

Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D

Д.С. Волков

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Аннотация. В данной работе проанализирована возможность использования атрибута спектральной декомпозиции для количественного прогноза мощности тонкого пласта. Рассмотрены результаты решения прямой задачи – синтез модели клина с целью определения влияния мощности тонкого пласта на амплитудный отклик в ограниченном диапазоне частот. Приведен практический пример применения предложенной методики количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции МОГТ-3D.

Ключевые слова: спектральная декомпозиция, количественная интерпретация, интерференция, амплитуда, частота, сейсморазведка МОГТ-3D.

Для цитирования: Волков Д.С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 25–41. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2>

Введение

Спектральная декомпозиция сейсмической записи представляет собой атрибут, характеризующий амплитудную характеристику волнового поля в заданном диапазоне частот. Существует множество работ, посвященных практическим вопросам применения спектрально-временного анализа волновой картины, однако, в большинстве случаев данный метод используется на качественном уровне. При этом возникает вопрос о допустимости использования результатов интерпретации спектральной декомпозиции не только как входных данных для сейсмофациального анализа, но и в качестве количественной характеристики анализируемых геологических объектов, в частности, их мощности.

В работе М.В. Widess [1], публикациях G. Partyka [2, 3] и диссертации А.В. Буторина

[4] рассмотрены методики и перспективы количественной интерпретации карт атрибута спектральной декомпозиции, основанные на исследовании интерференции плоской волны от кровли и подошвы маломощного акустически контрастного пласта.

Целью данной работы является практическая реализация подхода, заключающегося в количественном прогнозе эффективной мощности акустически контрастного пласта-коллектора с использованием спектральной декомпозиции. Предложенная методика основана на решении прямой задачи – построении синтетической модели клина, которая позволяет проанализировать амплитудный отклик в ограниченном диапазоне частот и определить характер влияния изменения мощности тонкого пласта на распределение амплитуды.

Объект исследования

Объектом исследования является продуктивный пласт «АчХ» неомского интервала разреза одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На участке месторождения выполнена съемка МОГТ-3D в объеме 600 км², в пределах площади съемки расположены 7 скважин, вскрывшие ачимовский клиноформный комплекс. Он характеризуется сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По литолого-морфологическим признакам перспективные объекты, представленные песчаными телами, имеют сходные генетические и литолого-петрофизические особенности [5, 6].

В процессе комплексной интерпретации геолого-геофизической

информации в интервале пласта «АчХ» выделена аномалия амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) волнового поля (рис. 1), интерпретируемая как авандельтовый конус выноса. Данный объект четко выражен в поле сейсмических атрибутов относительно низкими величинами спектральных составляющих и мгновенной частоты (см. рис. 1Б, 1В), повышенными значениями огибающей амплитуды (см. рис. 1Г), а также уверенно фиксируется на временном разрезе субширотного простирания (см. рис. 1Д). Четыре скважины (№№ 9, 12, 14, 16), вскрывшие данный объект, подтвердили наличие коллектора мощностью до 30 м с проявлением углеводородного насыщения. Согласно описанию керна, коллектор представлен песчаником серым, мелкозернистым, реже крупнозернистым, алевритовым [6].

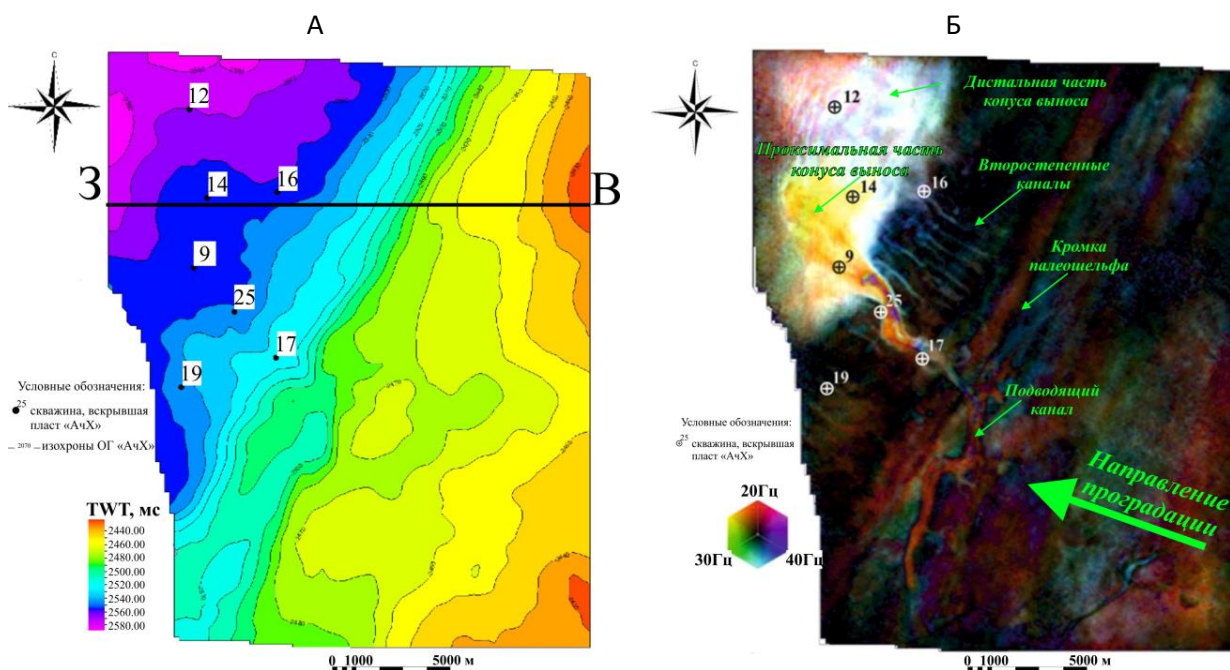


Рис. 1. Комплексная геолого-геофизическая интерпретация в интервале пласта «АчХ» с использованием:
 А – карты изохрон, Б – карты спектральной декомпозиции,

