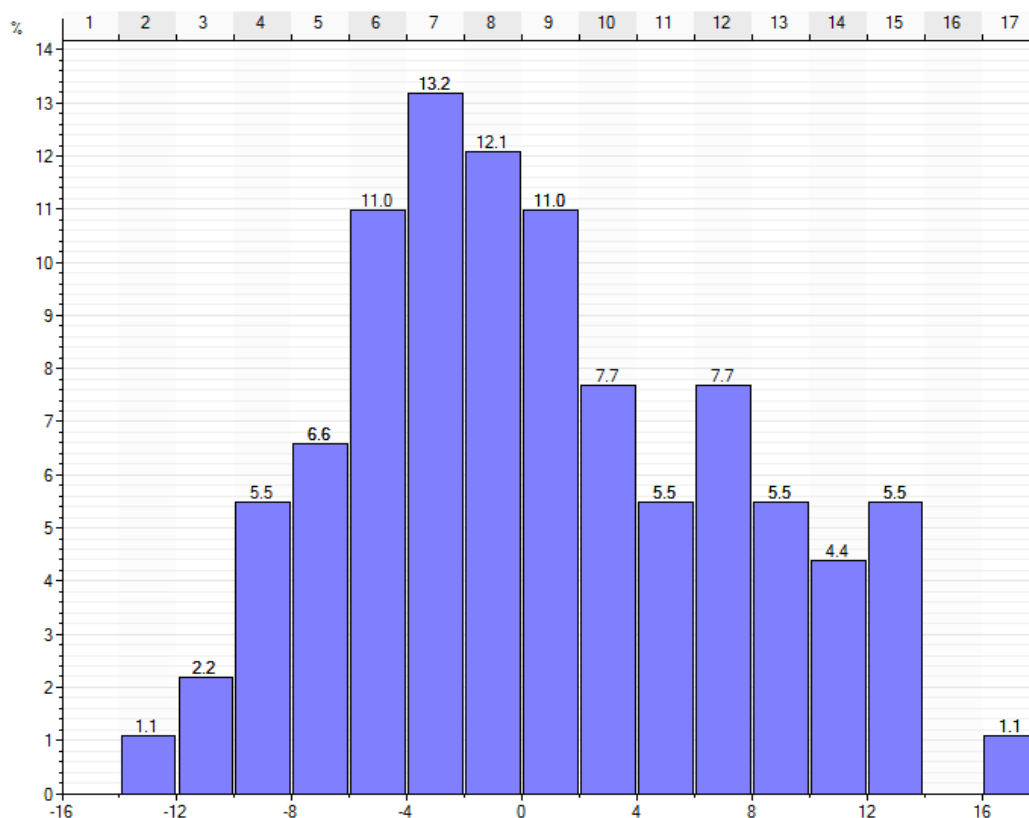


Рисунок 4.14 - Гистограмма распределения фазовых поворотов импульса в точках скважин

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 ± 12 градусов является следствием наличия в сейсмических данных шума и существенного влияния на результат инверсии не окажет.

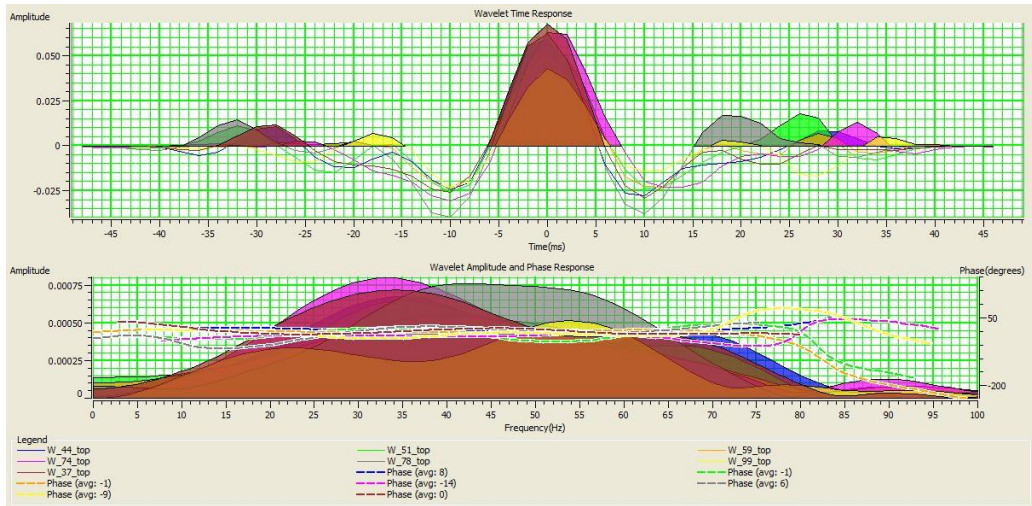
Для оценки латеральной и вертикальной устойчивости импульса были выбраны скважины с наиболее представительными характеристиками, причем выбирались они таким образом, чтобы покрыть равномерно всю площадь съемки. Было выбрано 7 скважин.

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, нижнее окно от

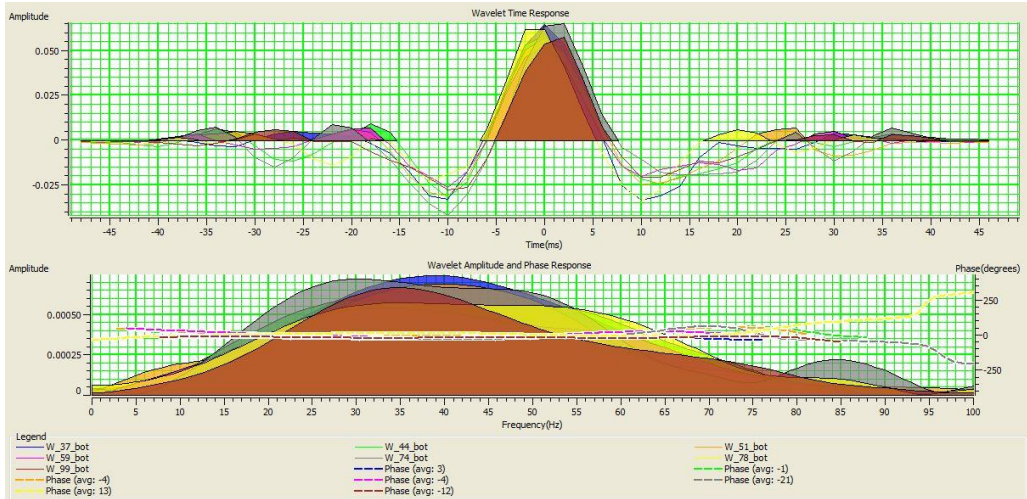
Усольского горизонта до отражения M2 и общее окно во временном интервале 100-550 мс.

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 серии рисунков 4.15. На рисунке 4.15А и 4.15Б 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.

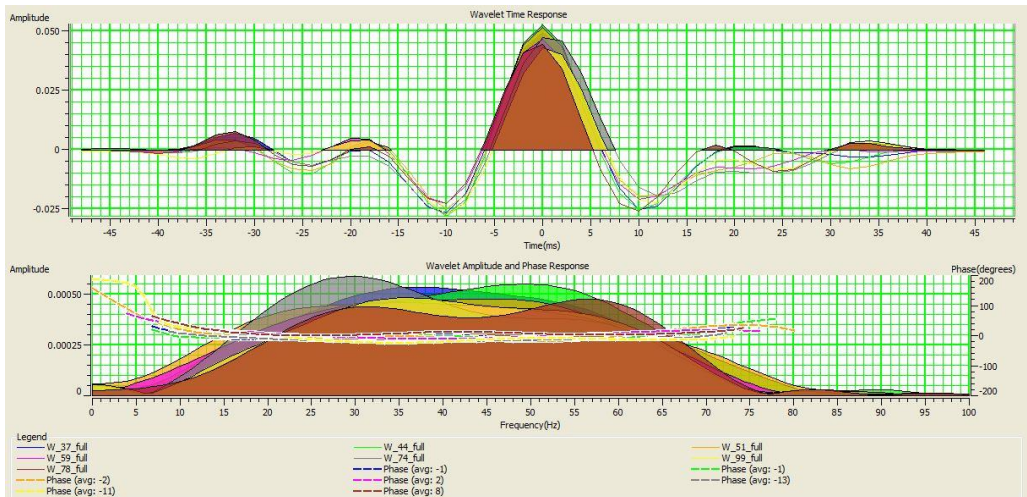
Проблема зашумленности решается простым увеличением ширины окна извлечения, что отчетливо видно на рисунке 4.15В. Оценка латеральной устойчивости проводилась на основе импульсов, извлеченных в большом окне. На рисунке 4.15В так же видно, что ширина амплитудного спектра меняется от скважины к скважине. 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.

Рисунок 4.15 - Оценка устойчивости сейсмического импульса по вертикали и латерали.

Для синхронной инверсии дополнительно необходимо оценить импульсы по угловым диапазоном 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 диапазоном. В расчет брались кубы после дополнительной обработки. На рисунке 4.16 приведены соответствующие импульсы по угловым диапазоном.

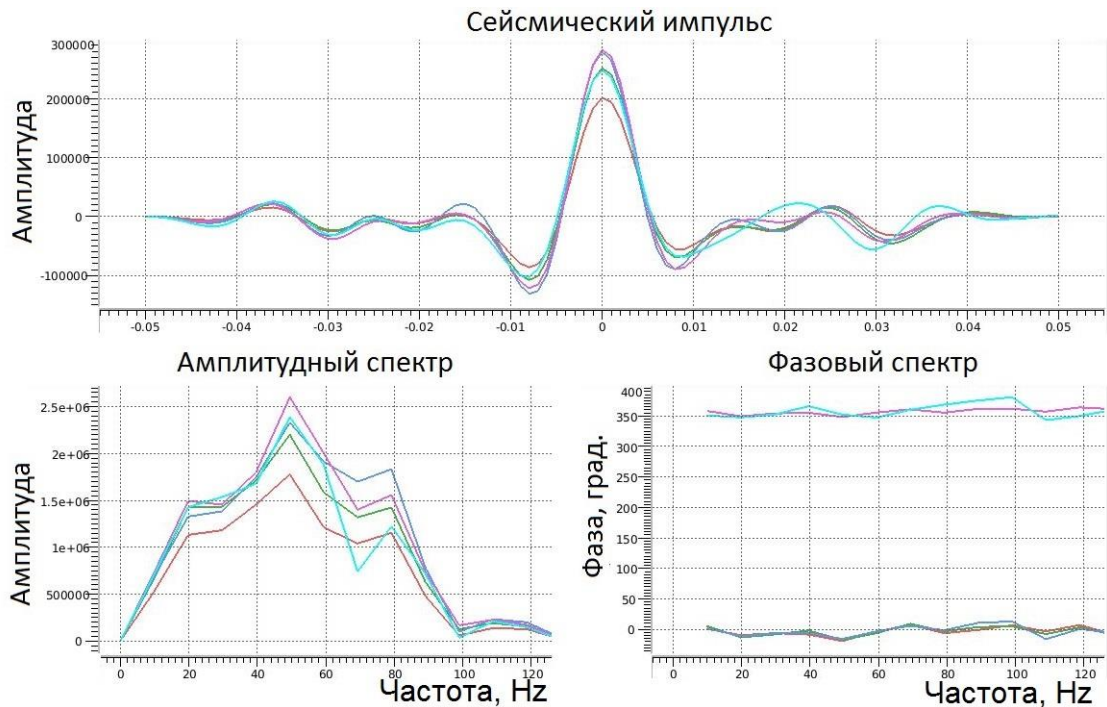


Рисунок 4.16 - АЧХ импульсов по разным угловым диапазоном

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 . (рисунок 4.17).

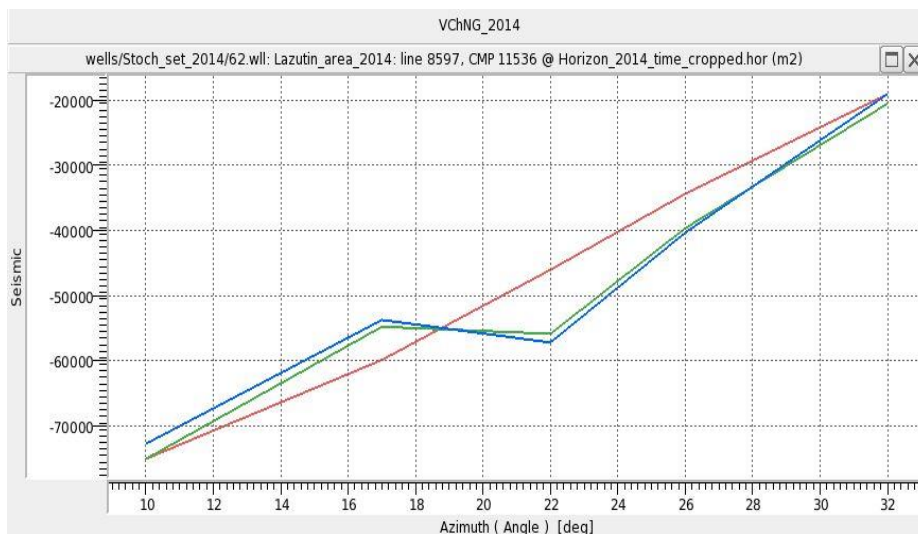


Рисунок 4.17 - Пример «хорошего» соответствия реальной и синтетической кривых AVO

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

4.3.2. 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 рисунке 4.18 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.

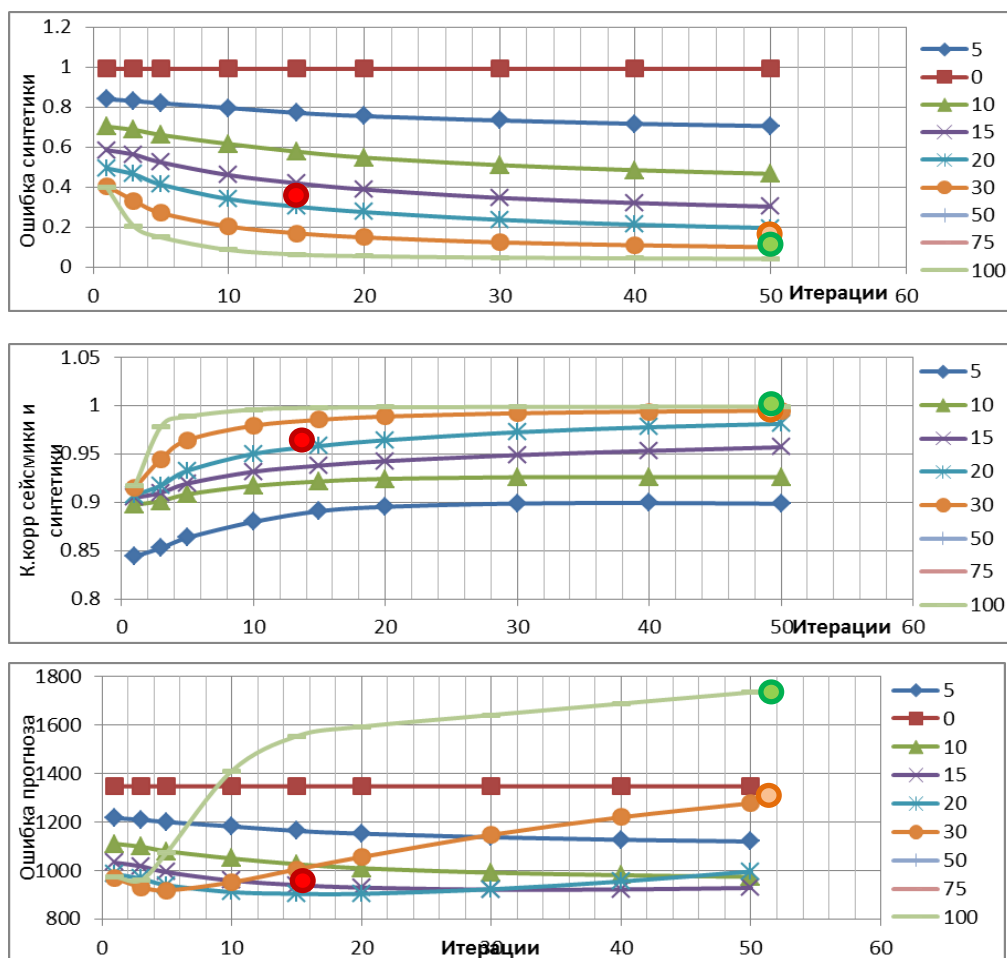


Рисунок 4.18 - Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма МВНС (цветом показан отход от начальной модели в %).

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 $1277.57 \text{ (м/с*г/см}^3\text{)}$ (12% от диапазона изменений свойств), а коэффициент корреляции сеймики и синтетики 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 сеймики в окончательном решении. Аналогичные предыдущим оценочные графики по данному алгоритму приведены на рисунке 4.19.

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.

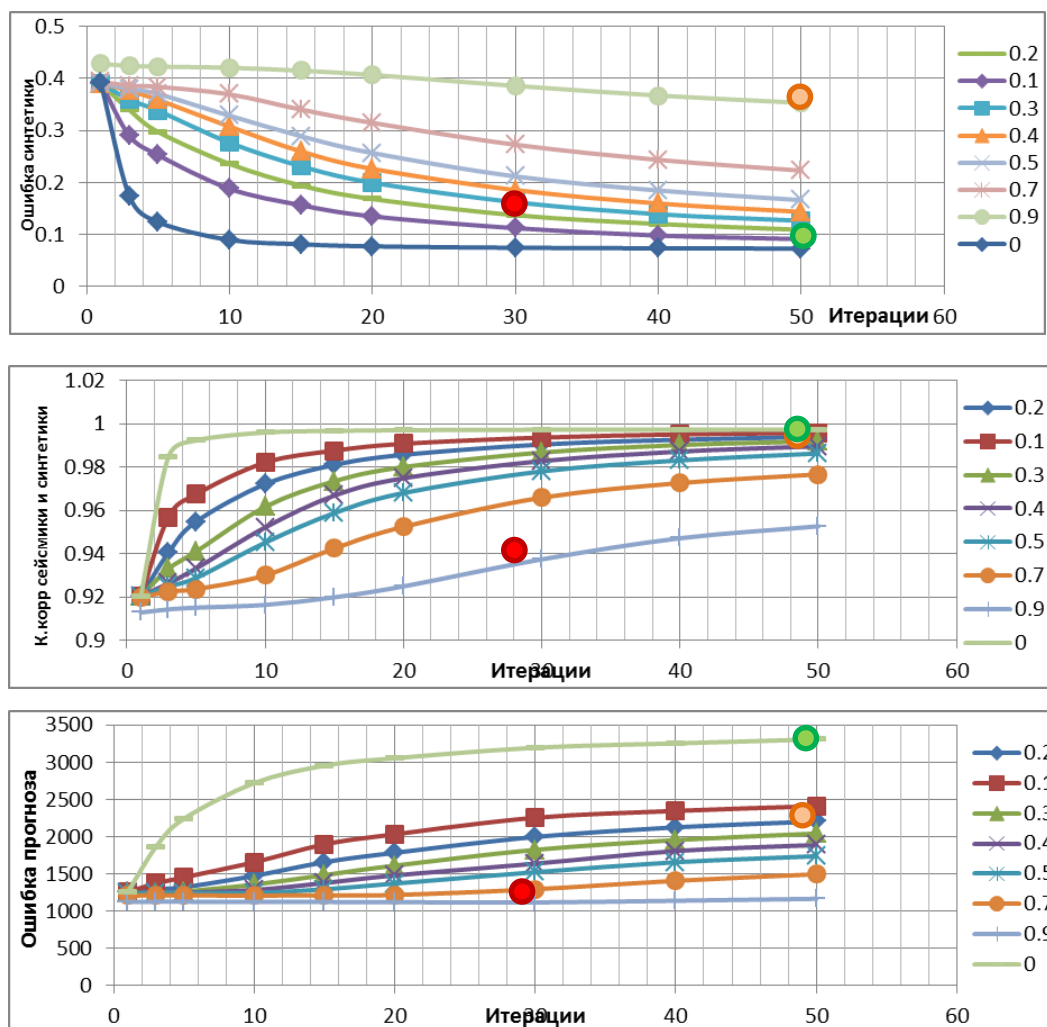


Рисунок 4.19 - Графики зависимости оцениваемых параметров инверсии от настроек алгоритма MBSC (цветом показана доля участия фоновой модели).

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 рисунке 4.20.