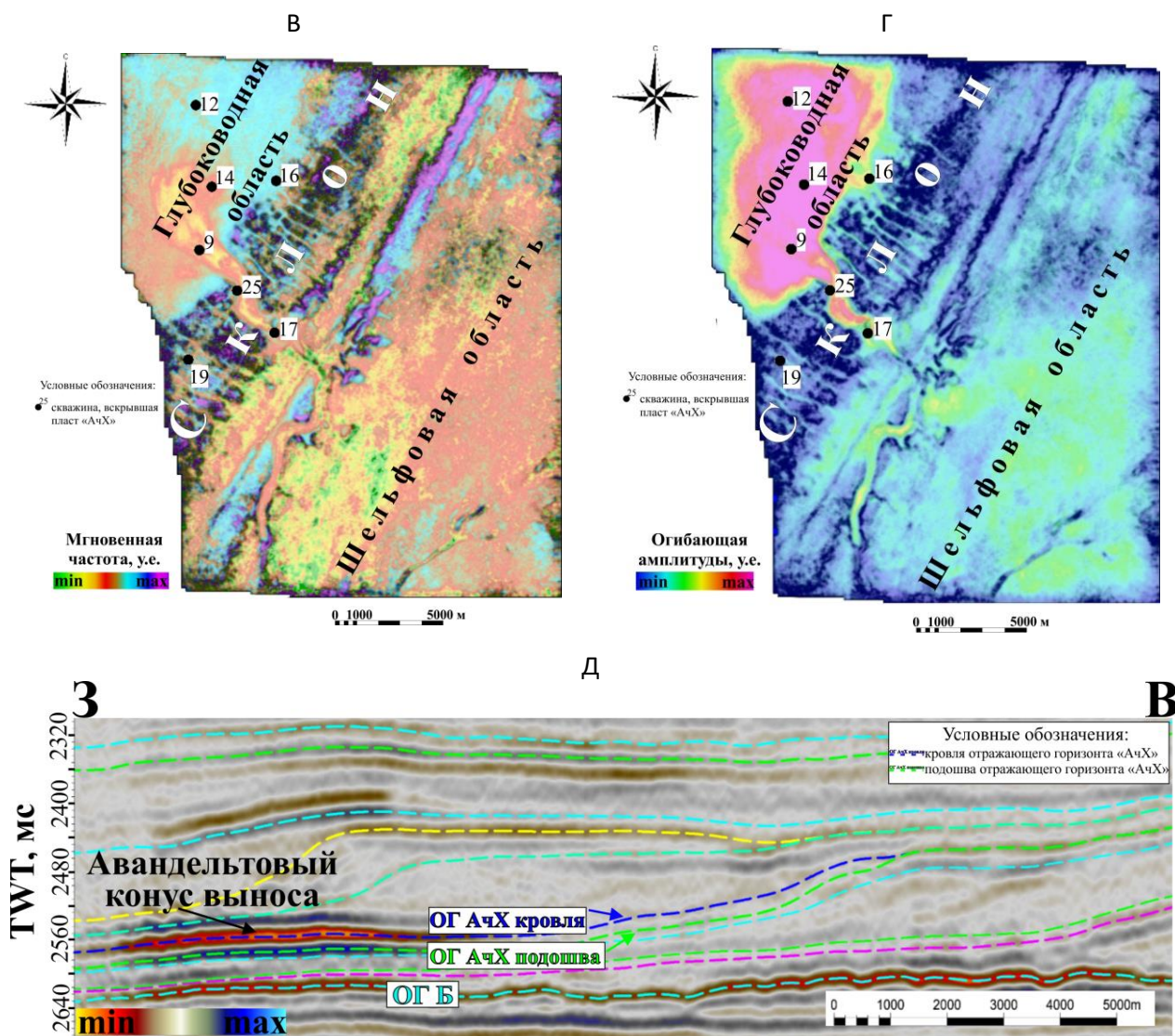


Рис. 1. (продолжение) В – карты мгновенной частоты пласта А4Х, Г – карты огибающей амплитуды, Д – временного разреза субширотного простирания по линии 3-В в интервале залегания пласта А4Х

Петрофизические свойства исследуемых отложений находят отклик в изменении упругих свойств горных пород, в частности, в дифференциации коллектора и неколлектора по интервальному времени пробега продольной волны. Следовательно, комплексный анализ предполагаемого диапазона эффективной мощности коллектора по данным бурения (табл. 1) [6] и скорости продольной волны изучаемых отложений позволяет синтезировать физико-геологическую модель клина (рис. 2)

Таблица 1

Эффективная мощность коллектора по данным бурения [6]

№№ скважина	Мощность коллектора, м
9	24,5
12	28,1
14	21,1
16	6,7
17	0
19	0
25	0

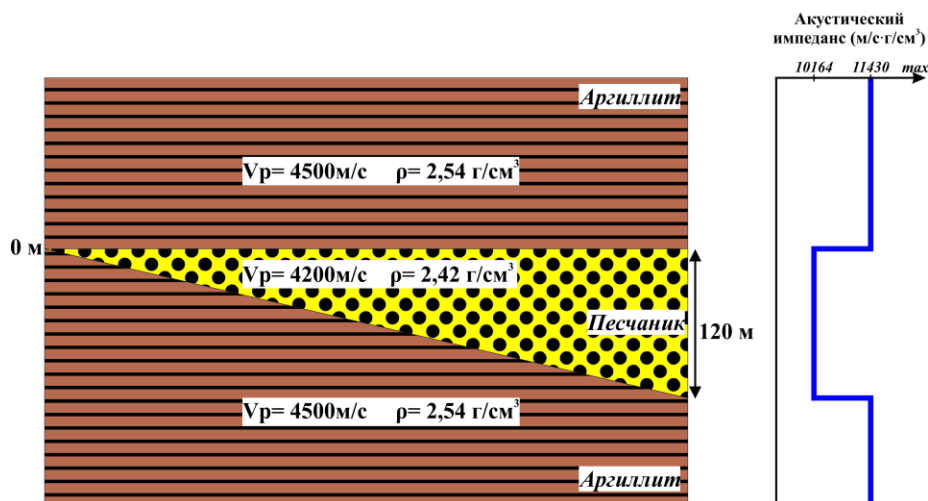


Рис. 2. Физико-геологическая модель клина

Количественная оценка скорости продольной волны выполнена по материалам акустического каротажа. В качестве итогового значения принята модальная величина распределения параметра – 4500 м/с для вмещающих пород (аргиллитов) и 4200 м/с для пород коллектора (песчаников) [6].

Моделирование

Построение синтетической модели клина предусматривает следующий алгоритм:

- 1) оценка спектра волнового поля;
- 2) выполнение спектральной декомпозиции;
- 3) извлечение статистического нуля-фазового импульса.

Оценка спектра волнового поля выполнена в окне интервала залегания ачимовского клиноформного комплекса (рис. 3). Для дальнейшего анализа в спектральной характеристике сигнала выделены 3 частоты, позволяющие исследовать в различных сейсмических масштабах акустически контрастные геологические особенности строения разреза (рис. 4). Так, уменьшение мощности акустически контрастных геологических объектов ведет к необходимости использования более высокочастотных компонент спектра [7, с. 327–335]. Исходя из этого, выполнен расчет атрибута спектральной декомпозиции по алгоритму быстрого преобразования Фурье с равномерным шагом по частоте: 19,4; 31 и 41 Гц (условно можно принять 20, 30 и 40 Гц).

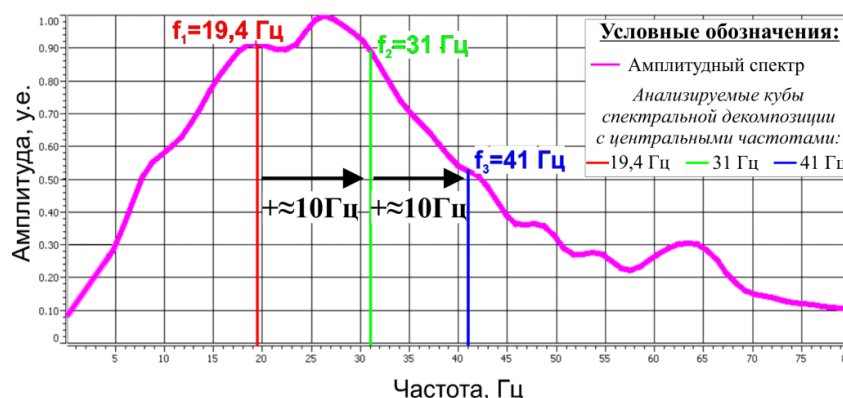


Рис. 3. Амплитудный спектр в интервале ачимовского клиноформного комплекса

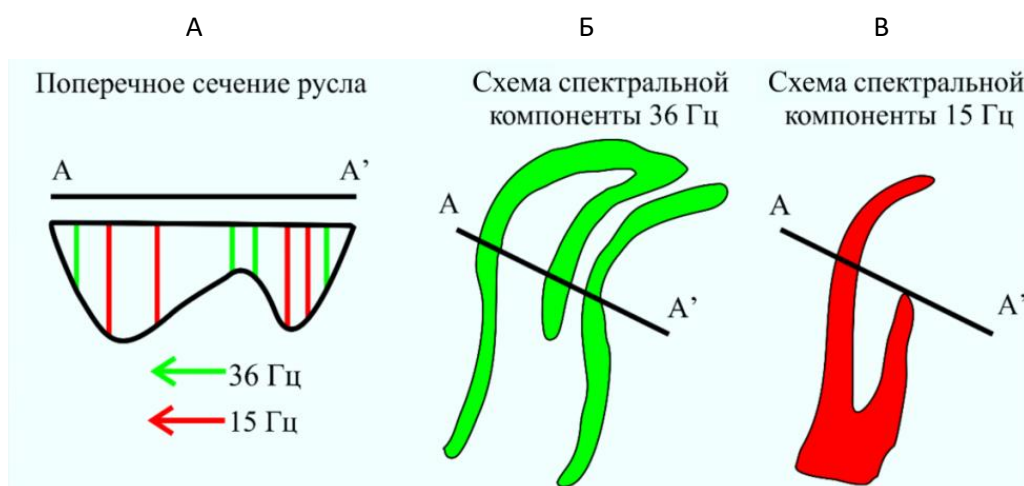


Рис. 4. Схема, демонстрирующая явление тюнинг-эффекта для спектральных компонент:
 А – поперечное сечение модели русла;
 схема спектральной компоненты: Б – высоких частот (36 Гц), В – низких частот (15 Гц) [7]

Дополнительно при вычислении атрибута отрегулирована оптимальная ширина спектра разложения, которая значительно влияет на высокочастотную составляющую. Выбор октавной шкалы расчета спектральной декомпозиции позволяет устранить эффект Гиббса, значительно осложняющий волновую картину реверберациями, количество и амплитуда которых пропорциональны крутизне наклона частотного среза. Рис. 5 демонстрирует сравнение высокочастотных импульсов, оценка которых выполнена согласно кубам атрибута спектральной декомпозиции на основе линейной и октавной шкал. Увеличение крутизны спектра значительно осложняет интерференционную картину, что приводит к большему искажению амплитудного отклика от кровли клина и увеличению ошибки определения истинной мощности контрастного пласта.

В заключение выполнена оценка нуль-фазовых импульсов с использованием рассчитанных кубов атрибутов спектральной декомпозиции на основе октавной шкалы для построения синтетических моделей посредством свертки с физико-геологической моделью клина. Анализ полученных временных разрезов модели (рис. 6) отражает изменения сейсмического масштаба исследования, числа интерференционных экстремумов и искажения амплитудного отклика от истинных границ клина, что приводит к некорректности определения исходной мощности пласта.

Для каждой рассматриваемой центральной частоты первый максимум интерференции вдоль корреляции кровли клина расположен в пределах значений мощности, соответствующей величине разрешающей способности сигнала.

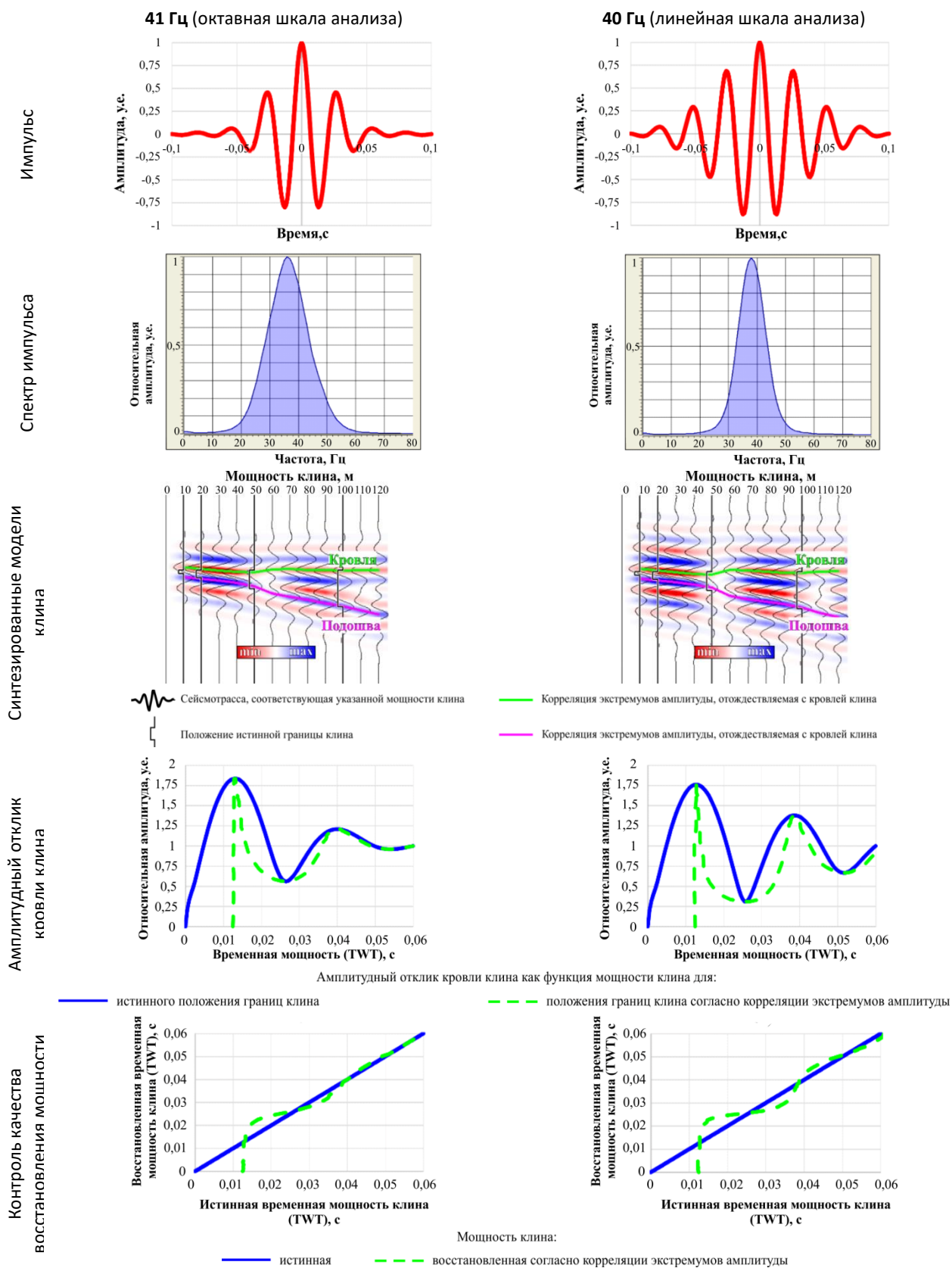


Рис. 5. Сравнение вариантов спектрального разложения сейсмических данных с выбором полосы пропускания частот на основе октавной и линейной шкал