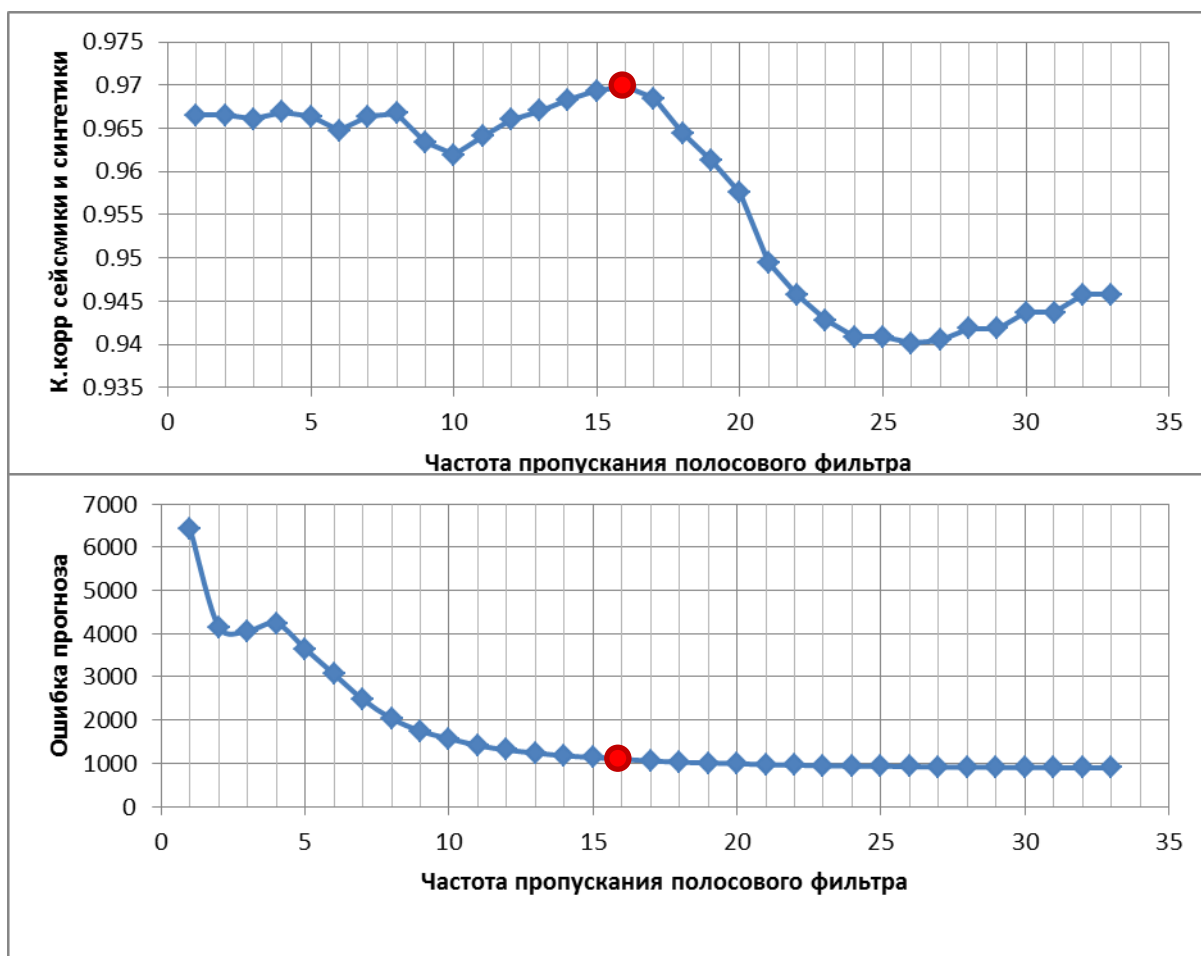


Рисунок 4.20 - Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма Bandlimited.

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 рисунке 4.21.

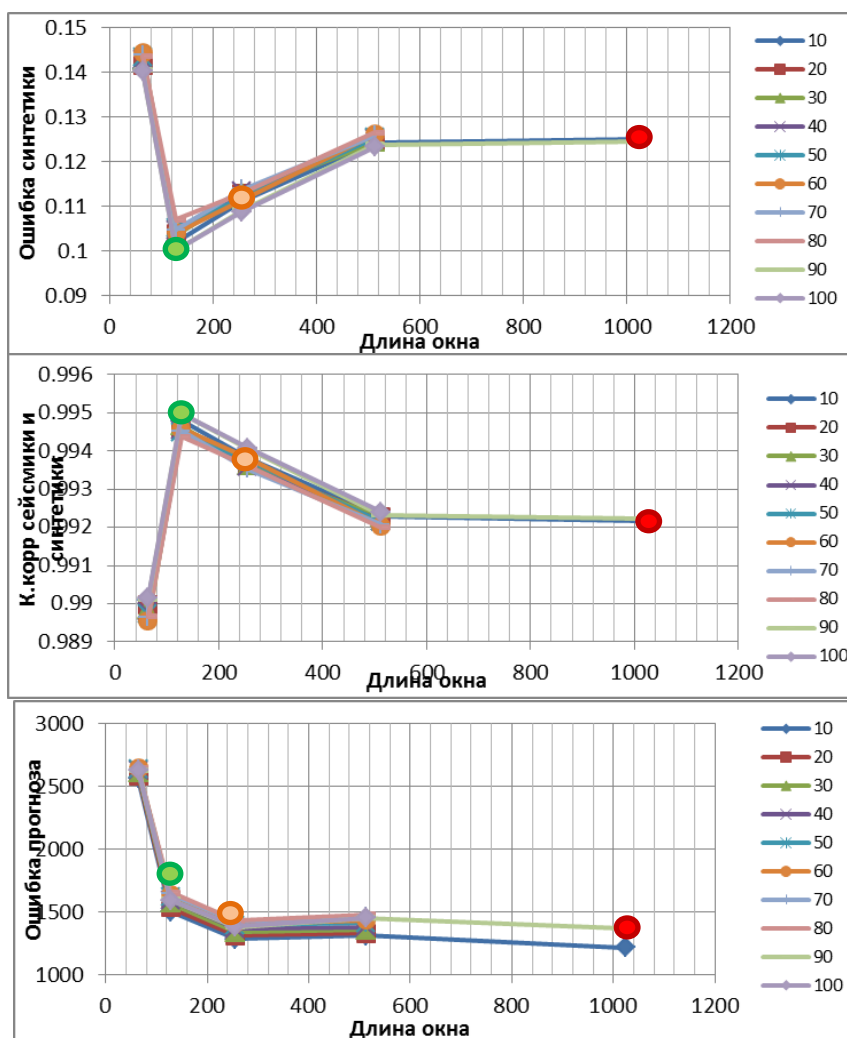


Рисунок 4.21 - Графики зависимости оцениваемых параметров от настроек алгоритма LPSS. (цветом параметр sparseness)

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/см³) (13% от диапазона изменений свойств), а корреляция сейсмики и синтетики 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 рисунке 4.22.

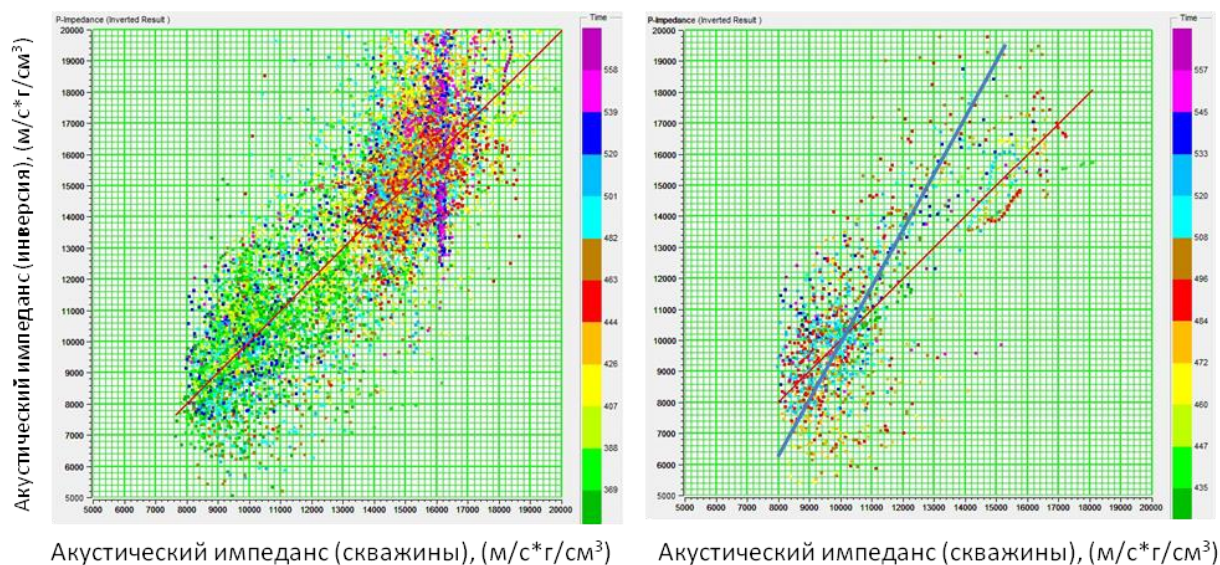


Рисунок 4.22 - Кросс-плоты сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам инверсии во всем интервале расчета (слева) и в терригенном слое (справа)

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 методиками 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 сейсмоки. 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 сейсмокой изменять его не нужно. Из трех оставшихся вариантов по критерию наилучшей сходимости со скважинными данными был выбран вариант 0-0-60-70 Гц. На рисунке 4.23 приведен кроссплот аналогичным предыдущему.

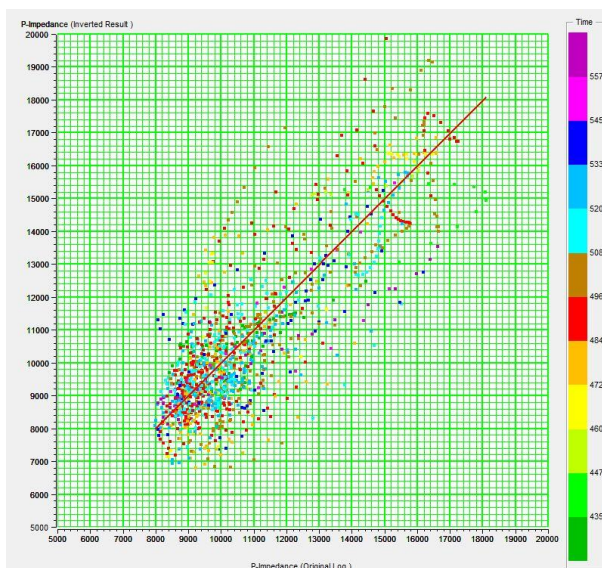


Рисунок 4.23 - Кроссплот сопоставления АИ по скважинным данным и по результатам второй итерации инверсии в терригенном слое

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

рисунке 4.24 приведен пример последовательного повышения частоты фоновой модели по мере приближения к окончательному решению.

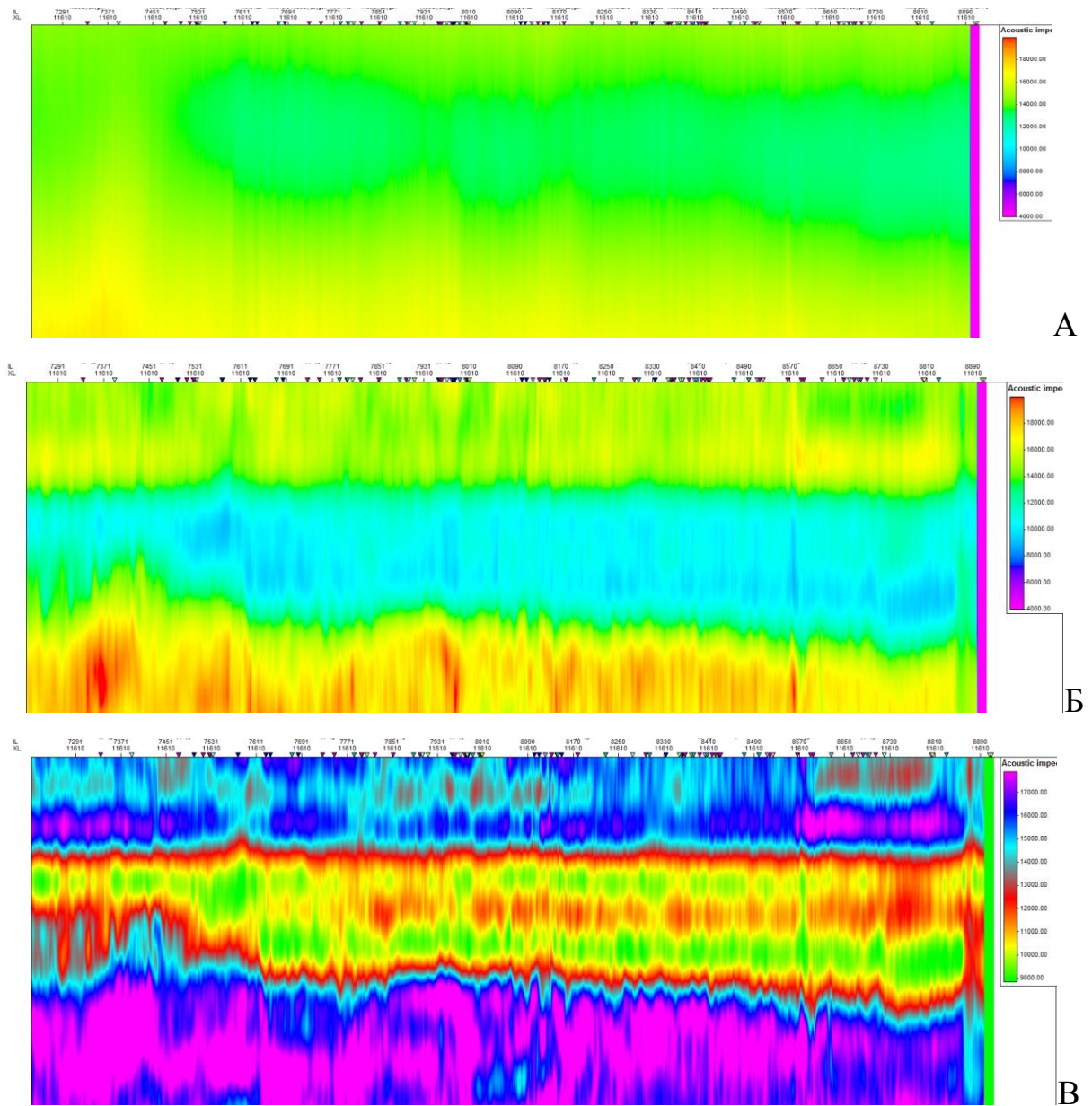


Рисунок 4.24 - Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному с использованием итеративной методики инверсии.

А- итерация фоновая модель первой итерации, Б - модель второй итерации, В - 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 рисунке 4.25. В модели заданы горизонты M2, кровля V₁₀, кровля V₁₃, глинистая перемычка и кровля коры выветривания.

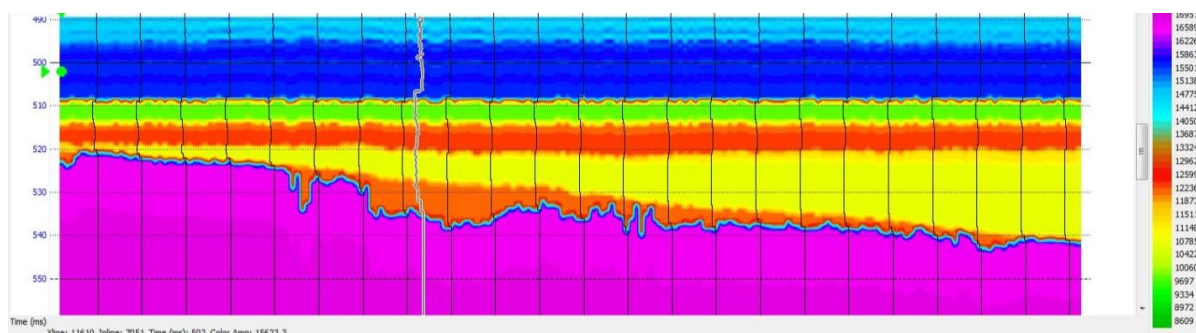


Рисунок 4.25 - Разрез блоковой модели АИ по кросслайну 11610

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 рисунке 4.26.

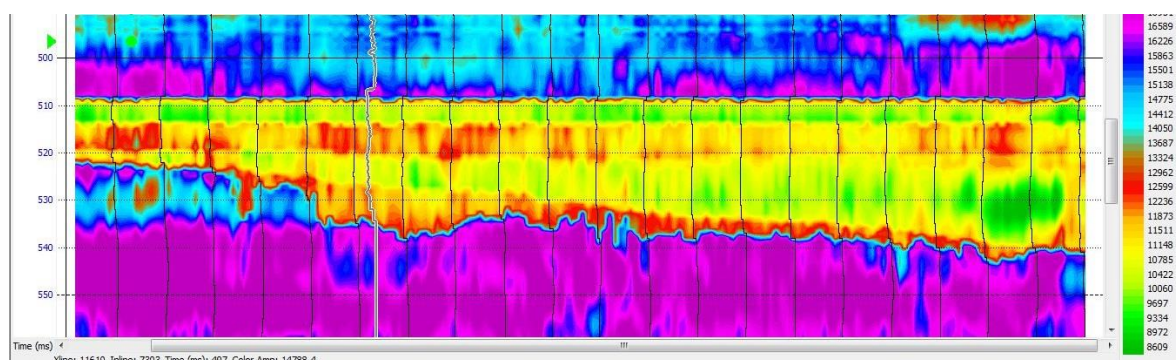


Рисунок 4.26 - Разрез по кросслайну 11610 по кубу АИ полученному по результатам инверсии с использованием блоковой модели.

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 толщин, где «стандартная» методика инверсии не работает из-за эффекта интерференции.

В подтверждение правильности выводов можно отнести и тот факт, что независимые исследователи получили схожие результаты в своих работах, посвященных аналогичным по контрастности акустических характеристик баженовской свите Западной Сибири и осинского горизонта Сибирской платформы [34, 35]

4.3.3. 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 рисунке 4.27 .

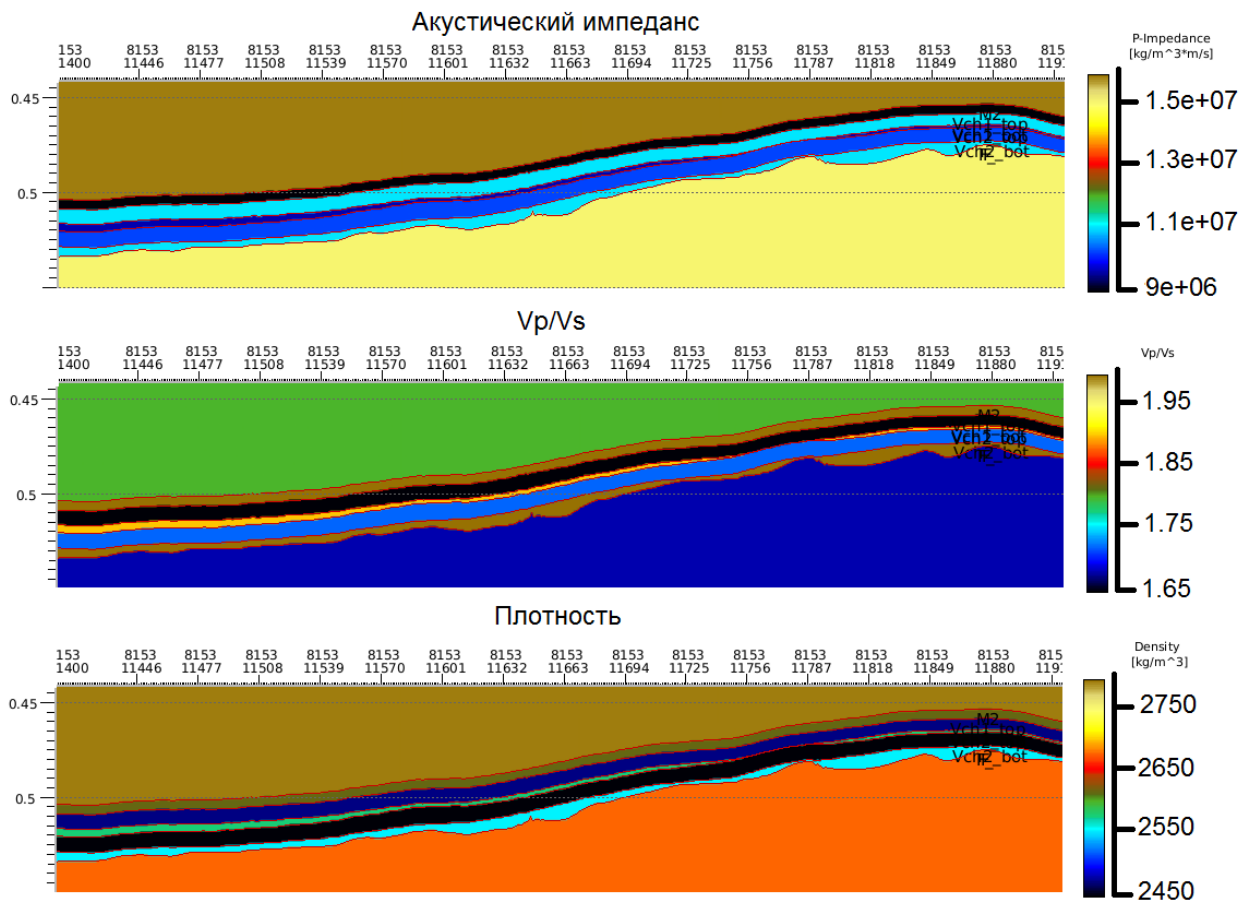


Рисунок 4.27 - Разрезы по блоковым моделям акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности

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 (P-

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 рисунке 4.28 приведены разрезы по результирующим кубам инверсии.