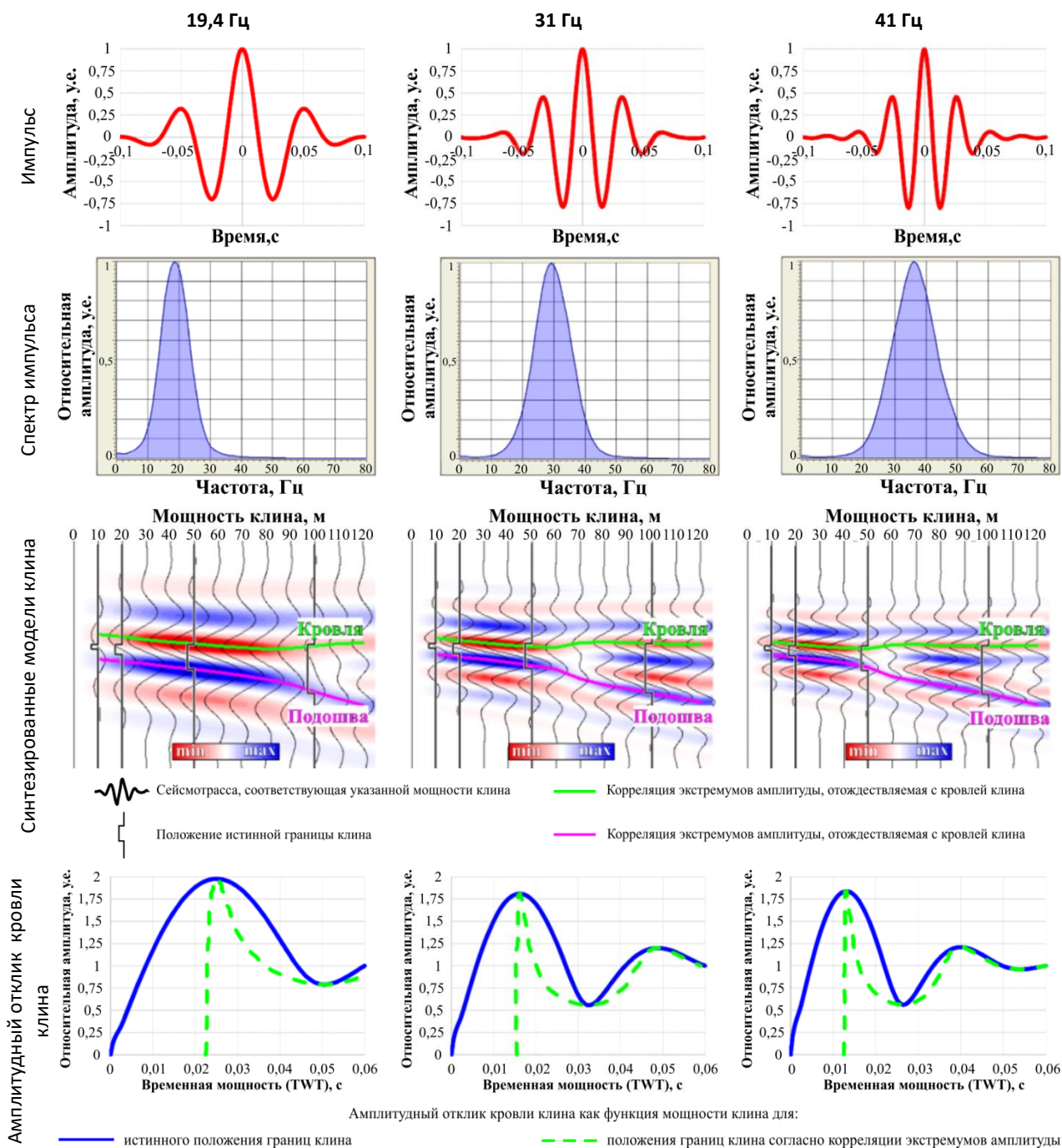


Рис. 6. Сравнительная оценка результатов сейсмогеологического моделирования с использованием анализируемых частот спектральной декомпозиции

Меньшие мощности пласта имеют амплитудный отклик, убывающий как полиномиальная функция с уменьшением мощности клина. При этом стандартная корреляция экстремумов амплитуды на временном разрезе при данных мощностях

пласта определяет некорректные значения истинных толщин. Именно данные мощности акустически контрастного тонкого пласта могут представлять интерес с точки зрения количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции.

Рассмотрим в качестве общего примера изменение амплитудного отклика как функции временной мощности контрастного пласта для частоты 19,4 Гц. При этом величина разрешающей способности с учетом двойного времени (TWT) составляет порядка 25 мс. Данной мощности контрастного пласта соответствует максимум

конструктивной интерференции, который является граничным значением при дальнейшем решении обратной задачи. С учетом этого, амплитудный отклик вдоль кровли клина уверенно аппроксимирован по методу наименьших квадратов полиномом второй степени с коэффициентом детерминации 0,998 (рис. 7).

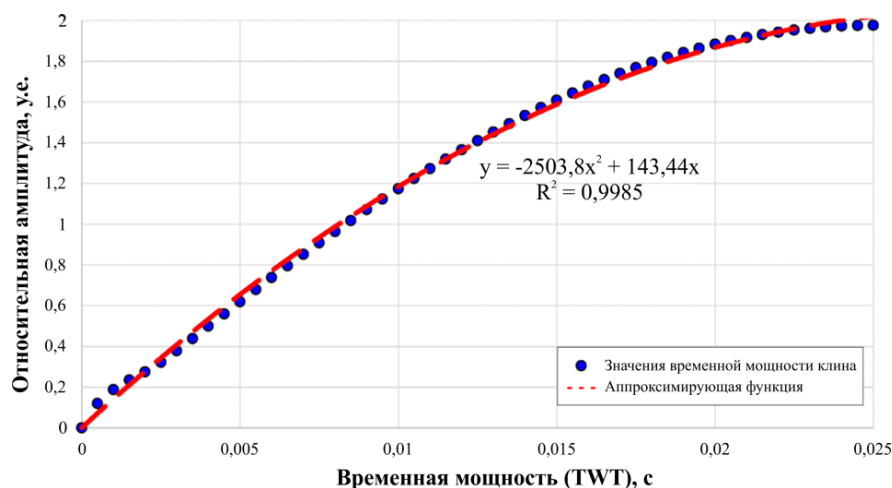


Рис. 7. Аппроксимация зависимости временной мощности клина (TWT) полиномом второй степени по методу наименьших квадратов

Для выражения временной мощности как функции амплитудного отклика необходимо получить решения квадратного уравнения, одно из которых является искомой функцией. Данная задача некорректна, поскольку для единственного

значения амплитудного отклика при неизвестных значениях мощности возможно наличие нескольких решений. Так, значению амплитуды 1,6 соответствуют два значения временной мощности клина: 15 и 35 мс (рис. 8).

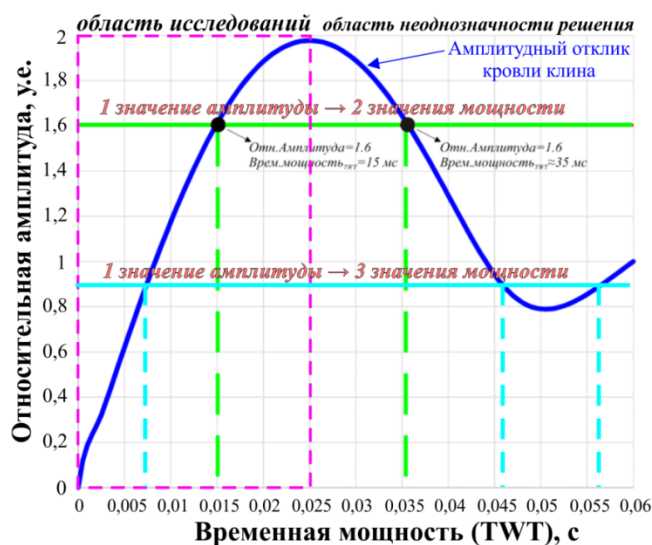


Рис. 8. Примеры некорректности решения рассматриваемой обратной задачи

Однако в данном случае, благодаря привлечению априорной информации и анализу низкочастотной составляющей, величина разрешающей способности

которой превышает эффективную мощность целевого пласта, удастся выбрать корректное решение (1) при нахождении целевой функции:

$$\text{Временная мощность}_{\text{TWT}} = \frac{143,44 - \sqrt{(143,44)^2 - 4 * 2503,8 * \text{Относ. Амплитуда}}}{2 * 2503,8} \quad (1)$$

Восстановление временной мощности клина с использованием данного уравнения также демонстрирует надежность прогноза – максимальное отклонение от истинной мощности составляет 1,9 мс (TWT). Исполь-

зование методики корреляции экстремумов амплитуды (ограниченного частотного диапазона) кровли и подошвы пласта определяет временную мощность клина с максимальным отклонением 22,5 мс (рис. 9).