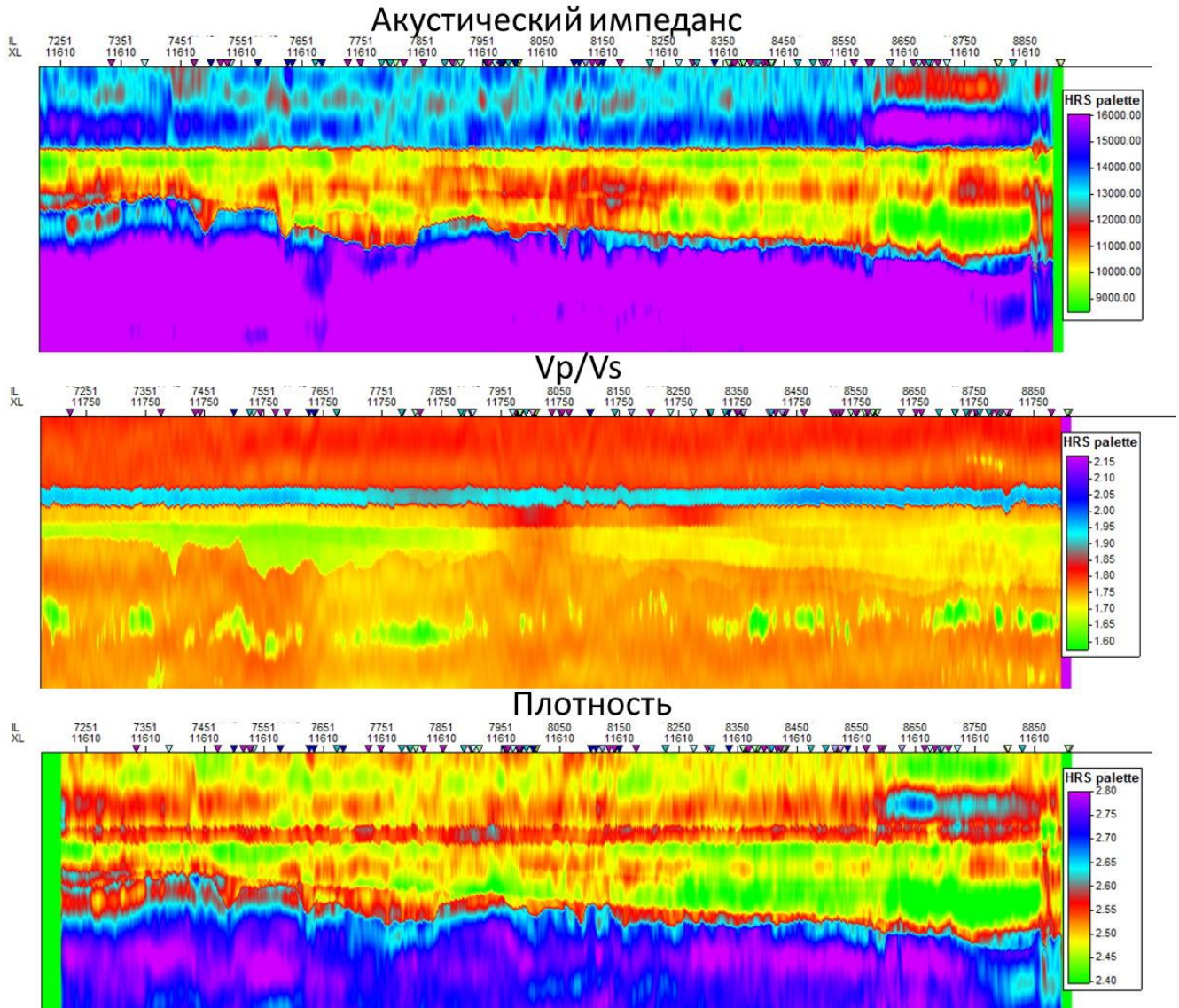


Рисунок 4.28 - Разрезы по кубам акустического импеданса, отношения продольной и поперечной скоростей и плотности, полученным в ходе синхронной инверсии

Для оценки достоверности инверсии были рассчитаны кросс-плоты (рисунок 4.29) сопоставления реальных кривых упругих свойств, рассчитанных в скважинах и аналогичных параметров, извлечённых с прогнозных кубов.

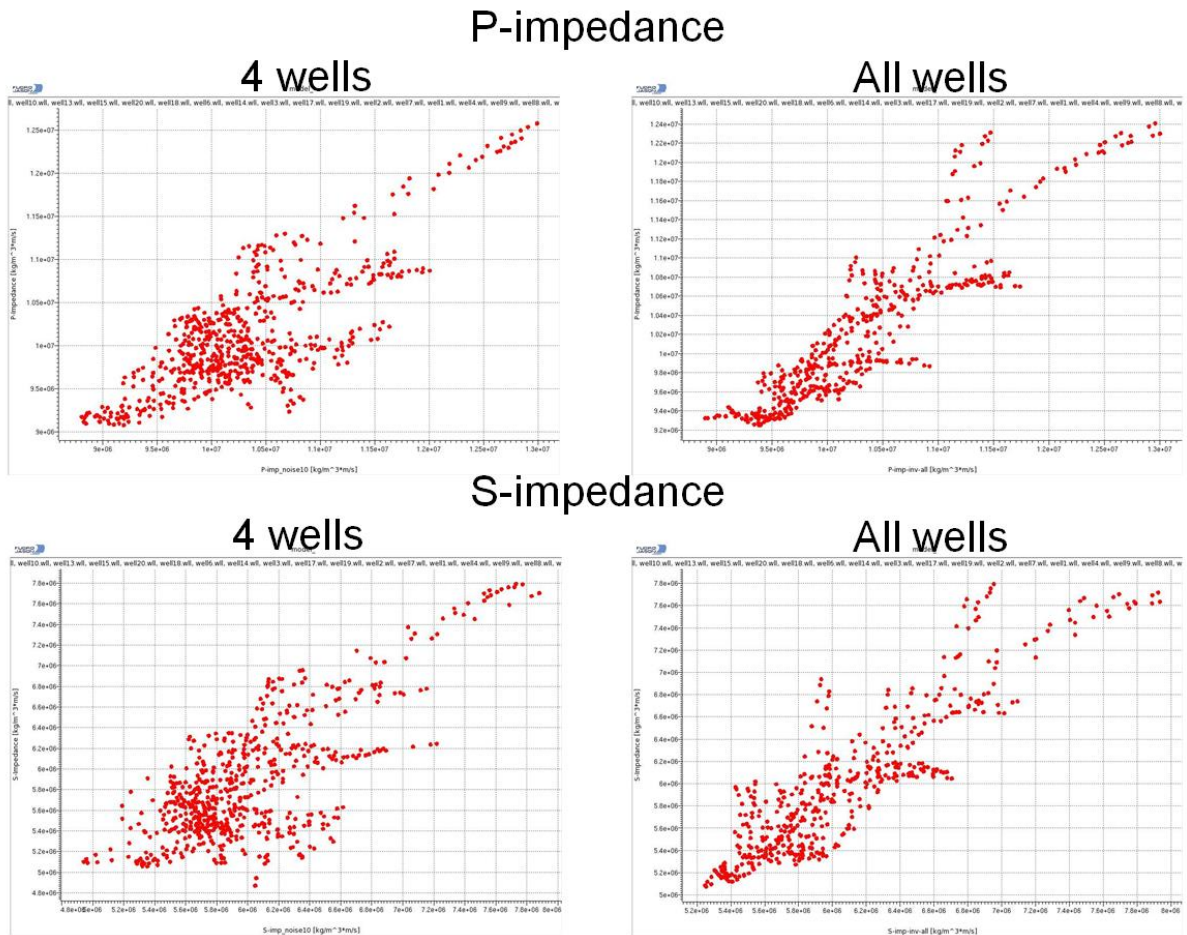


Рисунок 4.29 - Кросс-плоты зависимостей импеданса по скважинным данным с импедансом по результатам инверсии

4.3.4. 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 [81]. 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 получают 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 (рисунок 4.30)

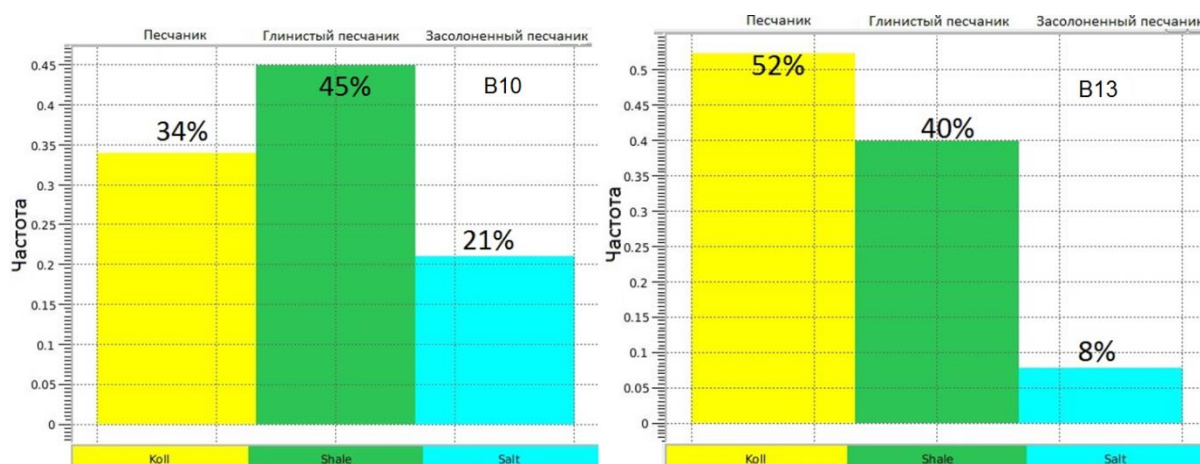


Рисунок 4.30 - Пропорции литотипов для пластов В₁₀ и В₁₃

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.

Параметры функций плотности вероятности для всех литотипов для всех пластов приведены в таблице 4.1. Минимальное разделение для пласта В₁₃ 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»

Таблица 4.1 - Параметры функций плотности вероятности для всех литотипов

В ₁₀			
		Среднее	Стандартное отклонение
Акустический импеданс	Засолоненный неколлектор	12150.2	809.1
	Коллектор	10438.7	908.4
	Заглинизированный неколлектор	10574.9	946.5
В ₁₃			
		Среднее	Стандартное отклонение
Акустический импеданс	Засолоненный неколлектор	12674.5	1015.1
	Коллектор	10043.2	1017.4
	Заглинизированный неколлектор	10288.1	1043.3

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.

Пласт В₁₀:

– Засолоненный неколлектор: Радиус – 0,00075 сек, 99 % Экспоненциальная, 0 % Наггет-эффект

Остальные литотипы: Радиус – 0,00075 сек, 99 % Экспоненциальная, 0 % Наггет-эффект

Пласт В₁₃:

– Засолоненный неколлектор: Радиус – 0,001 сек, 99% Экспоненциальная, 1 % Наггет-эффект

– Остальные литотипы: Радиус – 0,0005 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект

В качестве данных для оценки вариограмм непрерывных свойств были использованы каротажные кривые акустического импеданса (вертикальная вариограмма) и карты акустического импеданса по результатам детерминистической и стохастической инверсий (латеральная вариограмма)

Параметры вертикальных вариограмм для пласта V_{10} следующие:

Литотип «Засолоненный неколлектор»:

- Радиус 0.00075 сек, 49% экспоненциальная вариограмма, 50% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

Литотип «все остальные литотипы»:

- Радиус 0.0025 сек, 99% экспоненциальная вариограмма, 0% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

Параметры вертикальных вариограмм для пласта V_{13} следующие:

Литотип «Засолоненный неколлектор»:

- Радиус 0.001 сек, 51% экспоненциальная вариограмма, 48% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

Литотип «все остальные литотипы»:

- Радиус 0.001сек, 99% экспоненциальная вариограмма, 0% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

Параметры горизонтальной вариограммы для пласта V_{10}

- Радиус 1500 м, 95% экспоненциальная вариограмма, 5% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

Параметры горизонтальной вариограммы для пласта V_{13}

- Радиус 1500 м, 95% экспоненциальная вариограмма, 5% вариограмма Гаусса, 1% Наггет-эффект

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 (рисунок 4.31)

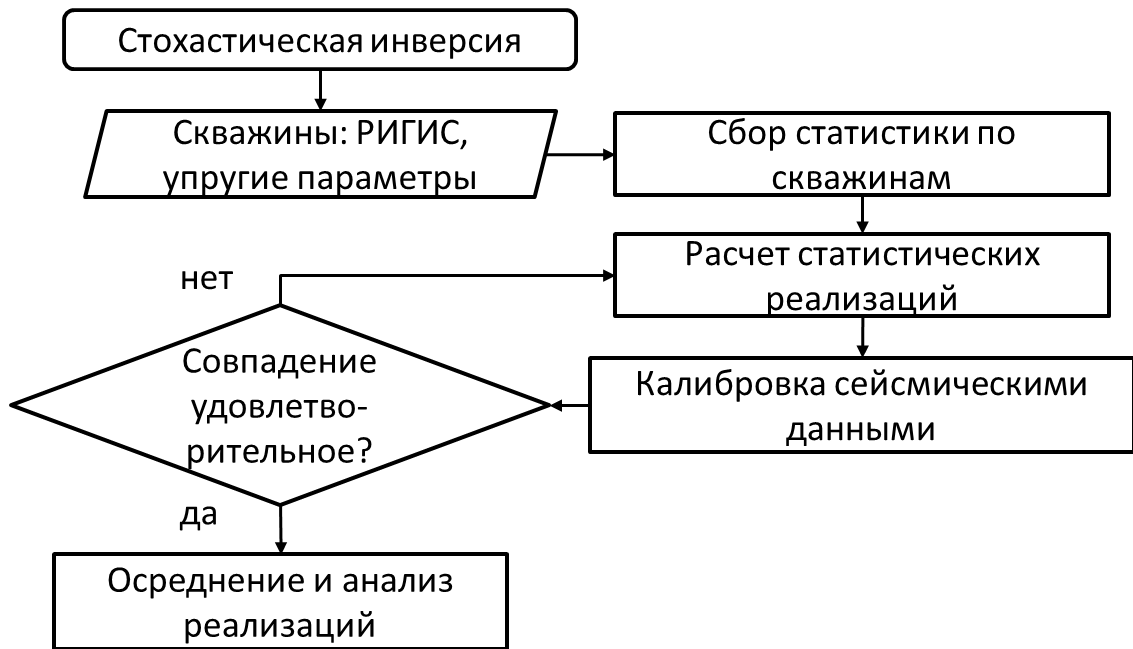


Рисунок 4.31 - Блок-схема стохастической инверсии

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 сеймики по формуле:

$$dB_{\text{target}} = 20 * \log_{10} \left(\frac{\sigma_{\text{seismic}}}{\sigma_{\text{noise}}} \right) \quad (4.1)$$

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 рисунке 4.32 показан разрез сейсмических амплитуд по композитному профилю через несколько скважин и зону без скважин, и аналогичный разрез невязок между реальной и синтетической волновой картиной.

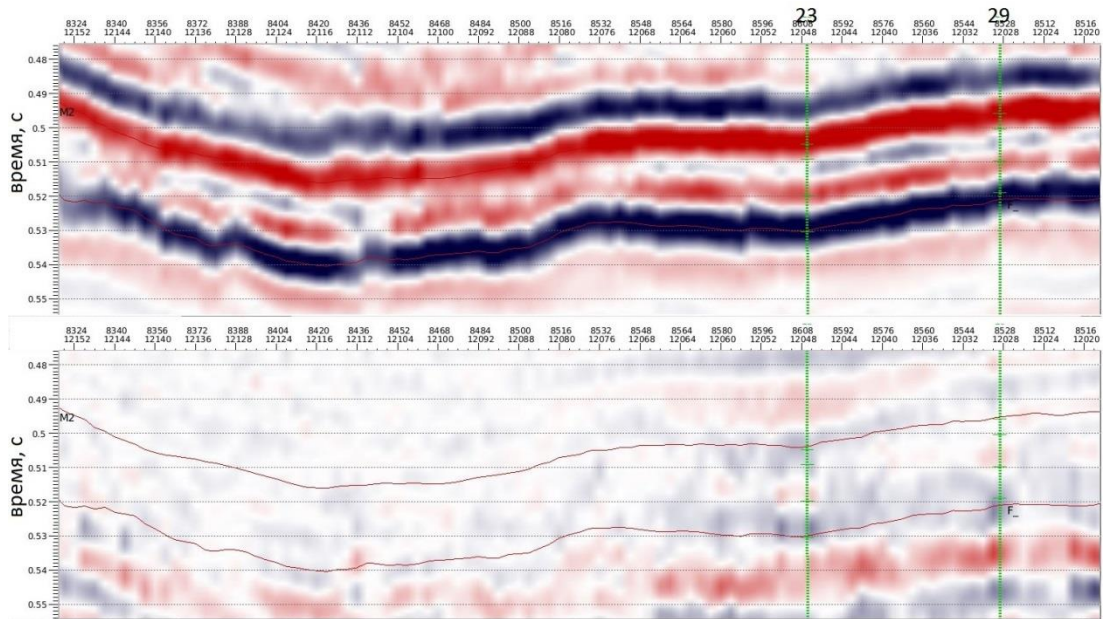


Рисунок 4.32 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и невязок между синтетикой и сейсмикой (внизу)

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.

$$A = \frac{\sum_1^n Xi}{N} \quad (4.2)$$

На рисунке 4.33 приведено осреднение реализаций по параметру акустический импеданс.

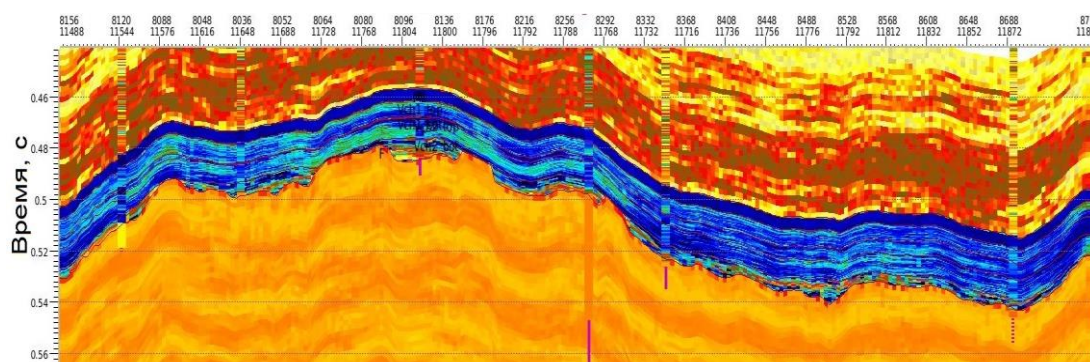


Рисунок 4.33 - Разрез акустического импеданса по результатам стохастической инверсии с нанесенными скважинами

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 рисунке 4.34.

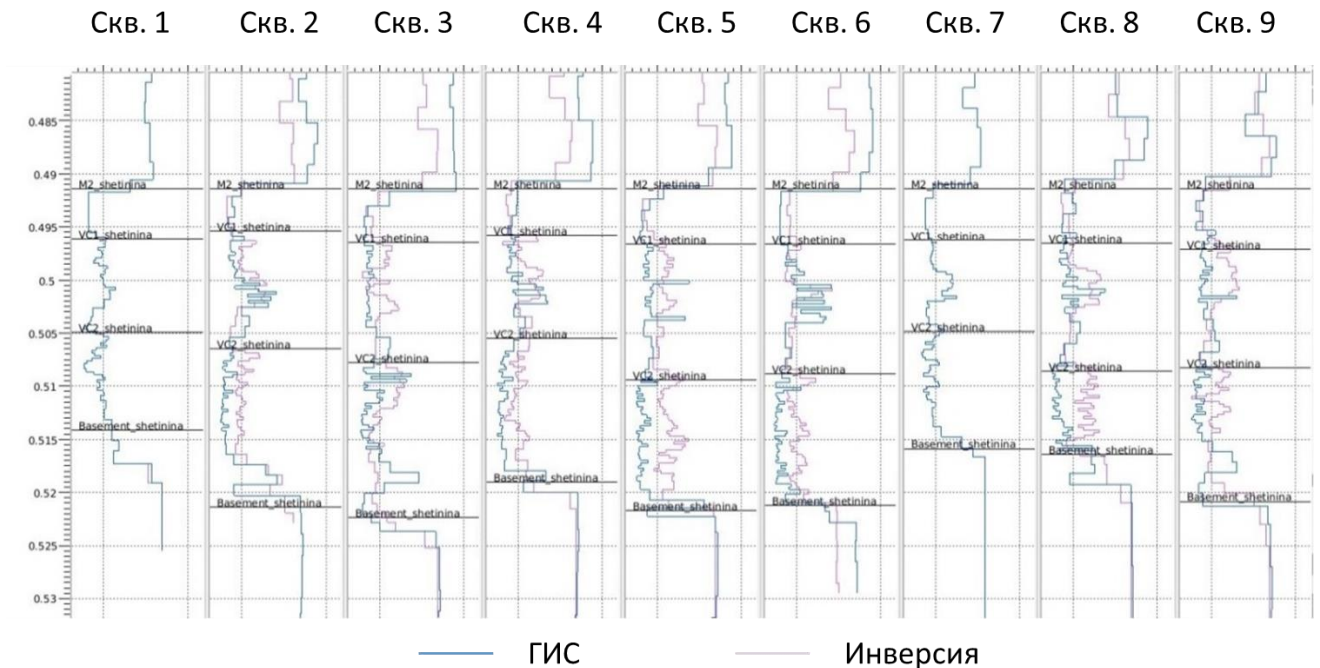


Рисунок 4.34 - Сопоставление контрольной и прогнозной кривых АИ по проверочным скважинам

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, несмотря на то, что ни одна скважина не участвует в построениях.

4.3.5. Синхронная стохастическая инверсия

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 [36]. 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. Ниже приведены численные параметры ФПВ для всех литотипов (таблица 4.2)

Таблица 4.2 - Параметры функций плотности вероятности для всех литотипов

B ₁₀			
		среднее значение	стандартное отклонение
коллектор	Продольный импеданс	54400	94200
	V _p /V _s	-0.0206	0.0273
	Плотность	-35	67
неколлектор (глина)	Продольный импеданс	20800	65400
	V _p /V _s	0.0573	0.0704
	Плотность	56.6	71.4
неколлектор (соль)	Продольный импеданс	244000	39000
	V _p /V _s	-0.0592	0.0217
	Плотность	17.6	25.6
B ₁₃			
		среднее значение	стандартное отклонение
коллектор	Продольный импеданс	65800	94300
	V _p /V _s	-0.0666	0.0171
	Плотность	-48.8	61.7
неколлектор (глина)	Продольный импеданс	-33700	69900
	V _p /V _s	0.0585	0.0402
	Плотность	19.9	15.6
неколлектор (соль)	Продольный импеданс	244000	39000
	V _p /V _s	-0.0592	0.0217
	Плотность	17.6	25.6

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.

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 дискретных свойств имеют следующие параметры:

Пласт В₁₀:

- Коллектор: Радиус – 0,001 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект
- Неколлектор (Глина): Радиус – 0,002 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект
- Неколлектор (Соль): Радиус – 0,00075 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект

Пласт В₁₃:

- Коллектор: Радиус – 0,0005 сек, 99% Экспоненциальная, 0 % Наггет- эффект
- Неколлектор (Глина): Радиус – 0,0005 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект
- Неколлектор (Соль): Радиус – 0,00075 сек, 99 % Экспоненциальная, 0% Наггет-эффект

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.

Вертикальные вариограммы непрерывных свойств имеют следующие параметры:

Пласт В₁₀:

- Продольный импеданс: Радиус – 0,0025 сек, 99 % Экспоненциальная, 1 % Наггет-эффект
- Поперечный импеданс: Радиус – 0,002 сек, 99 % Экспоненциальная, 0 % Наггет-эффект
- Плотность: Радиус – 0,002 сек, 99 % Экспоненциальная, 0 % Наггет-эффект.

Пласт В₁₃:

- Продольный импеданс: Радиус – 0,00075 сек, 25 % Экспоненциальная, 74% вариограмма Гаусса, 1 % Наггет-эффект
- Поперечный импеданс: Радиус – 0,00075 сек, 88 % Экспоненциальная, 11% вариограмма Гаусса, 1 % Наггет-эффект
- Плотность: Радиус – 0,001 сек, 99 % Экспоненциальная, 0 % Наггет-эффект.

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 рисунке 4.31, с той лишь разницей, что полученные реализации согласуются не с суммарным кубом, а с пятью частично кратными кубами различных угловых диапазонов.

На рисунках 4.35 - 4.37 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.

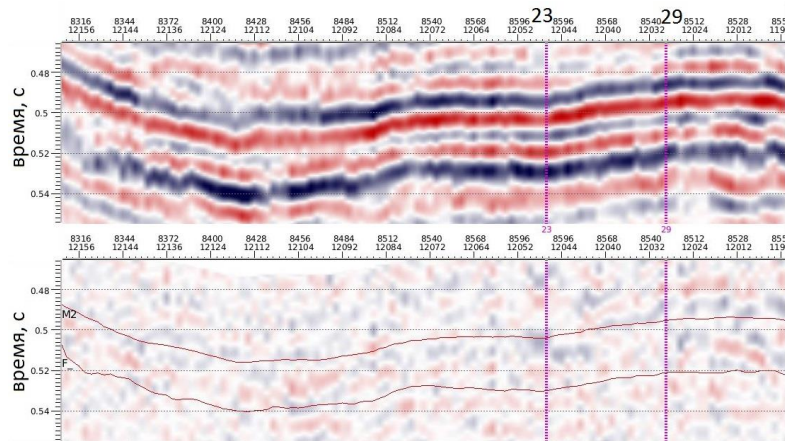


Рисунок 4.35 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для ближних удалений

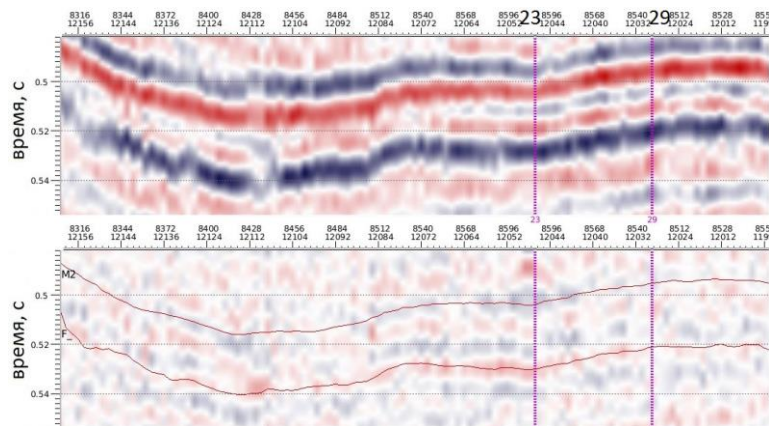


Рисунок 4.36 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для средних удалений

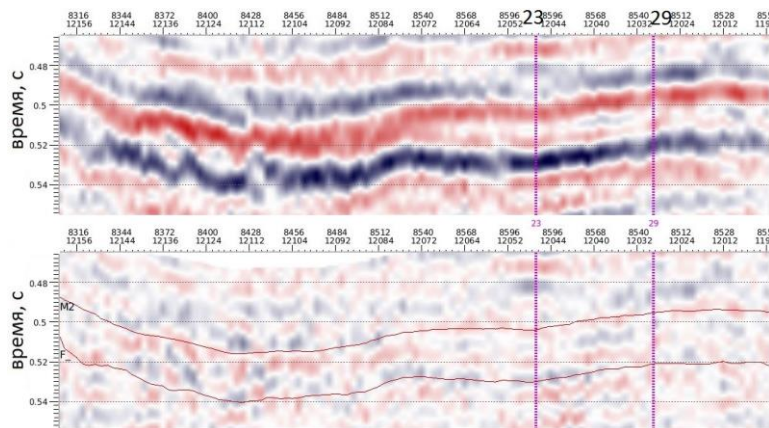


Рисунок 4.37 - Разрез сейсмических амплитуд (вверху) и амплитуд невязок (внизу) для дальних удалений

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 рисунке 4.38 приведены сами модели упругих свойств (продольный импеданс, поперечный импеданс, плотность) и сопоставление со слепыми скважинами.

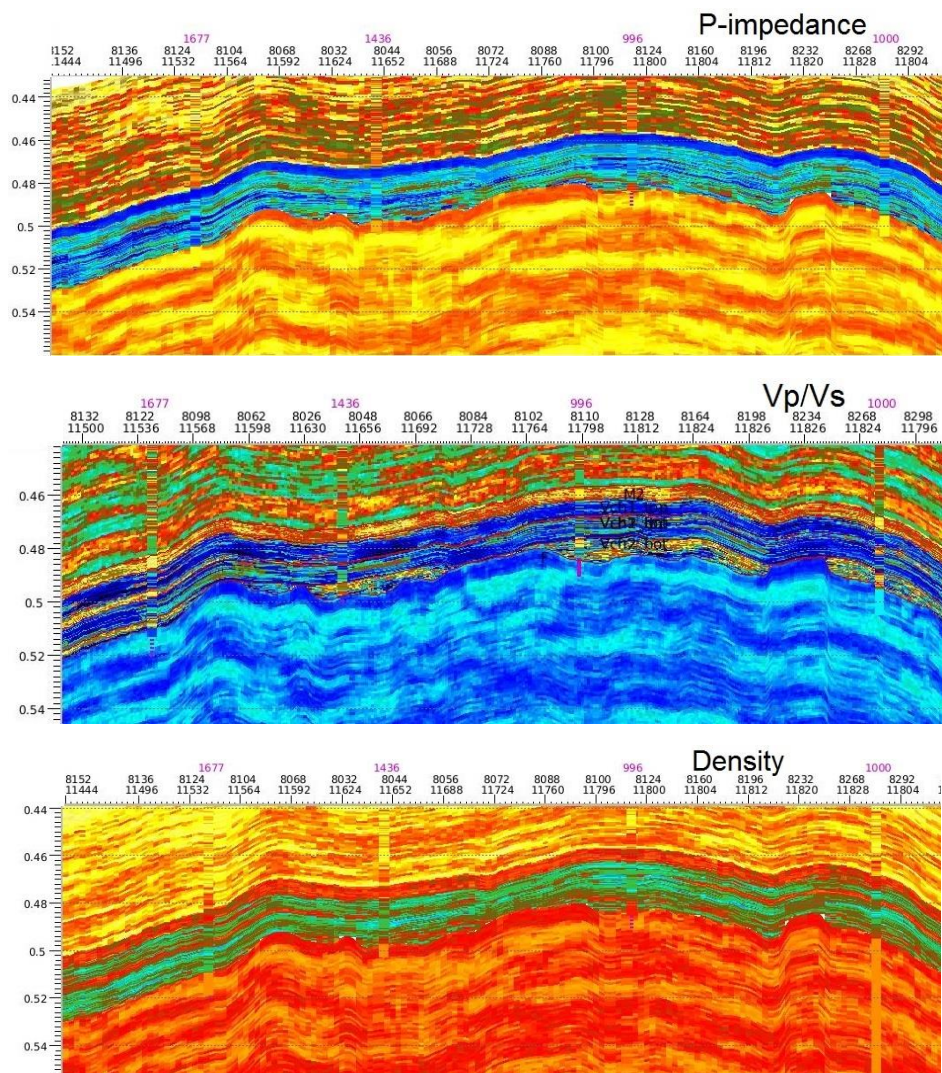


Рисунок 4.38 - Разрезы моделей упругих свойств с вынесенными скважинами

Их 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 (рисунки 4.39 - 4.41)

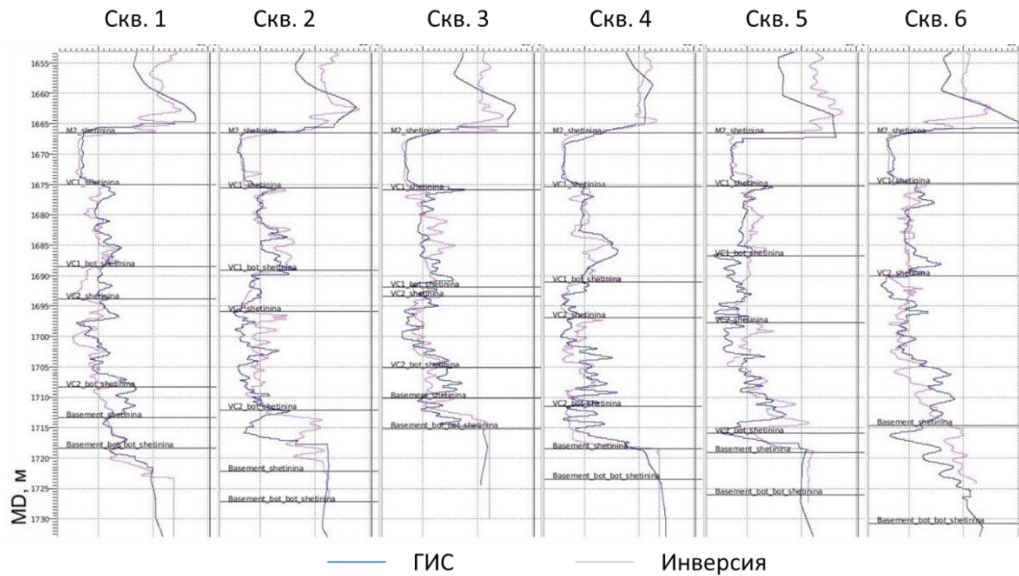


Рисунок 4.39 - Сопоставление реальной и прогнозных кривых продольного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

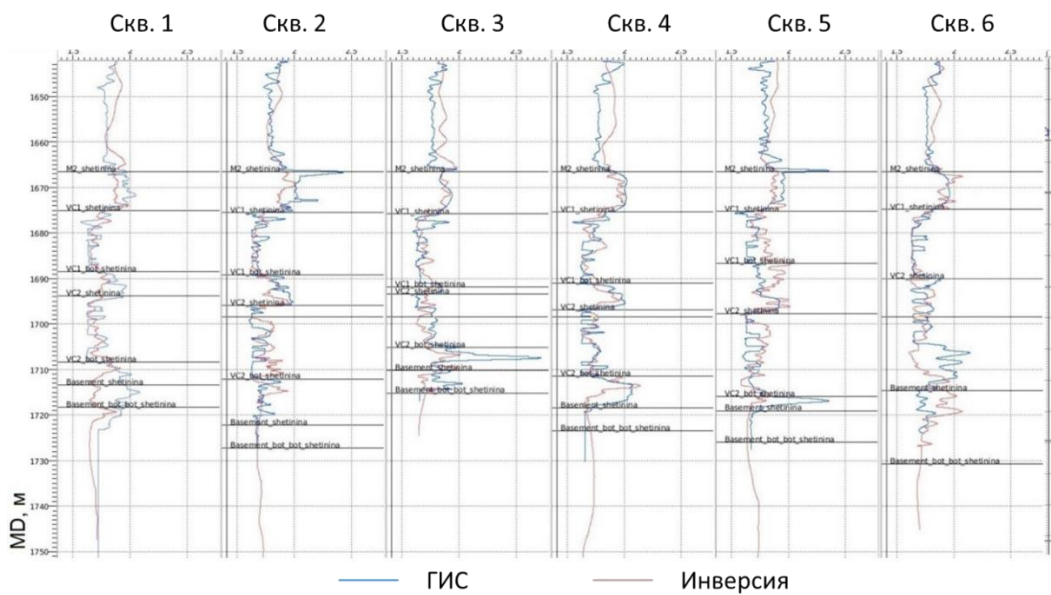


Рисунок 4.40 - Сопоставление реальной и прогнозных кривых поперечного импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

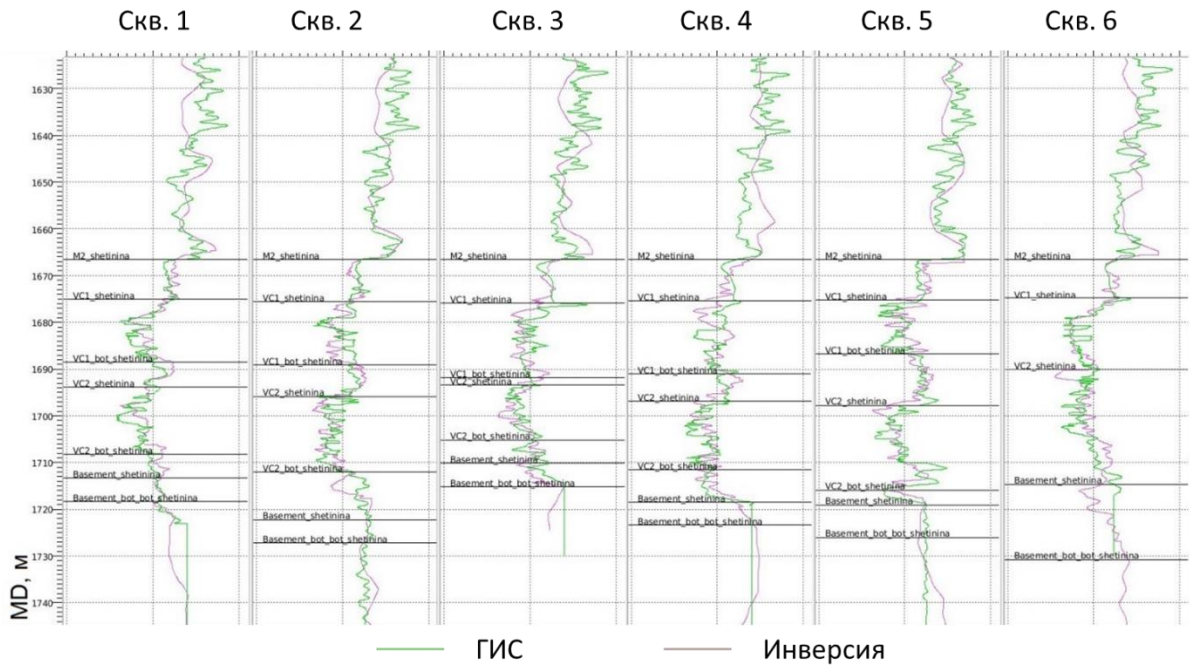


Рисунок 4.41 - Сопоставление реальной и прогнозной кривых плотности импеданса по контрольным скважинам (красным – прогноз)

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.

5. МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ КИНЕМАТИЧЕСКОГО И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

5.1. Методика кинематического анализа

Первая часть методики прогноза ФЕС на основе комплексирования сейсмических и скважинных данных заключается в анализе кинематической составляющей сейсмического волнового поля. Обязательными этапами анализа являются:

1. Анализ поверхностей изохрон отражений от целевых пластов и вмещающих пород, с целью выделения и геологической интерпретации аномалий, ассоциирующихся с зонами улучшения или ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пород;

2. Анализ атрибутов когерентности волнового поля с целью поиска тектонических и стратиграфических барьеров, разделяющих участок исследования на обособленные блоки;

3. Спектральная декомпозиция сейсмической записи для поиска геологических тел, которые не были обнаружены в рамках предыдущих двух этапов анализа.

На этапе кинематического анализа стоит задача на качественном уровне выделить геологические объекты, интерпретируемые как зоны улучшенных или ухудшенных ФЕС. Количественные оценки выполняются на этапе динамического анализа

5.1.1. 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 наблюденного волнового поля. Комбинация этих параметров представлена в виде многокомпонентной карты спектральной декомпозиции. Сама карта, а также авторский вариант интерпретации приведена на рисунке 5.1. Разрезы, иллюстрирующие выделенные зоны, приведены на рисунке 5.2.

5.1.2. Пласт V_{13}

Известно, что в общем случае параметры ФЕС пласта V_{13} достаточно хорошо коррелируются с его общей толщиной. На рисунке 5.3 приведено обоснование построения тренда второго порядка для толщины пласта V_{13} .