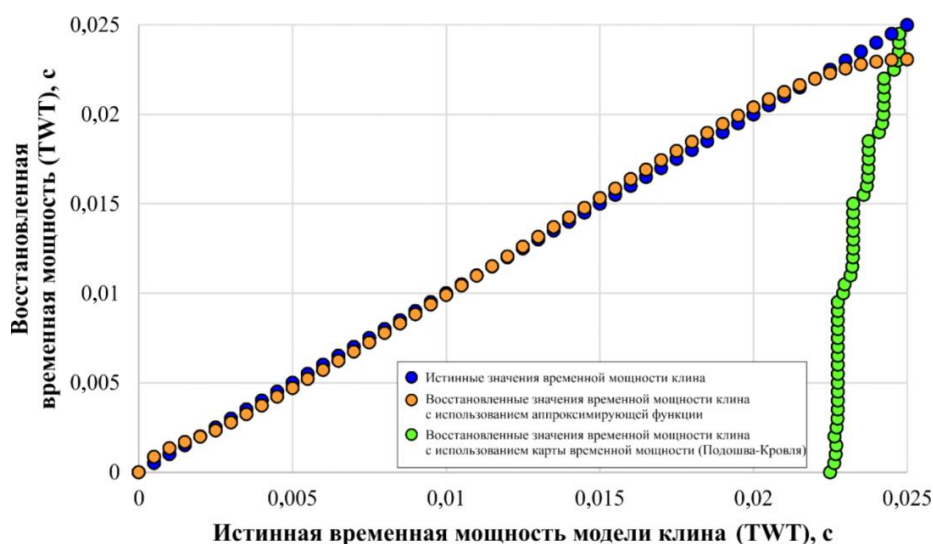


Рис. 9. Сравнение восстановленных значений временной мощности синтетической модели клина (TWT) с применением аппроксимирующей функции решения и с использованием корреляции экстремумов амплитуды

Выполнение аналогичных операций предусматривается для оставшихся анализируемых частот. Результаты представляют собой накопленный массив данных трех частот, каждая из которых вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом (рис. 10).

Пусть h_i – восстановленная временная мощность клина (TWT) с амплитудным откликом A_i центральной частоты f_i . Тогда эффективная временная мощность (TWT) клина выражается следующим образом:

$$H_{\text{эф TWT}} = \frac{\sum_{i=1}^3 A_i h_i}{\sum_{i=1}^3 A_i} \quad (2)$$

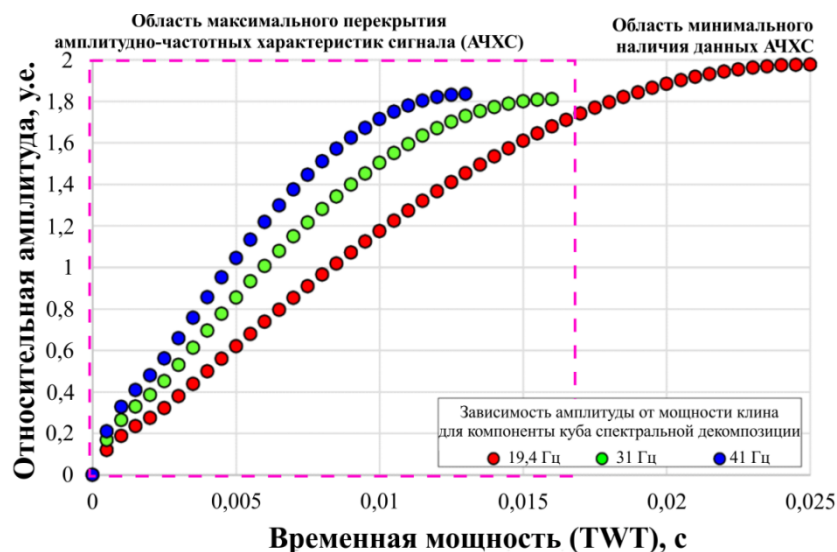


Рис. 10. Анализ индивидуального вклада амплитудно-частотных характеристик сигнала при определении мощности синтетической модели клина

Комплексное восстановление временной мощности клина имеет положительные результаты – максимальное отклонение восстановленных значений

временной мощности (TWT) составляет 1,9 мс (рис. 11). Данный подход успешно применим и для количественной интерпретации полевых данных.

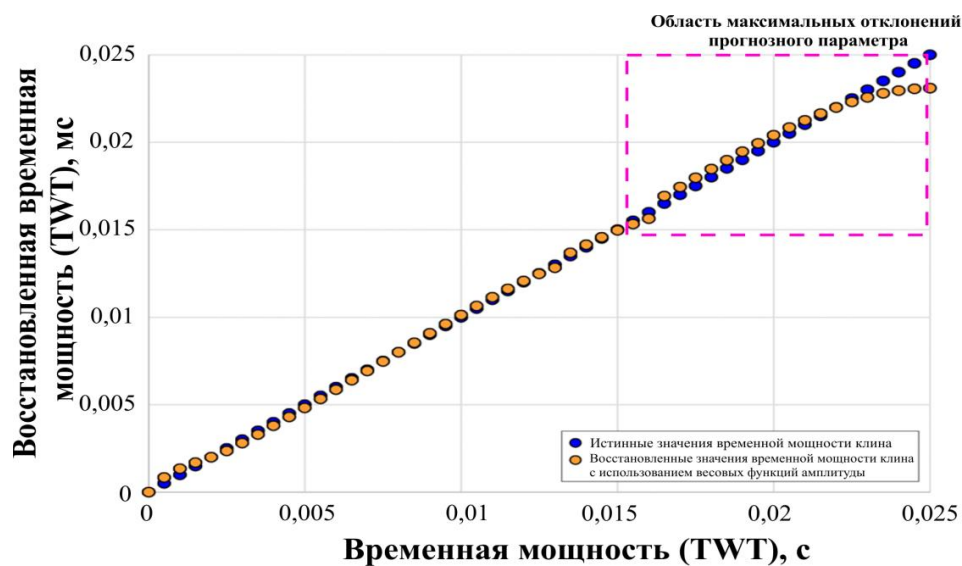


Рис. 11. Расчет эффективной мощности синтетической модели клина с использованием массива анализируемых компонент

Количественная интерпретация результатов

Рассмотренное выше решение прямой и обратной задач основано на предположении однородности литологического состава и петрофизических свойств

горных пород. Реальная модель коллектора пласта «АчХ» представлена тонким переслаиванием песчано-глинистых пропластков, что означает неоднородность литологического состава и физических свойств модели.