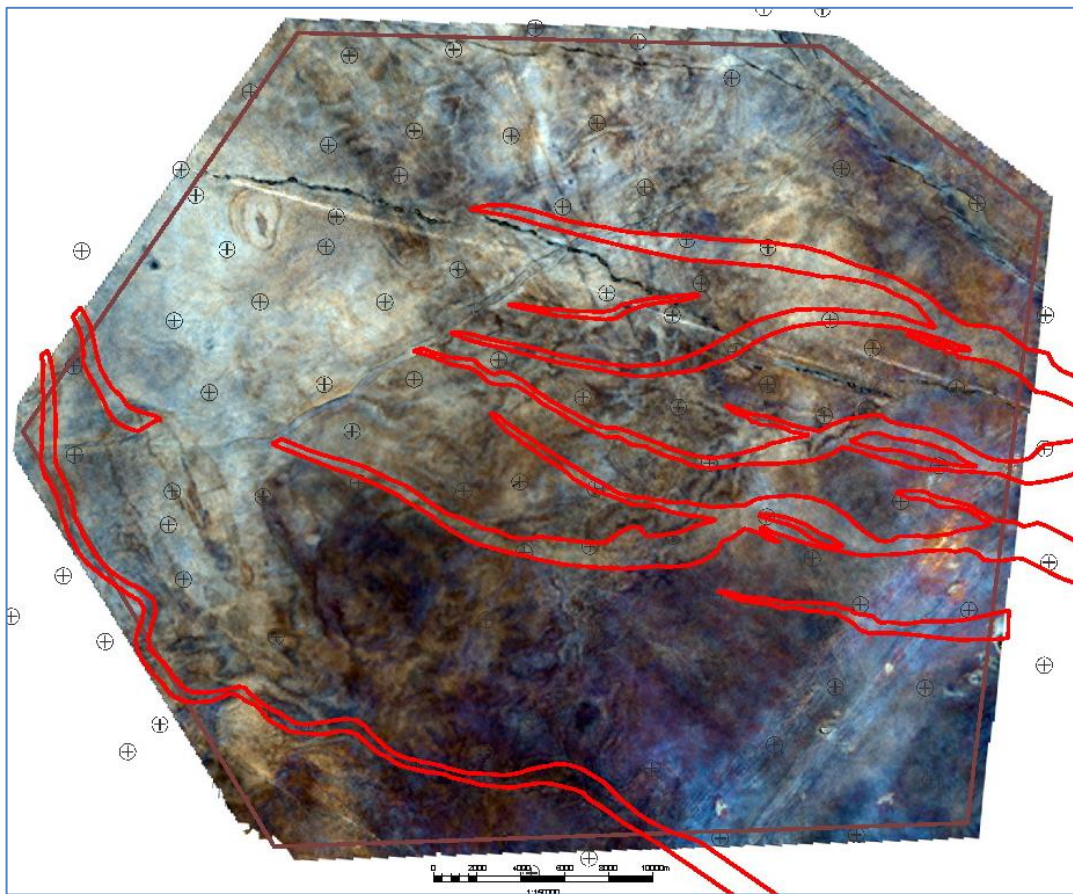


Рисунок 5.1 - Авторская интерпретация линейных зон глинизации на карте спектральной декомпозиции

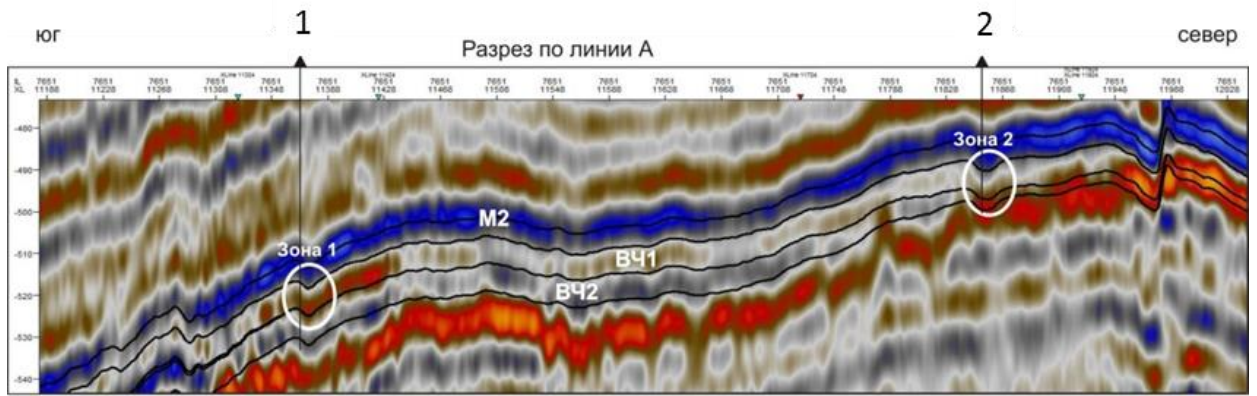


Рисунок 5.2 - Временной разрез, пересекающий выделенные линейные зоны глинизации

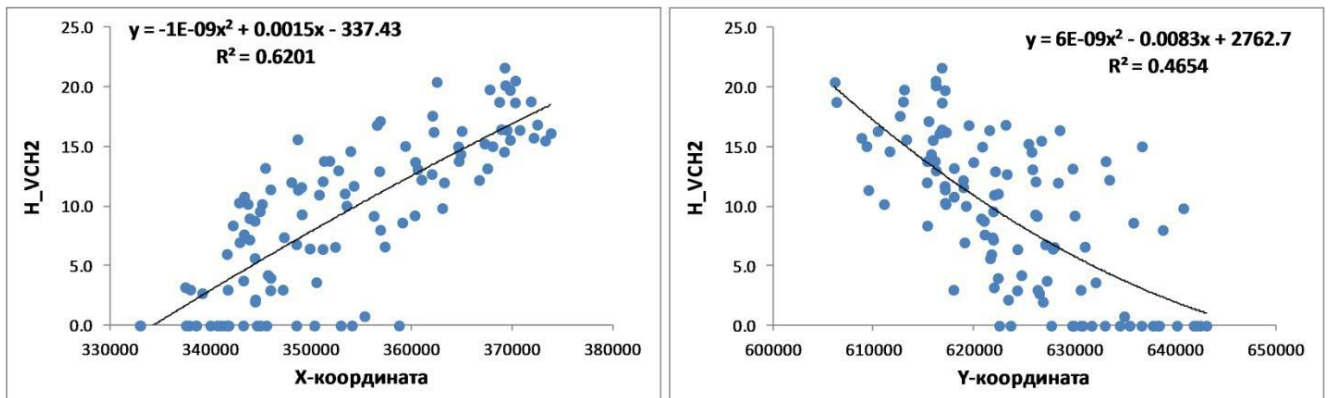


Рисунок 5.3 - Обоснование построения поверхности тренда второго порядка для толщины пласта V_{13}

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

Ниже на рисунке 5.4 приведены:

- поверхность тренда второго порядка толщины пласта V_{13} (рисунок 5.4А);
- отношение между трендовой составляющей толщины пласта V_{13} и его линейной емкостью (рисунок 5.4Б);
- отношение между трендовой составляющей толщины пласта V_{13} и его эффективной толщиной (рисунок 5.4В).

Из рисунка видно, что трендовая составляющая толщины пласта V_{13} позволяет разделить область распространения пласта на три зоны:

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

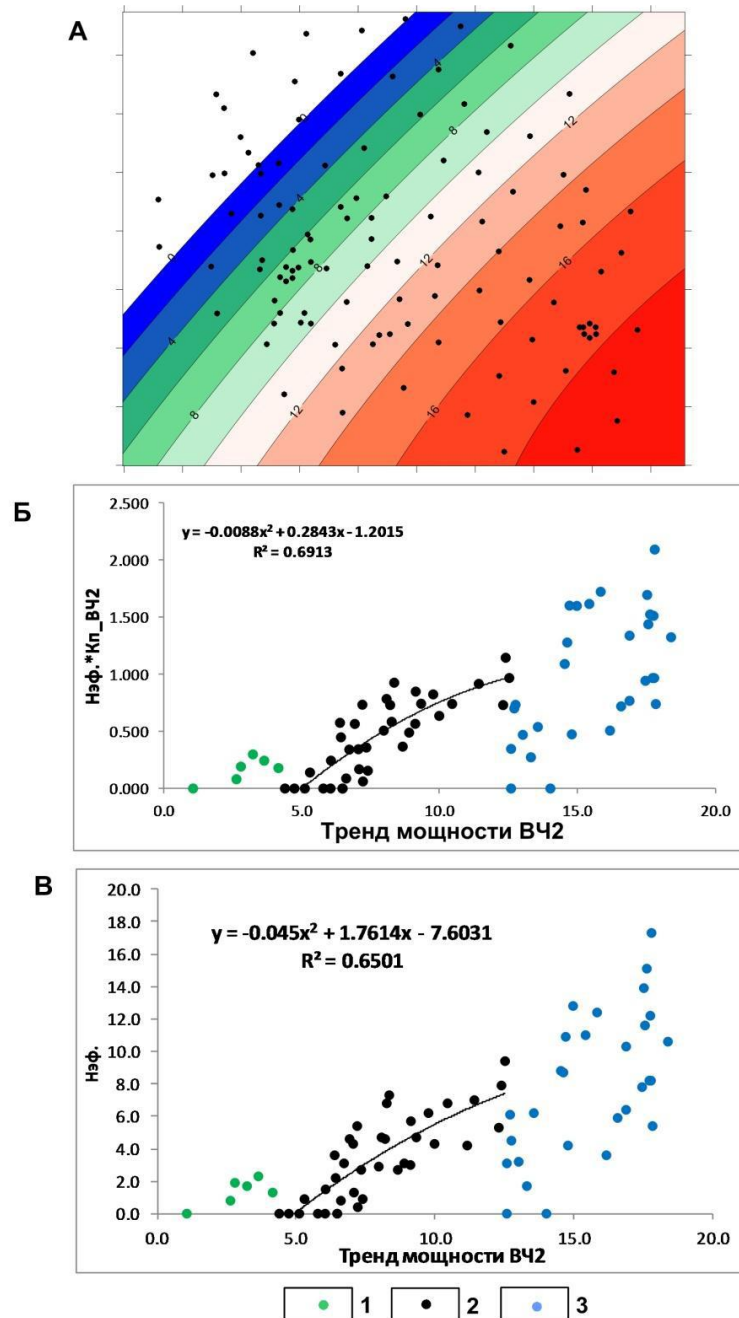


Рисунок 5.4 - Отношение между трендовой составляющей толщины и параметрами ФЕС пласта В₁₃

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

5.1.3. 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.

Выступы фундамента. На поверхности фундамента были обнаружены локальные положительные структуры с очень резкими границами. Пример выделения такого объекта по данным 3D сейсморазведки приведен ниже (рисунок 5.5)

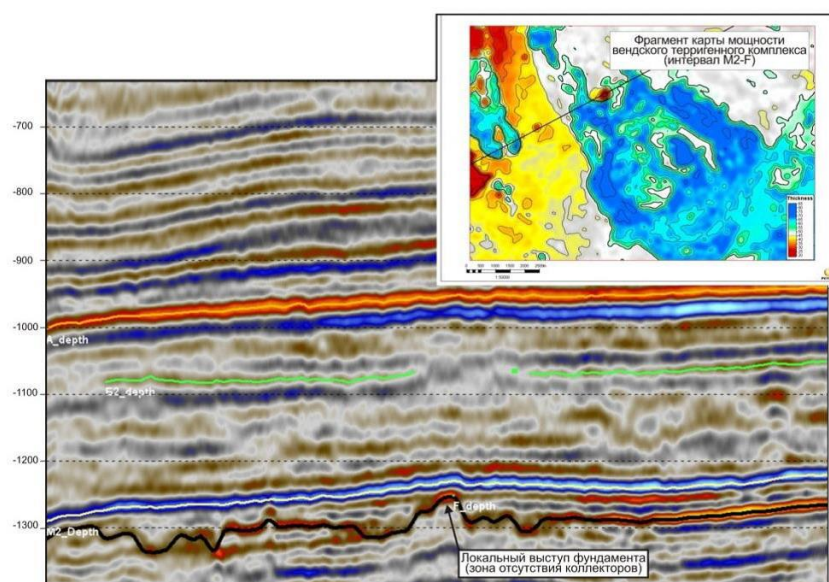


Рисунок 5.5 - Пример выделения локального выступа фундамента

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 толщина пласта В₁₃, а иногда В₁₀. Вследствие чего сокращаются и нефтенасыщенные толщины, рекомендуется избегать таких участков при эксплуатационном бурении.

Кольцевые структуры. В противоположность выступам фундамента были закартированы отрицательные структуры, линейной и кольцевой формы. Пример подобных объектов приведен на рисунках 5.6 и 5.7.

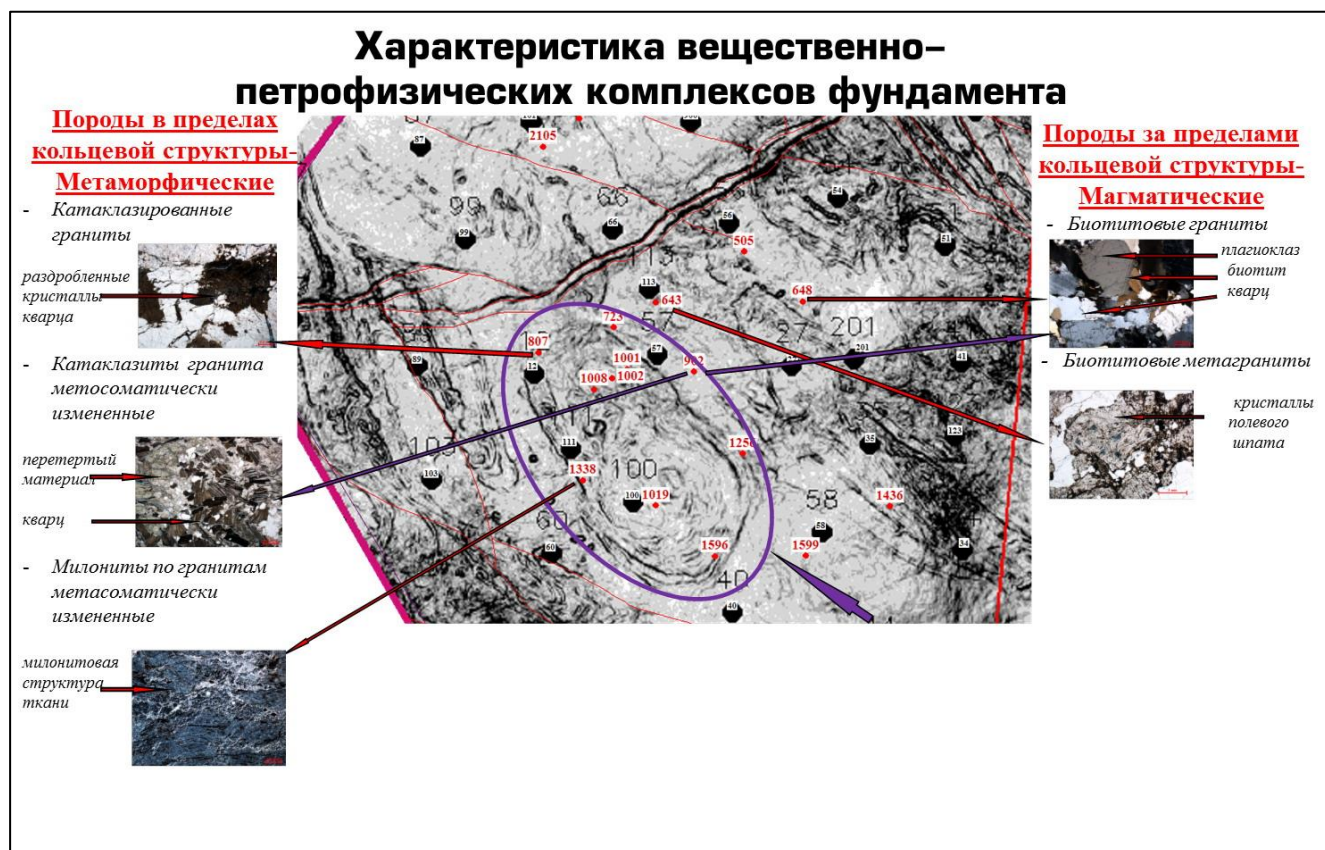


Рисунок 5.6 - Карта когерентности фундамента

На разрезе акустического импеданса такие зоны выглядят как падения кровли акустически жесткого фундамента с крутыми углами наклона (рисунок 5.7)

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)].

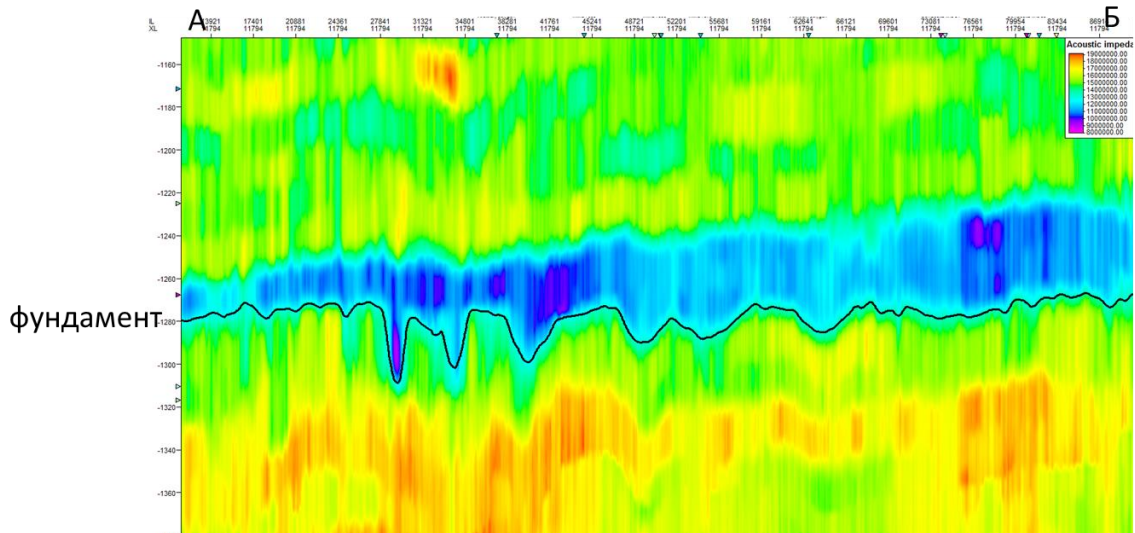


Рисунок 5.7 - Разрез куба акустического импеданса по линии А-Б

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 неизменные 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 рисунке 5.8 приведена карта когерентности с выделением данных тел.

Так же были привлечены данные магниторазведки (рисунок 5.9). Тектонические нарушения, выполненные магматическими породами, отображаются в магнитном поле. Разломы без даек видны гораздо хуже или не видны в магнитном поле

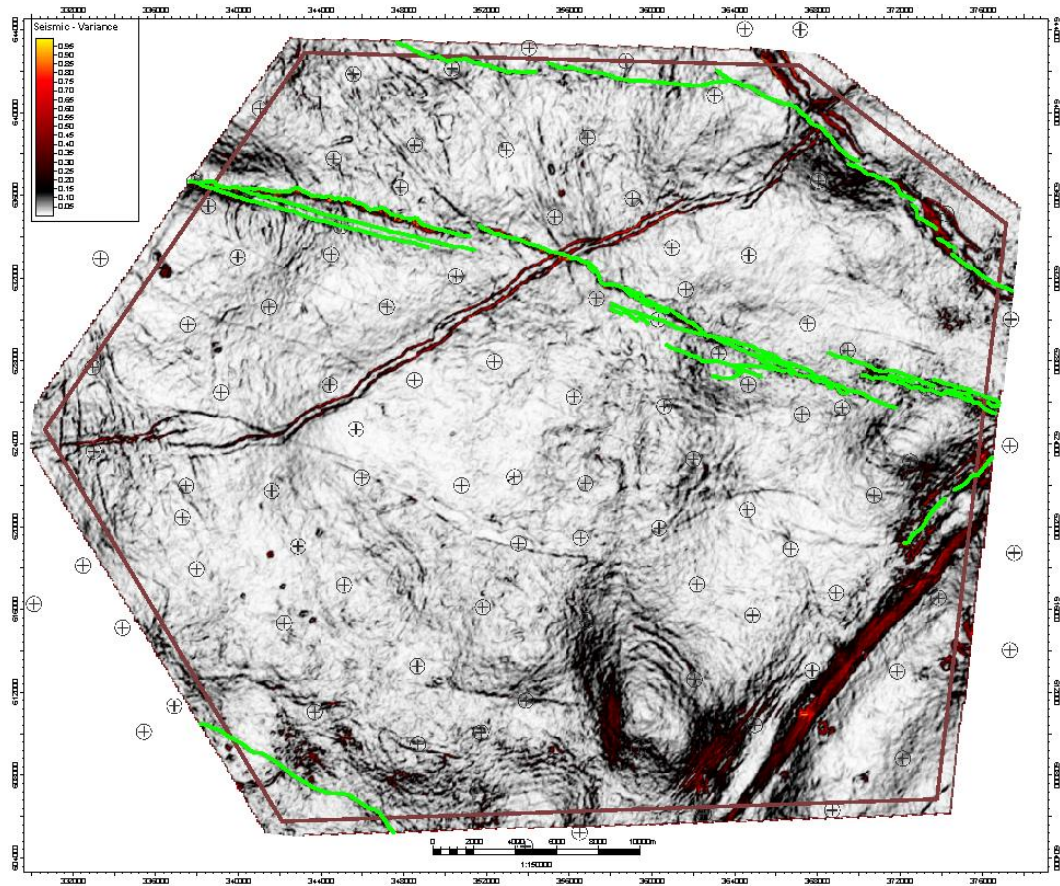


Рисунок 5.8 - Карта когерентности целевого пласта с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.

Карта локальных аномалий магнитного поля

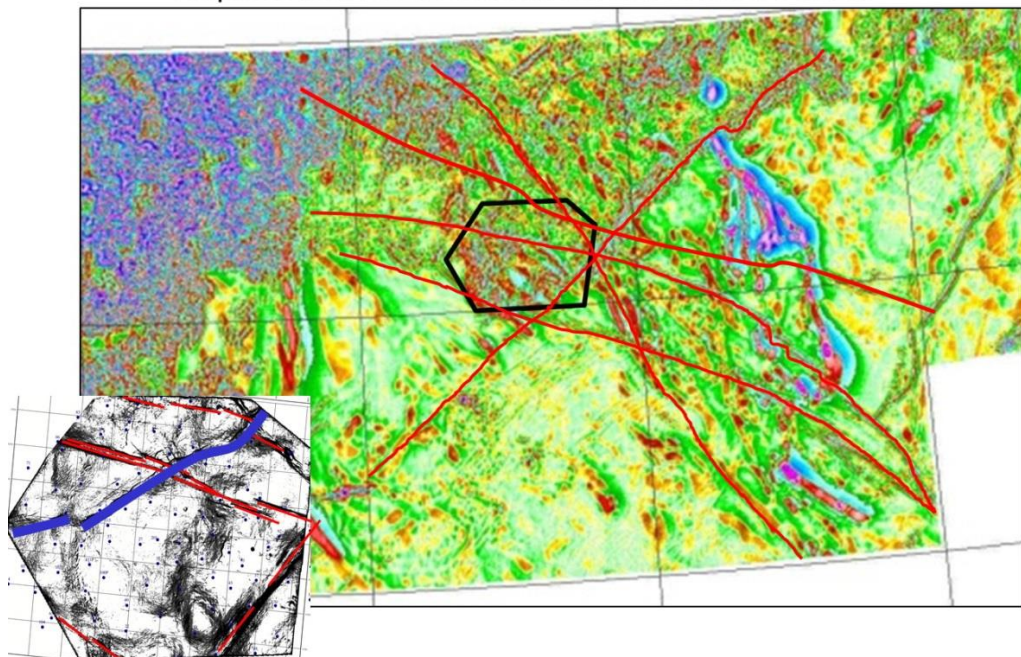


Рисунок 5.9 - Карта локальных аномалий магнитного поля с нанесением интерпретации магматических интрузий типа дайка.

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, толщин 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 толщин коллектора
4. Геологический разрез ВЧНГКМ, в том числе и в интервале целевых пластов осложнен магматическими интрузиями.

5.2. Методика динамического анализа

Вторая часть методики прогноза ФЕС представляет собой динамический анализ. Суть этого этапа заключается в поиске динамических атрибутов волнового поля, имеющих регрессионную связь с ФЕС, определенными по скважинным данным. На первом шаге определяются и рассчитываются значения пористости, эффективных толщин, линейной емкости (и при необходимости другие петрофизические свойства слагающих разрез пород) в точках скважин для каждого пласта. Вторым шагом является расчет карт атрибутов волнового поля, содержащих информацию об искомым свойствах пород (подробно влияние петрофизических параметров на волновое поле описано в главе 3).

На заключительном этапе на основе регрессионных связей между ФЕС и атрибутами волнового поля строятся пересчетные уравнения и рассчитываются прогнозные карты.

5.2.1. Пласт V_{10} – зона малых толщин

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

На рисунке 5.10 приведены исходные атрибуты и зависимости для прогноза параметра для зоны малых толщин

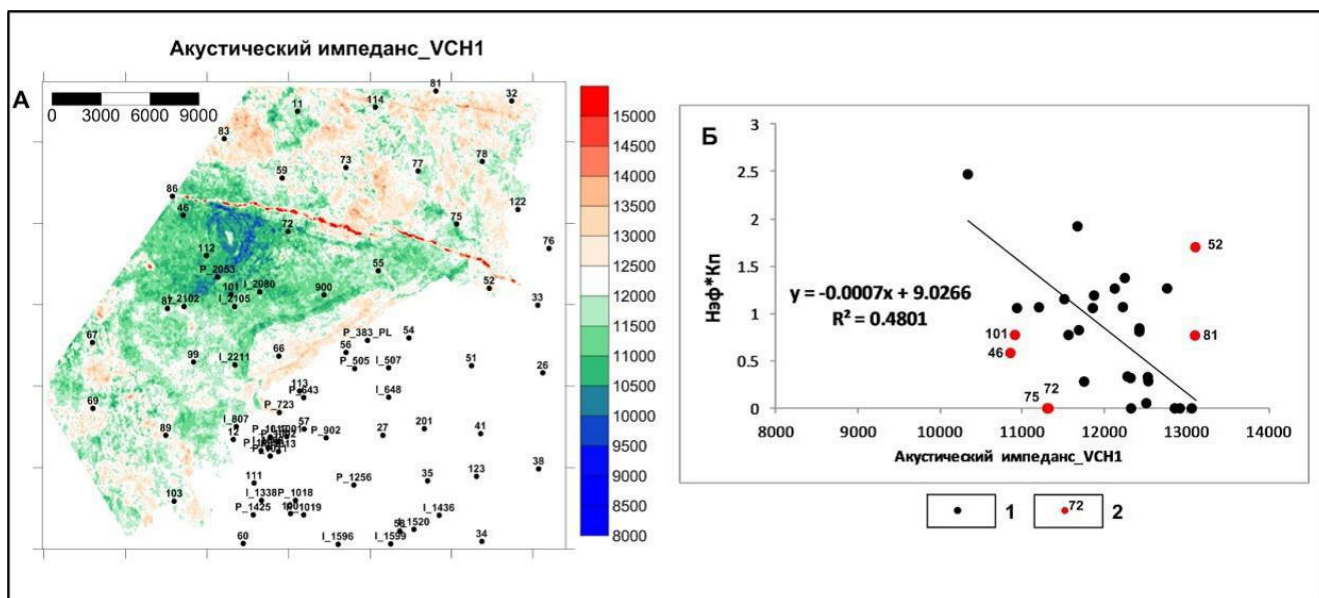


Рисунок 5.10 - Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта V_{10} в зоне малых толщин терригенного венда

А– карта атрибута; Б – кросс-плоты с уравнениями регрессии и значениями R^2 , 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.

5.2.2. Пласт B_{10} – зона средних и повышенных толщин

В зоне средних и больших толщин 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 рисунке 5.11 приведены отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта B_{10} в зоне средних и повышенных толщин терригенного венда:

- карта AVO-атрибута Grad в интервале пласта B_{10} ;
- карта акустического импеданса в интервале пласта B_{10} ;
- зависимости между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта B_{10} для двух зон с различными значениями AVO-атрибута Grad (зеленые точки – скважины в зонах глинизации и разломной зоне).

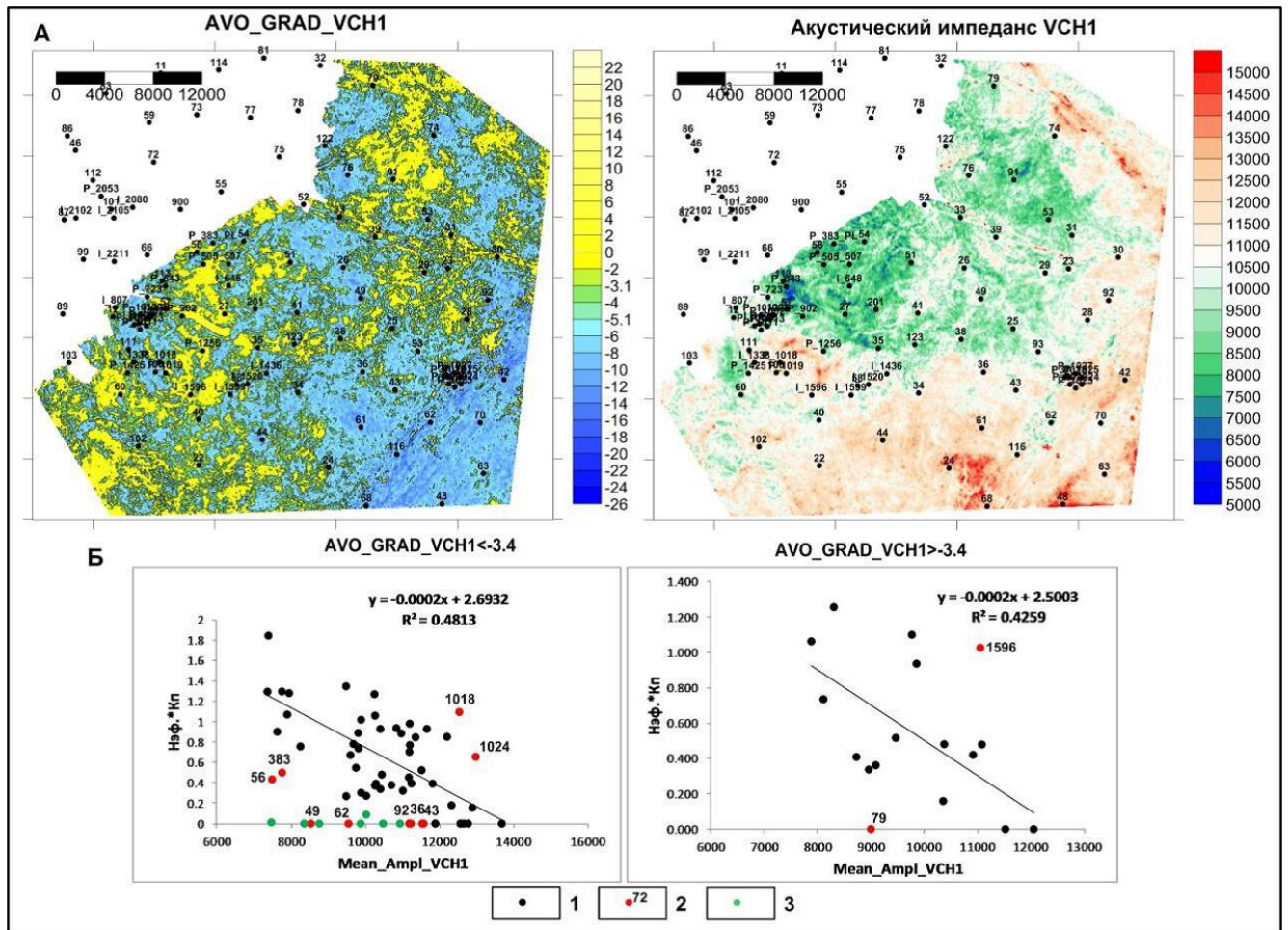


Рисунок 5.11 - Отношения между акустическим импедансом и линейной емкостью пласта B_{10} в зоне средних и повышенных толщин терригенного венда А – карты атрибута; Б – кросс-плоты с уравнениями регрессии и значениями R^2 , 1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения, 3 – скважины в линейных зонах глинизации

5.2.3. Пласт B_{13} – зона средних и повышенных толщин

В разделе, посвященном результатам моделирования волнового поля для пласта B_{13} , было показано, что на рассматриваемой площади отсутствует надежная сейсмическая основа для корреляции отражений, связанных с кровлей и подошвой пласта B_{13} .

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

рассчитать поверхности T_0 для кровли и подошвы пласта B_{13} и использовать их в ходе динамического анализа.

Динамический прогноз линейной емкости и эффективной толщины пласта B_{13} был выполнен методом двумерной регрессии, где в качестве независимых переменных использовались амплитуды, снятые вдоль поверхностей T_0 , соответствующих кровле и подошве пласта B_{13} . Коэффициент корреляции между независимыми переменными порядка 0,1.

На рисунке 5.12 приведены:

- карта амплитуд, снятых вдоль поверхности, соответствующей кровле пласта B_{13} ;
- карта амплитуд, снятых вдоль поверхности, соответствующей подошве пласта B_{13} ;
- отношения прогнозной (по результатам двумерной регрессии) и фактической линейной емкости пласта B_{13} ;
- отношения прогнозной (по результатам двумерной регрессии) и фактической эффективной толщины пласта B_{13} .

Для линейной емкости пласта уравнение двумерной регрессии имеет следующий вид:

$$N_{эф} \times K_{п} = -0,03853 \times VCH2_top_Ampl + 0,02463 \times VCH2_bot_Ampl + 0,428,$$

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

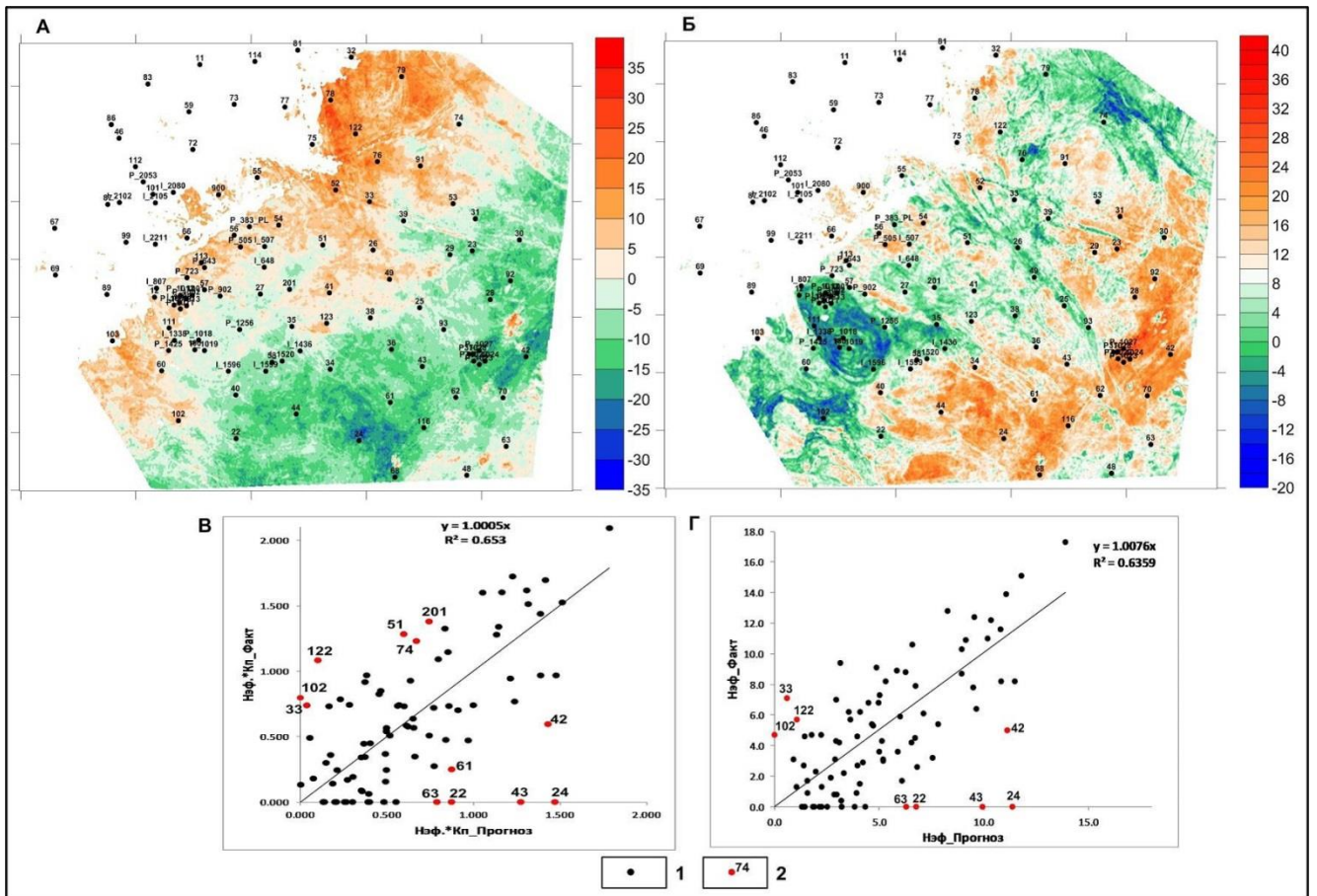


Рисунок 5.12 - Результаты динамического анализа пласта В₁₃

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 толщины.

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

В качестве выводов по разделу можно отметить, что полученные связи между сейсмическими атрибутами и петрофизическими параметрами коллекторов целевых пластов имеют достаточно сложную связь, с разделением на зоны с различными закономерностями. Причиной этому служит как сложность геологического строения изучаемых объектов, так и объективные ограничения геофизическим методом по разрешению маломощных контрастных объектов. Тем ни менее в следующей главе показано, что полученные прогнозы могут быть успешно использованы для построения сейсмогеологических моделей целевых пластов В₁₀ и В₁₃

6. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ФЕС ПЛАСТОВ V_{10} , V_{13} МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. Результаты прогноза ФЕС пластов V_{10} , V_{13} месторождения на основе кинематического, динамического анализов, детерминистической инверсии

6.1.1. Пласт V_{10}

Результирующая карта строилась в три этапа. На первом этапе происходил расчёт и сшивка карт линейной емкости в зоне малых и зоне средних и повышенных толщин, 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 V_{10} . 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 V_{10} и V_{13} . Результирующая карта линейной емкости до подсадки, карта корректирующих поправок и окончательная карта линейной емкости пласта V_{10} приведена на рисунке 6.1

Таким образом, для пласта V_{10} на результирующей карте выделены следующие элементы - шнурковые глинистые тела, пересекающие пласт на изолированные резервуары, зоны ухудшенных ФЕС в северной и юго-западной части месторождения, зоны улучшенных ФЕС в центральной и западной частях месторождения.

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 рисунке 6.2

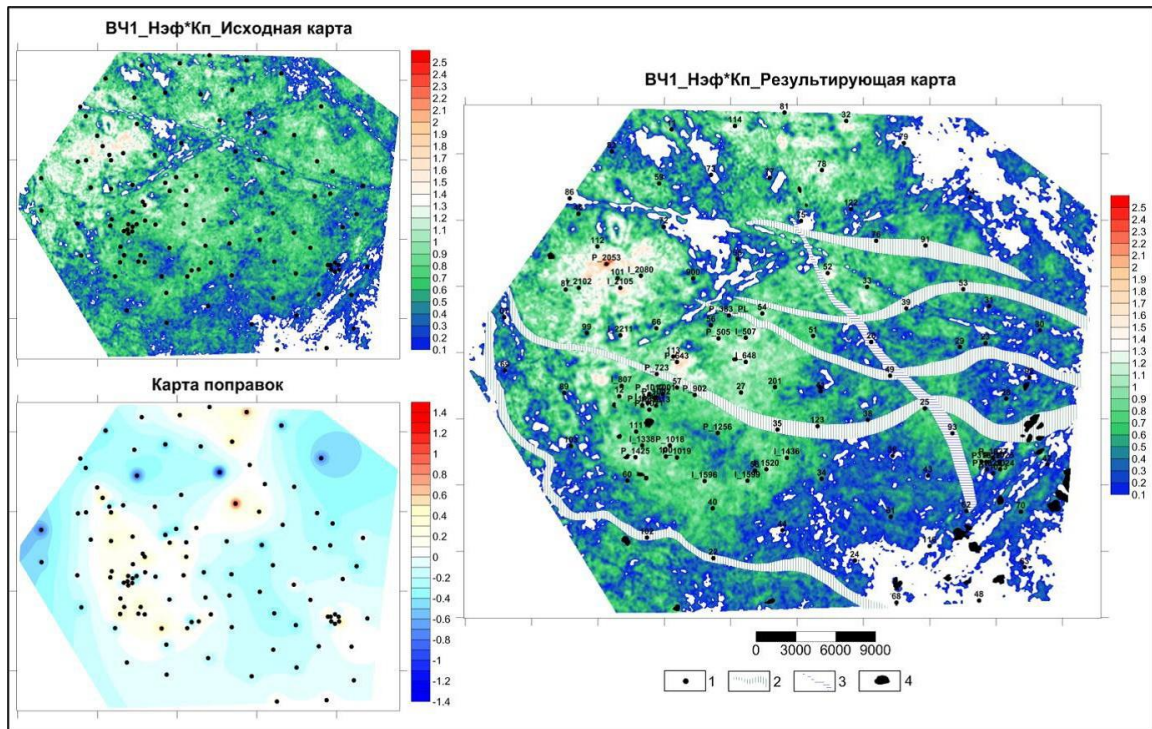


Рисунок 6.1 - Результаты построения карты линейной емкости пласта V_{10} по данным динамического, кинематического анализов и инверсии
1 – скважины обучающей выборки, 2 – линейные зоны глинизации, 3 – разломная зона, 4 – эрозионные выступы

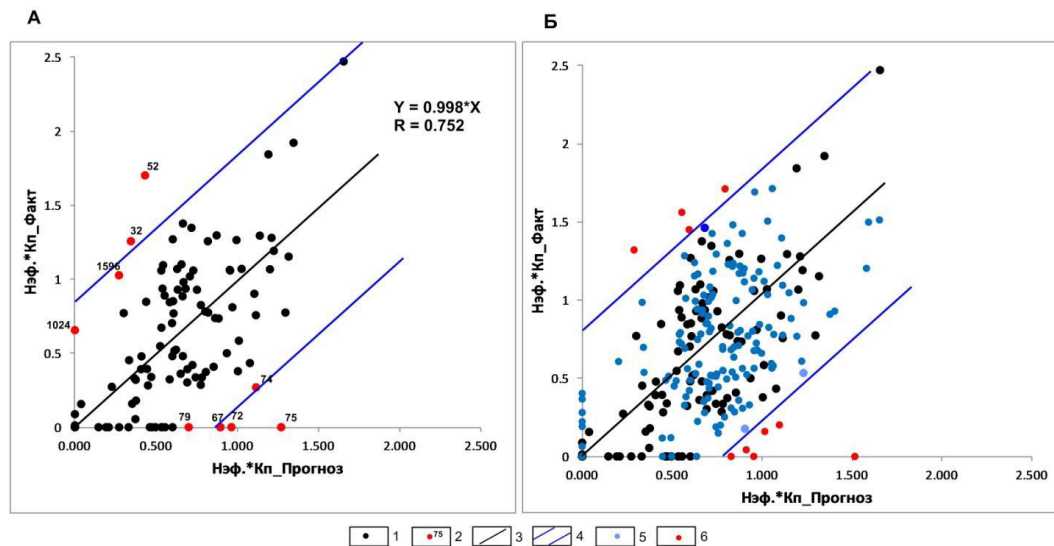


Рисунок 6.2 - Оценка качества прогноза по скважинам обучающей выборки (А) и по горизонтальным скважинам (Б)
1 – скважины обучающей выборки, 2 – скважины-исключения, 3 – линия тренда, 4 – коридор значений параметра (плюс-минус две оценки стандартного отклонения ошибок прогноза), 5 – горизонтальные скважины, 6 – горизонтальные скважины за пределами коридора значений.