Исследование данных отложений в масштабе сейсморазведки позволяет рассматривать среду как макроскопически однородную с эффективными свойствами, что ставит задачей количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции прогноз эффективной мощности коллектора.

На первом этапе работы использована робастная методика анализа амплитуд для отбраковки статистических «выбросов», которая позволяет корректно оценить рабочий диапазон значений. Далее задача заключается в необходимости приведения величины амплитуд полевых данных к единому уровню значений амплитуд синтетической модели.

Проблема данной процедуры заключается в отсутствии возможности стандартной нормировки с использованием минимального и максимального значений амплитуды, ввиду отсутствия известного значения амплитуды (максимума) конструктивной интерференции сигнала. Данный факт обусловлен тем, что максимальная эффективная мощность коллектора, вскрытая скважинами, не превышает разрешающей способности низкочастотной составляющей, что позволяет выдвинуть предположение об

отсутствии максимума конструктивной интерференции анализируемых амплитуд.

Следовательно, предлагается выполнение нормировки с использованием амплитуд, извлеченных в районе пластопересечений скважин. Согласно скважинной информации, каждому значению эффективной мощности коллектора соответствуют имеющие разный уровень амплитуды синтетической модели и полевых данных. Минимальным значением является нулевая амплитуда, соответствующая нулевой временной мощности коллектора (рис. 12). Посредством построения кроссплота удастся выявить надежную линейную зависимость для приведения карты амплитуд полевых данных к уровню амплитуд синтетической модели.

Далее нормированная карта может быть использована при вычислении эффективных толщин песчаника, поскольку соответствует синтетическому амплитудному отклику на частоте 19,4 Гц. Сравнение со скважинными данными представлено в табл. 2. Максимальное отклонение расчетной величины эффективной мощности от скважинных данных составляет порядка 2 мс. Промежуточный результат представлен на рис. 13.

Таблица 2

**Сравнение эффективных мощностей песчаника
по материалам спектральной декомпозиции и скважинных данных**

Скважина	12	16	14	9	17	25	19
Мощность вскрытых песчаных отложений, м	28,1	6,7	21,1	24,5	0	0	0
Временная мощность (TWT) при скорости 4200 м/с, мс	13,4	3,2	10	11,7	0	0	0
Восстановленные временные мощности (TWT), мс	12	4	14	9	1	1	0

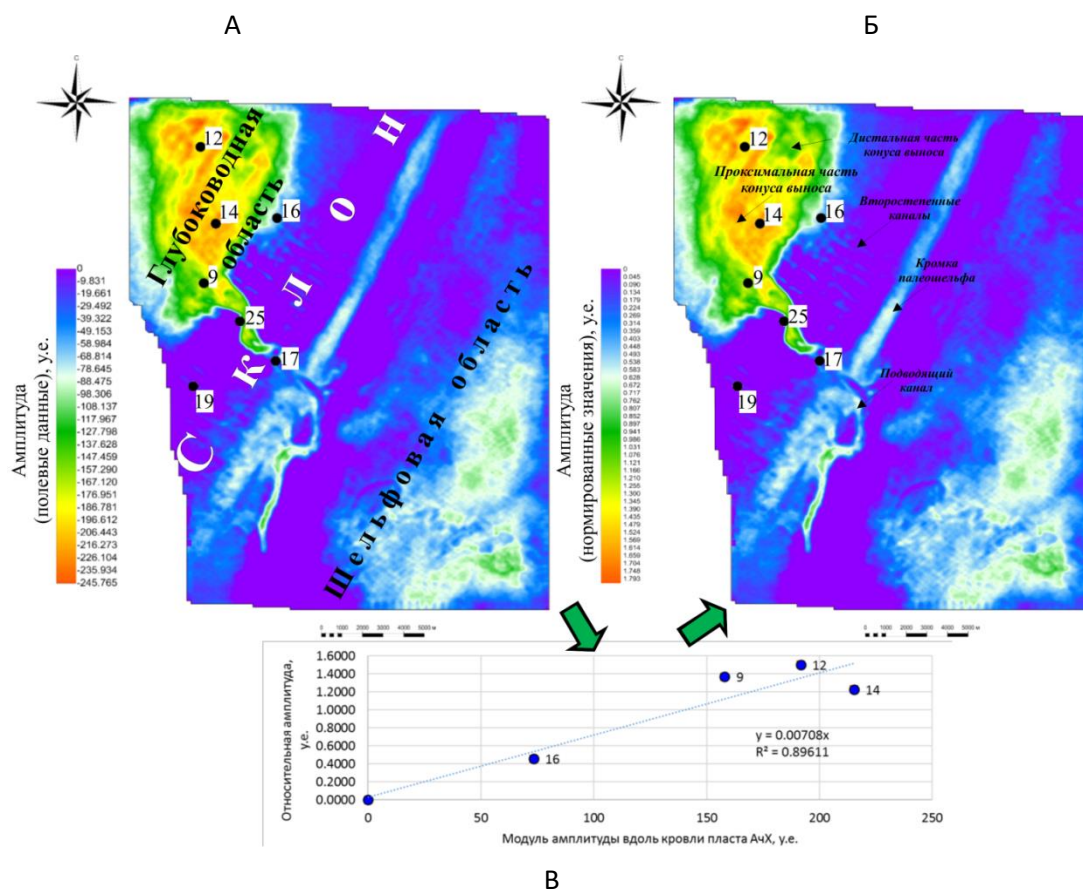


Рис. 12. Пример нормировки амплитуд низкочастотной составляющей (19,4 Гц):
А – исходные значения амплитуды; Б – нормированные значения амплитуды;
В – использованный для преобразования график нормировочной функции

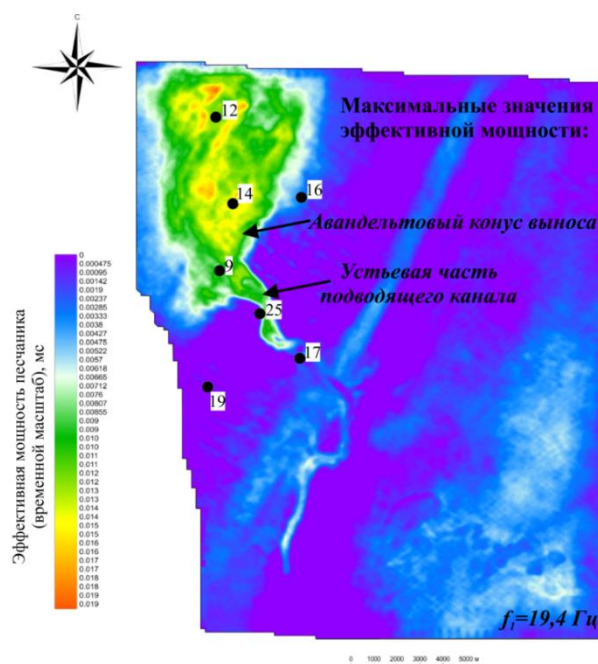


Рис. 13. Карта временных мощностей (TWT) песчаных отложений пласта «АчХ» для частоты 19,4 Гц

Анализ спектральных компонент продолжается для выбранных частот с целью уточнения маломощных участков распространения коллектора по указанному выше алгоритму, при этом нормировка осуществляется на минимальные значения амплитуды и максимальные значения амплитуды при конструктивной интерференции сигнала. Для

этого может быть использована полученная карта временных мощностей за исключением зон, эффективная мощность коллектора в которых превышает разрешающую способность частотной составляющей, что позволяет исключить из расчета область неоднозначности при решении обратной задачи (рис. 14).