6.1.2. Пласт V_{13}

Построение карты линейной емкости пласта было выполнено следующим образом:

1. При трендовой составляющей толщины пласта V_{13} более 12,5 м – динамическим методом.

2. При трендовой составляющей толщины пласта V_{13} 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 рисунке 6.3:

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

Таким образом, для пласта V_{13} на результирующей карте выделены 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;

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 рисунке 6.4.

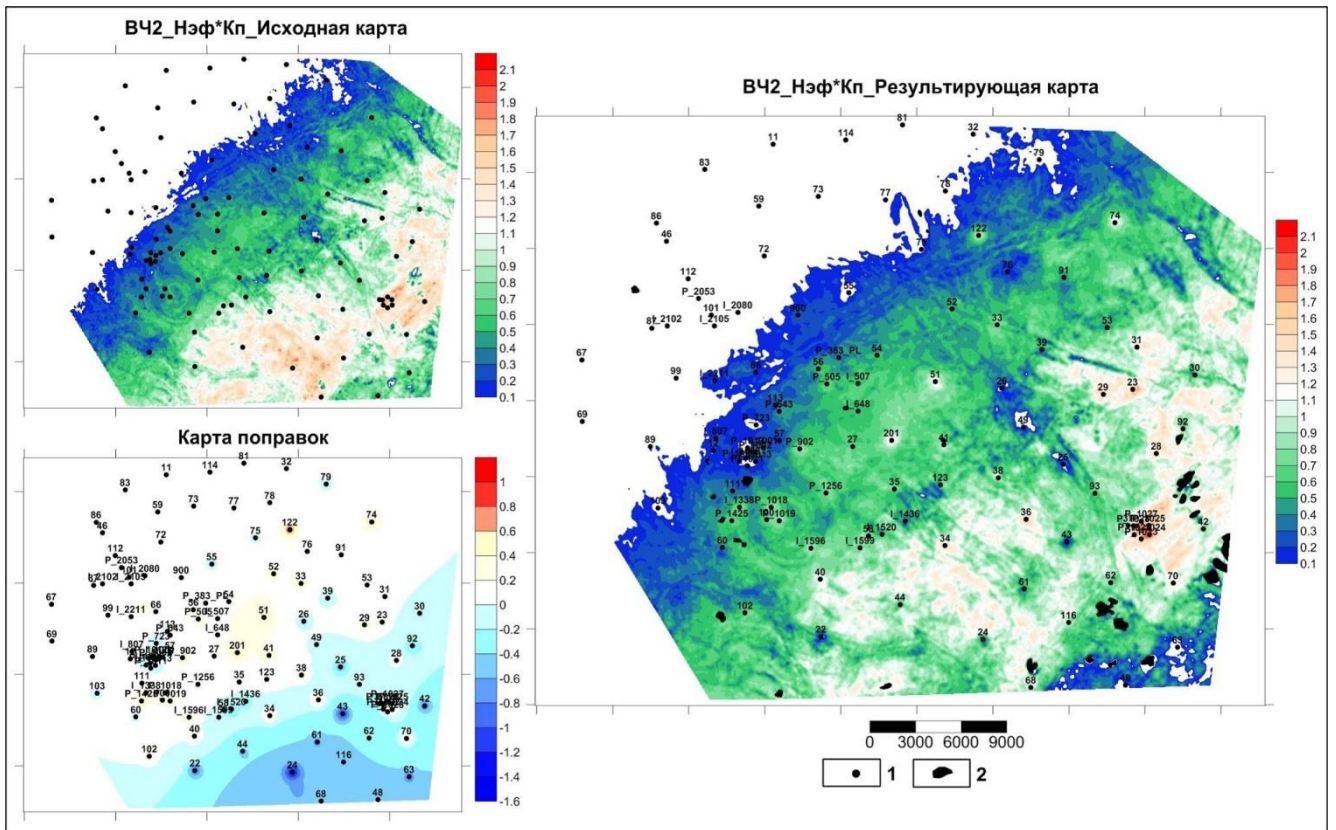


Рисунок 6.3 - Результаты построения карты линейной емкости пласта V_{13}

1 – скважины обучающей выборки, 2 – эрозионные выступы

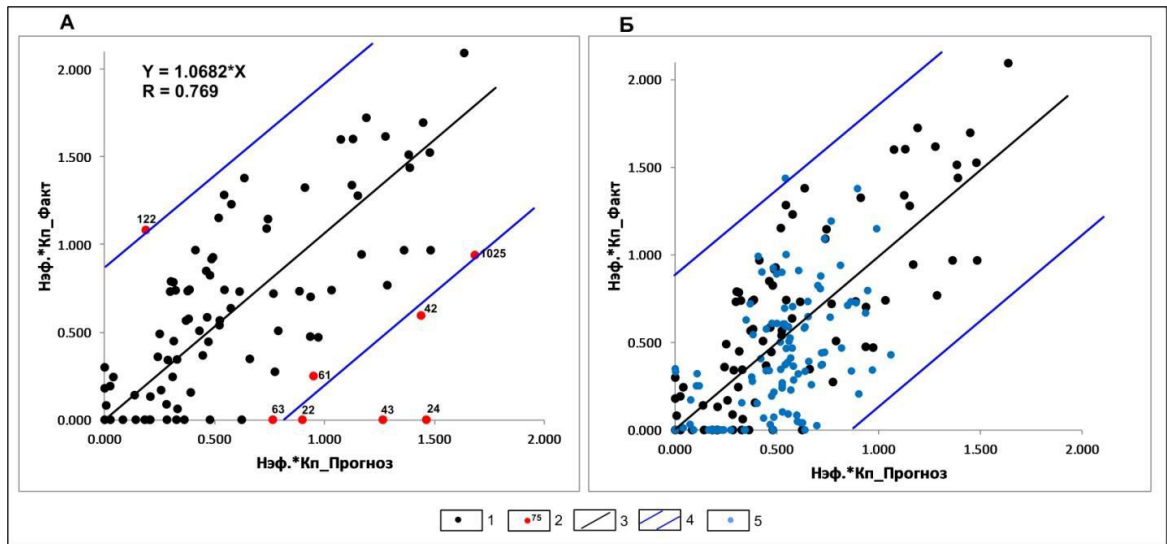


Рисунок 6.4 - Оценка качества прогноза ФЕС пласта V_{13} по скважинам

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 V_{10} , V_{13} 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 V_{10} и V_{13} .

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 рисунках 6.5 и 6.6 приведены примеры восстановления соответствующих параметров по скважинам.

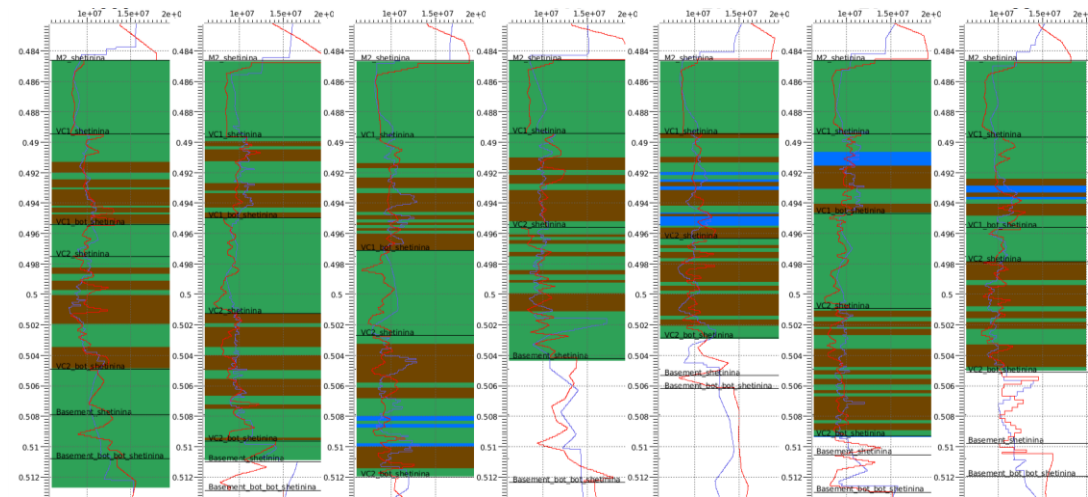


Рисунок 6.5 - Пример восстановления продольного импеданса

синим – скважина, красным – прогноз

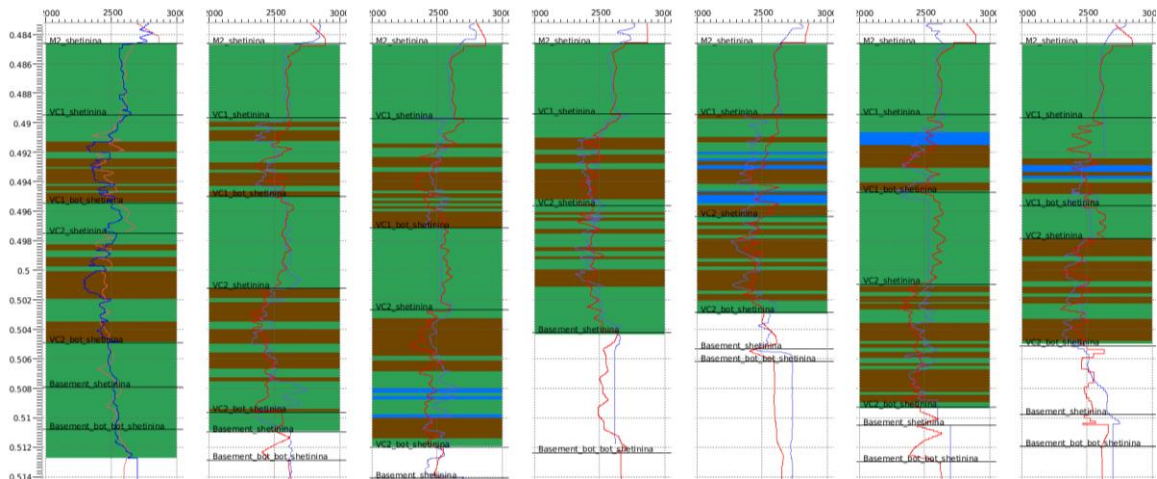


Рисунок 6.6 - Пример восстановления плотности.

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.
- Расчёт множественных реализаций с включением скважин
- Осреднение множественных реализаций. Оценка частоты встречаемости каждого из прогнозных литотипов. Построение куба наиболее вероятного литотипа
- Построение карт толщин 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 рисунке 6.7 приведены разрезы частоты встречаемости каждого из литотипов.

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.

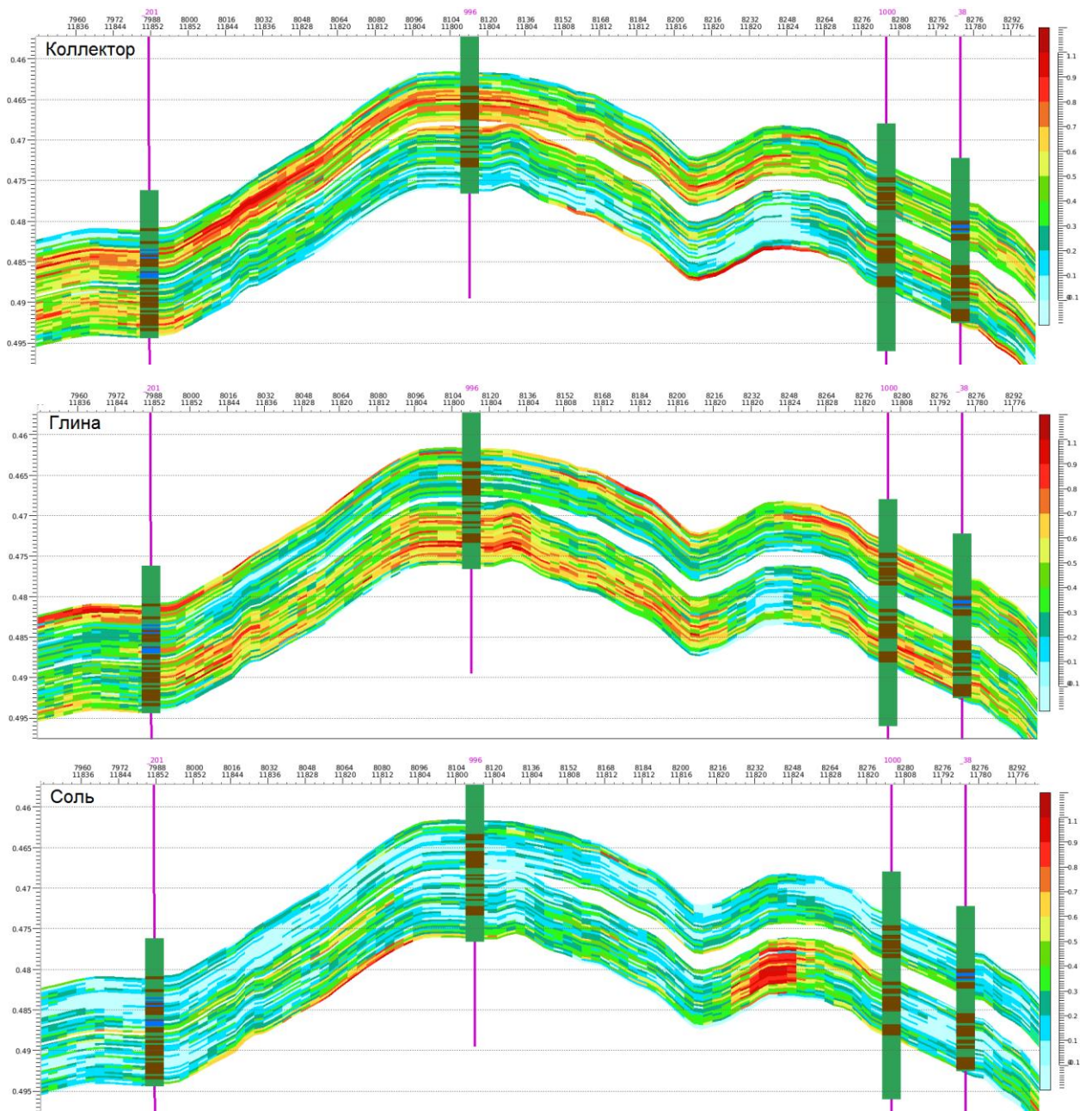


Рисунок 6.7 - Разрезы частоты встречаемости для каждого литотипа с нанесением скважин

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

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

P – индикатор искомого литотипа,

Height – вертикальная толщина ячейки в трехмерной модели

Литотип коллектор

На рисунках 6.8 и 6.9 приведены карты толщин коллектора (Эффективной толщины, как одного из параметров ФЕС) для пластов В₁₀ и В₁₃.

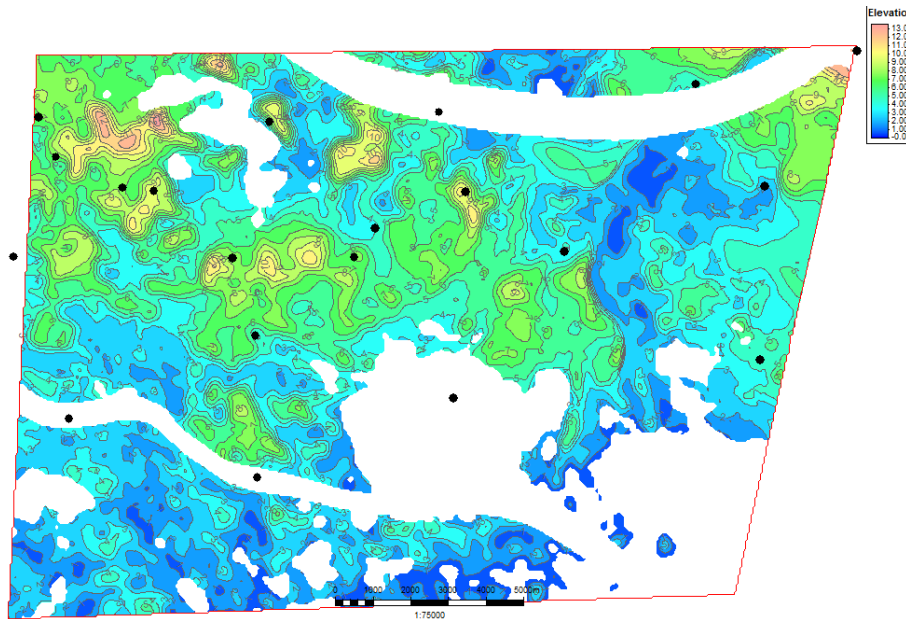


Рисунок 6.8 - Карта толщины литотипа «коллектор» для пласта В₁₀ во временном масштабе

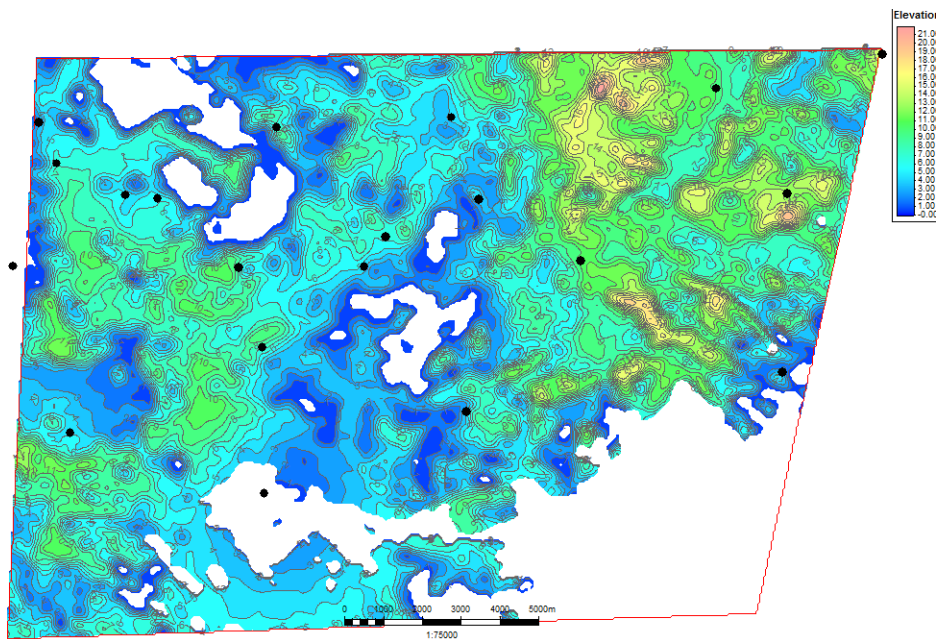


Рисунок 6.9 - Карта толщины литотипа «коллектор» для пласта В₁₃ во временном масштабе

Таким образом, были получены карты эффективных толщин с куба литологии. Активная стадия ввода в эксплуатацию Верхнечонского

месторождения дает уникальную возможность выполнить оценку достоверности сейсмического прогноза скважинами, пробуренными после получения результатов инверсии [41, 105]. 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 рисунке 6.10 приведена прогнозная карта толщины коллектора теригенных пластов вендского возраста построена при помощи инверсионных преобразований сейсмических данных с нанесением контрольных скважин.