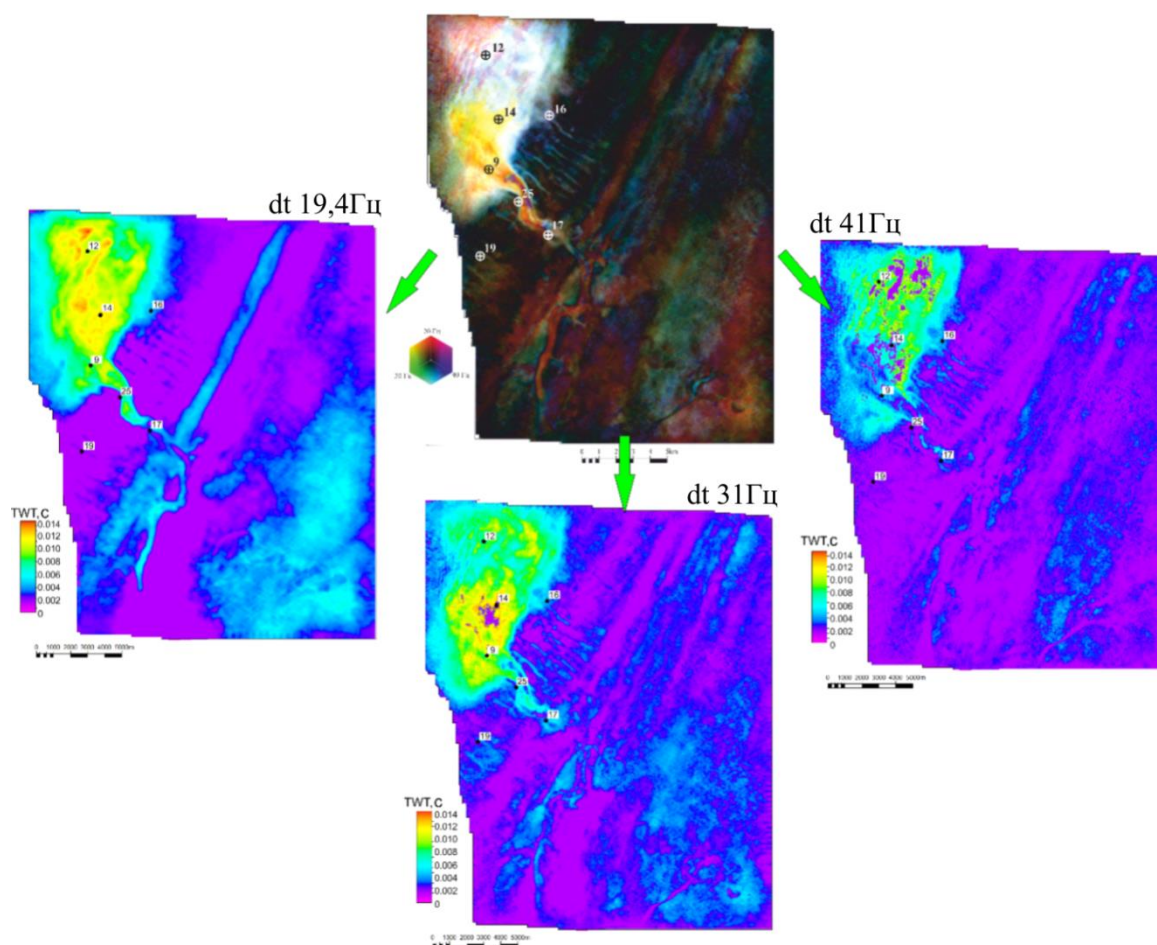


Рис. 14. Карты прогнозируемых мощностей песчаных отложений с использованием карт атрибута спектральной декомпозиции на различных частотах

Полученные карты эффективных мощностей коллектора во временном масштабе для каждой частотной составляющей и соответствующие им карты нормированных амплитуд являются входными данными для выполнения комплексного расчета карты эффективных мощностей песчаника. Поскольку каждый

массив данных трех частот вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом, возможно использование для прогноза эффективной мощности коллектора приведенного ранее уравнения (2).

Результатом работы является карта прогнозных мощностей, полученная стандартным способом использования скоростной модели отложений и прогнозной карты временных мощностей песчаника пласта «АчХ» (рис. 15). Итоговая карта надежно согласуется с результатами геолого-геофизической интерпретации: повышенным

значениям эффективных толщин соответствуют авандельтовый конус выноса с подводящим каналом, а также более мелкие эрозионные врезы. Контроль качества выполненного прогноза представлен как оценка стандартного отклонения прогнозной мощности песчаника от скважинных данных, величина которого составляет 4,7 м (табл. 3).

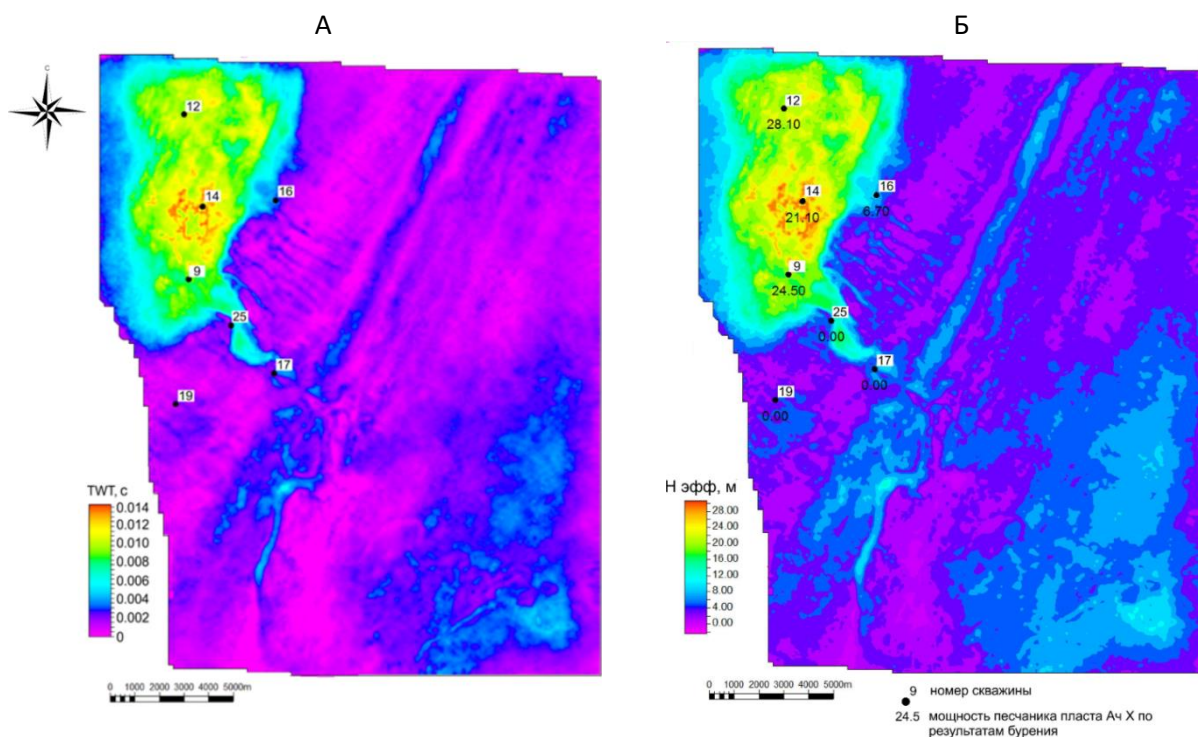


Рис. 15. Карты: А – временных эффективных мощностей коллектора;
Б – прогнозных эффективных мощностей коллектора

Таблица 3

Сопоставление данных эффективных мощностей песчаника

Скважина	Эффективная мощность, м (бурение)	Акустическая инверсия		Спектральная декомпозиция	
		Эффективная мощность, м (прогноз)	Отклонение от результатов бурения, м	Эффективная мощность, м (прогноз)	Отклонение от результатов бурения, м
9	24,5	24,47	0,03	19,85	4,65
12	28,1	20,92	7,18	21,33	6,77
14	21,1	24,07	-2,97	21,93	-0,83
16	6,7	4,76	1,94	7,78	-1,08
17	0	5,57	-5,57	4,64	-4,64
19	0	-5,06*	5,06	2,75	-2,75
25	0	5,67	-5,67	6,14	-6,14
Стандартное отклонение, м		5,1		4,7	

* повышенные значения акустического импеданса в скважине № 19 приводят к отрицательным значениям эффективной мощности коллектора согласно уравнению регрессии (рис. 16)

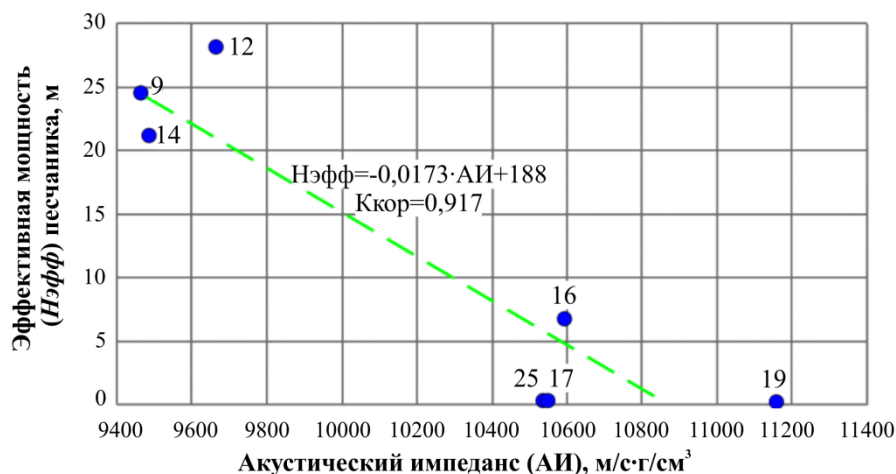


Рис. 16. Регрессионная зависимость эффективных мощностей песчаника от средних значений акустического импеданса пласта «АчХ» [6]

Дополнительно приведено сравнение с результатами прогноза эффективной мощности коллектора по данным акустической инверсии, согласно которым установлена надежная зависимость эффективной мощности песчаника от среднего значения акустического импеданса пласта «АчХ» (см. рис. 16). Ввиду повышенных значений акустического импеданса в скважине № 19 наблюдается прогноз отрицательной величины эффективной мощности коллектора. Для недопущения подобных результатов возможно рассмотрение иных методик прогноза эффективной мощности песчаника (использование других геостатистических приемов, построение регрессионных зависимостей с учетом фациальных зон), но в рамках данной статьи они рассмотрены не будут. Стандартное отклонение прогнозной величины по результатам акустической инверсии составило 5,1 м.

Таким образом, представленные результаты количественной интерпретации спектральной декомпозиции могут быть использованы в качестве дополнительной методики независимой оценки эффективной мощности коллектора. При этом ошибка определения искомого параметра

количественно сопоставима с результатами прогноза по материалам акустической инверсии.

Выводы

В данной работе приведен успешный пример применения количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции для прогноза эффективной мощности песчаника авандельтового конуса выноса пласта «АчХ». Предложенный подход может быть использован как независимо, так и в комплексе со стандартными количественными методами динамической интерпретации.

Основные преимущества предложенной методики заключаются в минимальном количестве входных данных и, следовательно, возможности прогноза эффективной мощности коллектора площадей, малоизученных бурением, при наличии сейсмических наблюдений МОГТ-2D/3D высокой плотности. Также необходимо отметить значительное влияние качества входных данных, в частности, качества материалов сейсморазведки и надежности корреляции анализируемого отражающего горизонта.

Автором также рассматриваются возможности усовершенствования методики количественного прогноза результатов спектральной декомпозиции, которые могут

касаться усложнения синтетической модели в части неоднородности скоростной модели и различных соотношений акустической жесткости пласта.

Литература

1. *Widess M.B.* How thin is a thin bed // *Geophysics*. 1973. Vol. 38, No. 6. P. 1176–1180. <https://doi.org/10.1190/1.1440403>
2. *Partyka G., Gridley J., Lopez J.* Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // *The Leading Edge*. 1999. Vol. 18, No. 3. P. 353–360. <https://doi.org/10.1190/1.1438295>
3. *Partyka G.A.* Seismic thickness estimation: Three approaches, pros and cons // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2001. P. 503–506. <https://doi.org/10.1190/1.1816658>
4. *Буторин А.В.* Изучение детального строения ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: Автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. СПб., 2018. 19 с.
5. *Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. и др.* Ключевые проблемы освоения Ачимовских отложений на разных масштабах исследования // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2018. № 2(8). С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
6. *Volkov R.P., Volkov D.S., Kozhevnikov G.S.* From qualitative interpretation to quantitative analysis: Prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute – Case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE 202030-MS*. 31 p. <https://doi.org/10.2118/202030-MS>
7. *Chopra S., Marfurt K.J.* Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 481 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>

Quantitative interpretation capabilities of the spectral decomposition of 3D common depth point seismic data

D.S. Volkov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Abstract. This paper analyzes the possibility of using the spectral decomposition results for the quantitative prediction of thin layer thickness. The forward wedge-modelling results are considered in order to determine the influence of the thickness of a thin layer on the amplitude response in a band-limited frequency range. A field case of the application of the proposed technique of quantitative spectral decomposition interpretation of the 3D common depth point seismic data is presented.

Keywords: spectral decomposition, quantitative interpretation, tuning effect, amplitude, frequency, 3D common depth point seismic survey.

Citation: *Volkov D.S.* Quantitative capabilities of the spectral decomposition of 3D common depth point seismic data // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 25–41. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2> (In Russ.).

References

1. *Widess M.B.* How thin is a thin bed // *Geophysics*. 1973. Vol. 38, No. 6. P. 1176–1180. <https://doi.org/10.1190/1.1440403>
2. *Partyka G., Gridley J., Lopez J.* Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // *The Leading Edge*. 1999. Vol. 18, No. 3. P. 353–360. <https://doi.org/10.1190/1.1438295>
3. *Partyka G.A.* Seismic thickness estimation: Three approaches, pros and cons // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2001. P. 503–506. <https://doi.org/10.1190/1.1816658>
4. *Butorin A.V.* Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on the spectral decomposition of the seismic wave field: Synopsis of Ph.D. thesis. St. Petersburg, 2018. 19 p. (In Russ.).
5. *Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G.* et al. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying // *PROneft'. Professionals about Oil*. 2018. No. 2(8). P. 16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21> (In Russ.).
6. *Volkov R.P., Volkov D.S., Kozhevnikov G.S.* From qualitative interpretation to quantitative analysis: Prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute – Case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020*. Paper SPE 202030-MS. 31 p. <https://doi.org/10.2118/202030-MS>
7. *Chopra S., Marfurt K.J.* Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 481 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>