В данном случае карта показывает значительную изменчивость коллектора, сопоставимую с оценками, полученными в ходе вариограммного анализа. Ретроспективный анализ (рисунок 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.

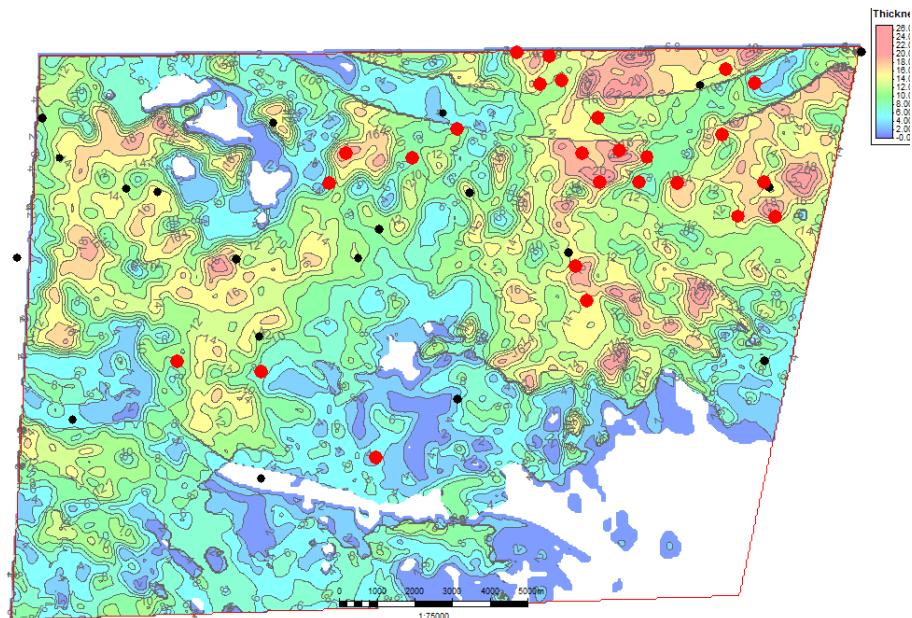


Рисунок 6.10 - Прогноз эффективной толщины коллекторов непской свиты ($V_{10}+V_{13}$) с нанесением скважин обучения (черные точки) и контрольных скважин (красные точки)

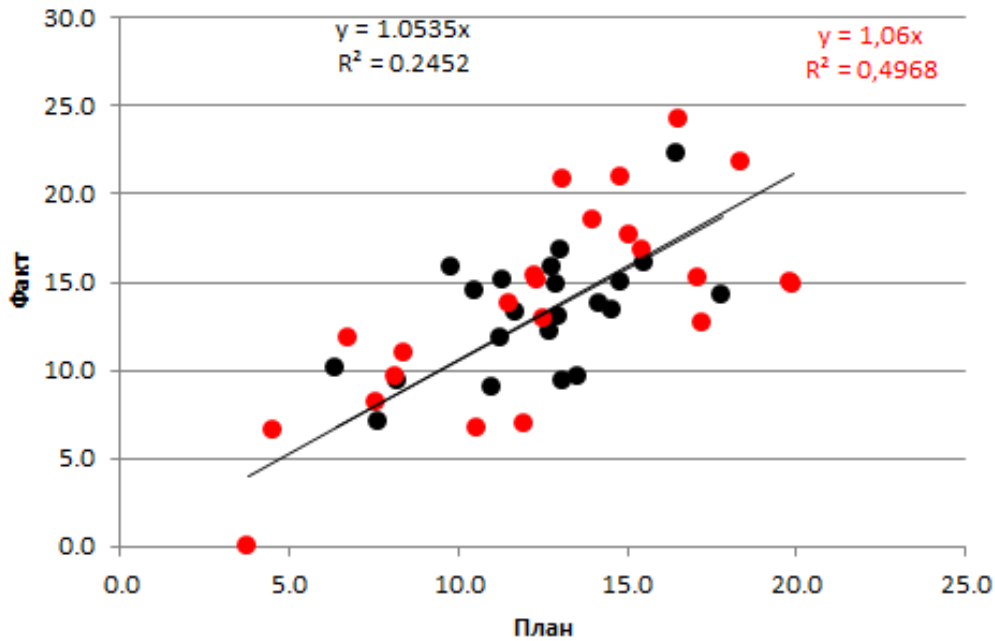


Рисунок 6.11 - Сопоставление прогнозных и фактических значений эффективной толщины коллектора в точках скважин при использовании инверсии.

Черные точки - скважины обучения, красные точки - контрольные скважины

На кроссплоте видно, что подтверждаемость прогнозных значений эффективных толщин 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 B_{10} и B_{13} 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 (рисунок 6.12). (Инструкция по применению классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М. 1984 г.)

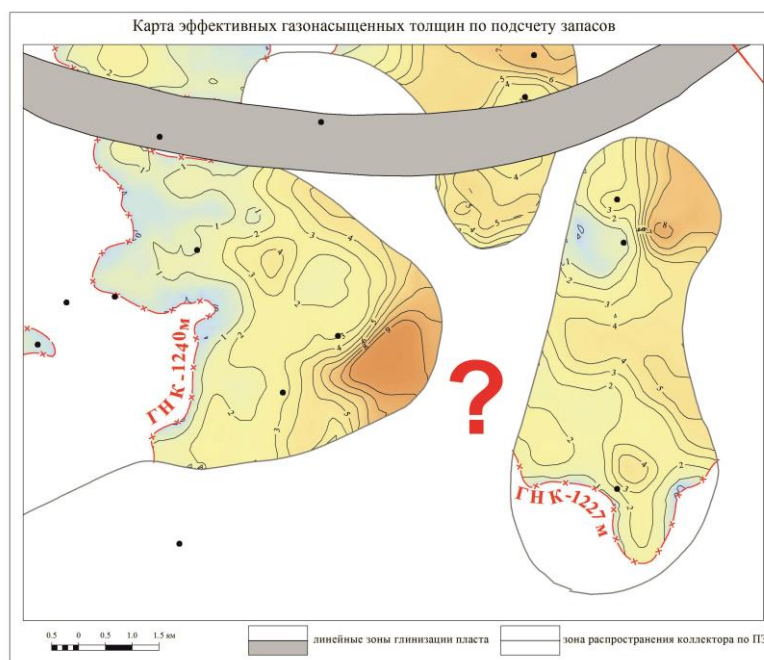


Рисунок 6.12 - Подсчетный план по пласту V_{10} с нанесением контуров ГНК.

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

Соответствие пониженных толщин коллектора с повышенными толщинами 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.

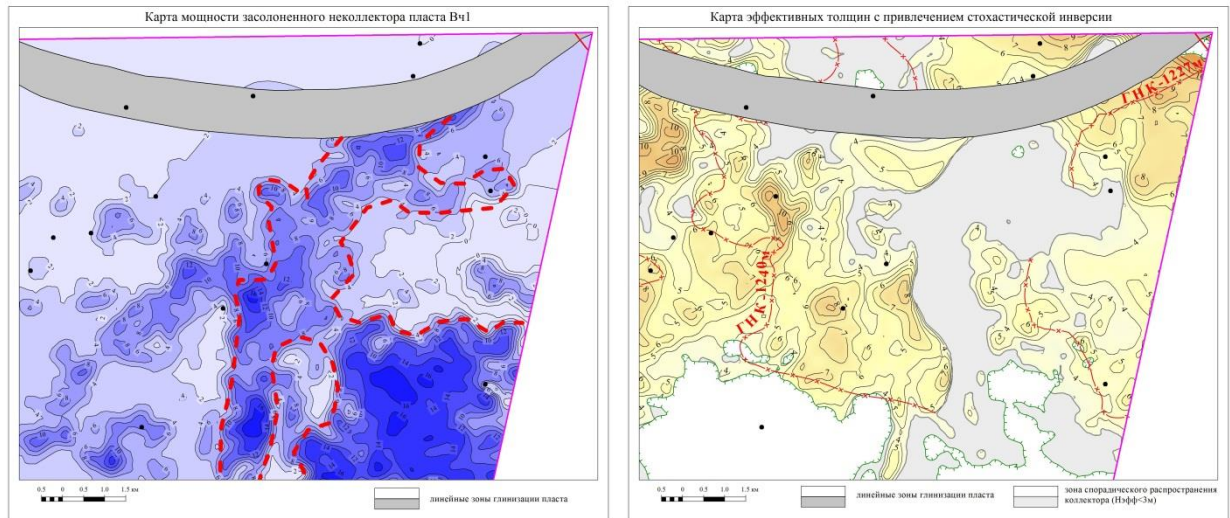


Рисунок 6.13 - Карты толщин литотипов «засоленный неколлектор» (а) и «коллектор» (б).

Приведенные на подсчетном плане пласта В₁₀ (рисунок 6.14А) границы неколлектора по скважинным данным были перестроены с учетом полученных прогнозов (рисунок 6.14Б).

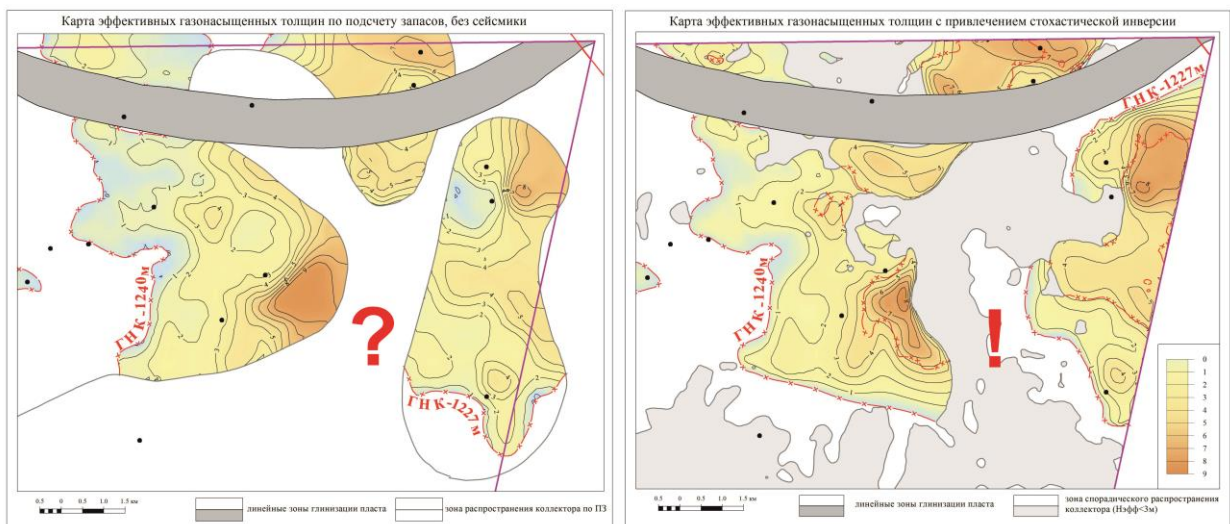


Рисунок 6.14 - Сопоставление карт эффективной газонасыщенной толщины с использованием скважинных данных (а) и с использованием скважинных данных и стохастической инверсии (б)

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 тонких пластов, которые характерны для Восточной Сибири.

- Совместный анализ карт толщин «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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главным научным и практическим результатом диссертационной работы является разработанная комплексная методика прогноза ФЭС продуктивных пластов Непской свиты Сибирской платформы, основанная на использовании материалов современной 3D сейсморазведки и результатов инверсионных преобразований в акустически аномальном слое.

Методика дополняет и расширяет возможности существующих методов интерпретации МОВ-ОГТ, обеспечивает повышение качества прогноза ФЭС основных продуктивных горизонтов Сибирской платформы.

На основе комплексного анализа геолого-геофизической информации доказано, что терригенные пласты Непско-Ботуобинской антеклизы обладают высокой предсказуемостью структурного плана при аномальной акустической контрастности по отношению к вмещающим породам. Для всех видов сейсмических инверсий в подобных условиях необходимо использовать трендово-блоковые модели упругих свойств, что 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 также решения прямой и обратной задачи сейсморазведки на модельных данных, доказана принципиальная возможность прогнозирования как литологического состава целевых пластов, так и их фильтрационно-емкостных характеристик – за счет применения детерминистических и стохастических алгоритмов инверсионных преобразований сейсмических данных 3D.

Все разработанные методические подходы были апробированы в процессе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации Верхнечонского месторождения. Достоверность результативных двумерных и трехмерных прогнозов распространения зон коллекторов, глинизации и засоления - подтверждена последующим разведочным и эксплуатационным бурением.

СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

3D – трехмерный;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ВЧР – верхняя часть разреза;

ГС – горизонтальная скважина;

ГМ – геологическая модель;

ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ГК – гамма каротаж;

ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж;

АК – акустический каротаж;

АКШ – акустический каротаж широкополосный;

АИ – акустический импеданс;

ГНК – газонефтяной контакт;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ОГ – отражающий горизонт;

Кпр – коэффициент проницаемости;

Кп – коэффициент пористости;

hэф – эффективная толщина;

Кпесч – коэффициент песчаности;

K – модуль объемной деформации;

M – модуль сдвига;

АЧХ – амплитудно-частотная характеристика;

ФПВ – функция плотности вероятности;

AVO – изменение амплитуд с удалением;

V_p – скорость продольной волны;

V_s – скорость поперечной волны;

R^2 – коэффициент детерминации;

dT_p – удельное время пробега продольной волны;

dT_s – удельное время пробега поперечной волны;

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 сейсмологии / 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.312.

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. Данько. Д.А. Разработка принципов изучения нетрадиционных глинистых коллекторов на основе петроупругого моделирования и амплитудной инверсии сейсмических данных / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: 2018. С. 151
36. Декарт Р. Рассуждение о методе с приложениями. Диоптрика, метеоры, геометрия / Москва: АН СССР. 1953.
37. 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
38. 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
39. Епитантьева А.М. Физические основы сейсмических методов разведки / Москва: МГУ. 1970.
40. 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
41. Зыков Е.А. Оптимизация размещения разведочных скважин при выявлении строения залежей углеводородов Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области / Труды. Москва: ВНИИ. 1985. №90. С.33-40
42. Иванов Д.Н. Особенности строения геологической модели основных продуктивных пластов V_{10} , V_{13} кембрийского возраста Верхнечонского

- месторождения (Восточная Сибирь) // 9 НПК «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры». 2006. №2. С.68-73
43. 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
44. 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
45. Клятышева Л.Р. Зональность коллекторов и углеводородонакопления в венд-нижнекембрийском мегакомплексе Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010.
46. Кобранова В.Н. Петрофизика / Москва: Недра. 1986. С.392
47. 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
48. 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
49. 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
50. Кондратьев О.К. Обсуждение проблем современной геофизики на постоянно действующем геофизическом семинаре (ПДГС) // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 2004. №4. С.60-64
51. Кондратьев О.К. Отраженные волны в тонкослоистых средах / Москва: Наука. 1976. 191 с.

52. Кондратьев О.К. Разрешающая способность сейсморазведки МОВ ОГТ // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 2006. №2. С.3-12
53. Кондратьев О.К. Ответ на открытое письмо и еще раз о кризисе геофизической науки // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 2002. №5. С.72-76
54. Кондратьев О.К. Физические возможности и ограничения разведочных методов нефтяной геофизики // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 1997. №3. С.3-17
55. 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
56. Конторович А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. 2004. №7. С.784-802
57. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Москва: Недра. 1981. 362 с.
58. 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.
59. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Непско-ботуобинская антеклиз – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Новосибирск: Наука. 1986. 245 с.
60. 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
61. 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
62. Копилевич Е. А., Ларкин В. Н., Афанасьев М. Л., Сурова Н. Д. Инновационная сейсмическая технология регионального изучения венд-рифейских отложений Восточной Сибири//Геология нефти и газа. Москва: ВНИГНИ-2. 2012. №2. С.59-68

63. 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
64. 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 // PRONeфть. Санкт-Петербург: КЕМ. 2016. №1. С.27-37
65. 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
66. Лебедев М. В., Мельников П. Н. Условия формирования песчаных пластов венда Непско-Ботуобинской антеклизы / Советская геология. 1989. №9. С.28-36
67. 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.
68. Левин Ф.Д. Объемная геолого-геофизическая модель Верхнечонского месторождения УВ // Современные аэрогеофизические методы и технологии. - 2009. №1. С.195-200
69. 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
70. Малков Д.С. Гидрогеологические условия нефтегазоносности Верхнечонского газоконденсатонефтного месторождения // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2010. №2/1.
71. 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

72. Мандельбаум М.М. Непско-Ботуобинская антеклиза: история выявления, геология, перспективы освоения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ. 2004. №1. С.28–37
73. 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
74. 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
75. 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.
76. Мандельбаум М.М., Рабинович Б.И., Сурков В.С. Геофизические методы обнаружения нефтегазовых залежей на Сибирской платформе / Москва: Недра. 1988. 182 с.
77. 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
78. 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
79. Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXI века // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 1999. №1. С.11-14
80. Мушин И.А., Птецов С.Н. Интегрированная интерпретация геофизических данных // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 1996. №2. С.3-7
81. Мясоедов Д.Н. Влияние интерполяционной модели на результат геостатистической инверсии // Геофизика. Москва: ЕАГО. 2015. №6. С.20-28

82. Найдель Н.С., Поджиагломли Э.В. Геофизическое обоснование и методика сейсмостратиграфического моделирования и интерпретации / Сейсмическая стратиграфия. Москва: Мир. 1982. С.646-692
83. 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
84. 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.
85. Нестеров И.И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья // Геология нефти и газа. Москва: ООО ИД ГЕОинформ. 2004. №2. С.38-47
86. Петрашень Г.И. Открытое письмо главному редактору журнала «Геофизика» О.К. Кондратьеву // Геофизика. Москва: МОО ЕАГО. 2002. №5. С.65-71
87. Потлова М.М. Коллекторы нефти и газа продуктивных горизонтов Верхнечонского месторождения / Порода-коллекторы нефтеносных отложений Сибири. Новосибирск. 1984. С.43-51
88. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза / Москва: Наука. 1989. 135 с.
89. 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
90. 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
91. Пузырев Н.Н., Венедиктов Г.В. Многоволновая сейсморазведка при решении задач ПГР // Геология и геофизика. Новосибирск: СО РАН. 1986. №1. С.26-30
92. 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
93. 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
94. 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
95. 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
96. Свешников А. А. Прикладные методы теории случайных функций / Гл.ред.физ.-мат.лит. 1968. 449 с.
97. 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
98. 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
99. 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
100. 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
101. Туезова Н.А. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Москва: Недр. 1975. 128 с.

102. 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
103. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-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
104. 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
105. 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
106. 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
107. 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
108. Шаповалов М.Ю. Зона засоления как причина образования различных газонефтяных контактов // Нефтепромысловое дело. Москва: ВНИИОЭНГ. 2016. №4. С.28-33
109. Шаповалов М.Ю. Методика и результаты сейсмической инверсии в акустически-контрастном слое на примере месторождений Восточной Сибири // Современные технологии нефтегазовой геофизики. Тюмень: ТИУ. 2016.
110. Шаповалов М.Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. Новосибирск: ГЕО. 2013. №3. С.21-

111. 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.
112. 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.
113. 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.
114. 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.
115. Шевчук А. Рекорды Верхней Чоны. (Приангарье превращается в нефтегазовый регион) // Нефть России. 2009. №9.
116. 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
117. 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
118. 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
119. 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

120. 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.

121. Шубин А.В., Рыжков В.И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. Москва: ЕАГО. 2013. №5. С.17-25

122. 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

123. 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

124. Яневиц Е.А., Абросимова О.О. Построение сейсмогеологических моделей по данным 2d-сейсморазведки и ГИС (на примере одной из площадей предпатомского прогиба Восточной Сибири) // Геофизика. Москва: ЕАГО. 2016. №4. С.48-50

125. Янкова Н.В. Палеотектонический анализ терригенных отложений Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. Москва: ЗАО издательство "Нефтяное хозяйство. 2011. №2. С.56-59

126. Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk / Cambridge University Press. 2005.

127. 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

128. Gilks, W., Richardson, S., and Spiegelhalter, D. Markov Chain Monte Carlo in practice: Chapman & Hall / Interdisciplinary Statistics. London: 1996.

129. Kallweit R.S., Wood L.C. The limits of resolution of zero-phase wavelets // Geophysics. 1982. №47. С.1035-1045

130. 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. C.95–104
131. Sobornov K., Efimov A., Malyshev N. Where will Russian oil come from in 10 years' time? // *First break*. 2008. №26. C.59-63
132. Spencer G. H., Murty M. V. R.K. General ray tracing Procedure // *J. Opt. Soc. Am.* 1962. №52. C.672–678
133. 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