

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Смирнова Виктория Олеговна

Выпускная квалификационная работа

**Использование параметра затухания спектра волнового поля для геологической
интерпретации**

Уровень образования: магистратура

Направление 05.04.01 «Геология»

Образовательная программа ВМ. 5796 «Геофизика»

Научный руководитель:

доцент кафедры геофизики СПбГУ
кандидат геолого-минералогических наук
Буторин Александр Васильевич

Рецензент:

доцент кафедры геофизики ГГФ НГУ
кандидат геолого-минералогических наук
Дучков Антон Альбертович

Санкт-Петербург

2023

АННОТАЦИЯ

Целью работы является оценка применимости параметра затухания спектра волнового поля при геологической интерпретации.

В данном исследовании на модельных данных были рассмотрены основные методы изучения спектрального состава волнового поля – оконное преобразование Фурье, непрерывное вейвлет-преобразование и оптимизационные подходы. По результатам проведенных исследований показана эффективность применения оптимизационной методики для решения задачи детальной оценки спектра сейсмических данных. Информация о реальном распределении энергии по частотам может быть использована для получения новых атрибутов, связанных с анализом изменения спектра сейсмической трассы. В работе рассмотрены атрибуты доминантных частот и параметра затухания спектра волнового поля. Информация о спектральном составе может быть применена на дальнейших этапах геологической интерпретации.

Алгоритмы спектрального анализа и расчёта частотных атрибутов реализованы в виде кода-Python. Тестирование алгоритмов осуществлялось на модельных и реальных данных.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 50 страниц, в структуру входят введение, 3 основные главы, заключение и список использованных источников. Работа включает 31 рисунок, 7 таблиц и 13 формул.

Ключевые слова: сейсморазведка, динамическая интерпретация, спектральный анализ, динамический спектр, преобразование Фурье, вейвлет-преобразование, оптимизационные подходы, аппроксимация сейсмической трассы, доминантные частоты, параметр затухания.

ABSTRACT

The aim of the work is to assess the applicability of the attenuation parameter of the wave field spectrum in geological interpretation.

In this study, the main methods for studying the spectral composition of the wave field such as the Short-time Fourier transform (STFT), continuous wavelet transform (CWT) and optimization approaches were considered on the model data. The results of the study indicate

the effectiveness of the optimization technique for a detailed assessment of the spectrum of seismic data. Information about the real distribution of energy by frequencies can be used to create new attributes related to the analysis of changes in the spectrum of the seismic trace. The work considers the attributes of dominant frequencies and the attenuation parameter of the wave field spectrum. Information about the spectral composition can be used at further stages of geological interpretation.

The algorithms of spectral analysis and calculation of frequency attributes are realized in the form of Python code. The algorithms were tested on model and real data.

The final qualifying work was completed in the volume of 50 pages, the structure includes an introduction, 3 main chapters, a conclusion and reference list. The work includes 31 figures, 7 tables and 13 formulas.

Keywords: seismic exploration, dynamic interpretation, spectral analysis, dynamic spectrum, Fourier transform, wavelet transform, optimization approaches, approximation of the seismic trace, dominant frequencies, attenuation parameter.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ТЕОРИЯ СПЕКТРАЛЬНЫХ МЕТОДОВ	7
1.1 Преобразование Фурье	7
1.2 Вейвлет-анализ	9
1.3 Оптимизационные алгоритмы	10
2 ИЗУЧЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ	16
2.1 Создание модельной сейсмической трассы.....	16
2.2 Оценка восстановления спектра сейсмической трассы	20
2.3 Оценка восстановления доминантной частоты	23
3 ТЕСТИРОВАНИЕ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ	28
3.1 Месторождение Еты-Пуровское	28
3.1.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования	28
3.1.2 Тестирование алгоритма	29
3.2 Верхнесалымское месторождение	32
3.2.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования	32
3.2.2 Тестирование алгоритма	34
3.3 Нижне-Лугинецкое и Западно-Лугинецкое месторождения	43
3.3.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования	43
3.3.2 Тестирование алгоритма	43
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	49

ВВЕДЕНИЕ

В современной сейсморазведке использование спектральной информации для изучения свойств и строения пластов находит все большее применение. В случае изучения геологического строения специалистов интересует не только спектральный состав записи, но и его изменение во времени, то есть динамическое распределение энергии волнового поля по частотам.

Одним из подходов к анализу результатов спектральных преобразований является комплексное изучение изменений частотно-временного спектра. Реальные насыщенные флюидом пористые среды являются поглощающими. В геологической среде сейсмический сигнал теряет часть энергии в следствие неупругого поглощения – движения жидкости в поровом пространстве, трения и нагрева. Измерение сейсмического затухания давно предлагается как метод определения флюидов и зон с повышенной проницаемостью. Параметр затухания представляет собой частотно-зависимую функцию изменения динамического спектра волнового поля. Данный параметр позволяет получить информацию о строении пластов, выявляя факторы, оказывающие влияние на частотный состав записи и затухания сигнала.

Актуальность исследования связана с использованием новых подходов к интерпретации волнового поля, в частности обоснованием методик динамического анализа для задачи восстановления истинного распределения энергии по частотам и дальнейшее применение полученной информации при геологическом анализе в виде новых частотных атрибутов.

Цель исследования заключается в определении применимости параметра затухания спектра волнового поля при геологической интерпретации.

Для достижения цели были поставлены и решены конкретные **задачи**:

- изучение стандартных методов спектральной декомпозиции (преобразование Фурье и вейвлет-преобразование);
- изучение оптимизационной методики и возможностей использования результатов восстановления спектра волнового поля при интерпретации сейсмических данных;
- создание модельных данных;
- оценка эффективности применения оптимизационной методики на модельных данных;
- создание алгоритма расчета частотных атрибутов;

- тестирование алгоритма на синтетических и реальных данных;
- определение границ применимости методики частотного анализа.

Алгоритмы преобразования Фурье, вейвлет-преобразования, оптимизационной методики, расчета новых частотных атрибутов и создания модельных данных реализованы на языке программирования Python. Изучение данного инструмента являлось дополнительной задачей в процессе исследования.

Защищаемые положения:

- наиболее точное восстановление спектра волнового поля достигается с использованием оптимизационных подходов к спектральной декомпозиции;
- разработан и реализован в виде программного кода python новый атрибут волнового поля – параметр затухания, описывающий характер изменения динамического спектра волнового поля;
- тестирование разработанного атрибута не показало значительного преимущества для оценки геологического строения.

Научная новизна связана с развитием новых подходов к анализу спектра волнового поля – оптимизационным алгоритмам, а также с созданием нового инструмента геологической интерпретации – параметра затухания.

Практическая значимость исследования заключается в изучении и оценке новой методики анализа спектральной информации волнового поля.

Работа выполнялась с использованием материалов, предоставленных ООО «Газпромнефть-НТЦ», где автор проходила производственную практику и стажировку.

В структуру выпускной квалификационной работы входят 3 основных раздела, содержащие 9 подразделов и 6 пунктов, а также введение, заключение, список использованных источников. Работа включает 31 рисунок, 7 таблиц и 13 формул. Объем составляет 50 страниц.

Автор выражает благодарность научному руководителю Буторину Александру Васильевичу за возможность прохождения производственной практики и стажировки, предоставленные материалы для написания работы, за научную консультацию и профессиональные советы при написании работы.

1 ТЕОРИЯ СПЕКТРАЛЬНЫХ МЕТОДОВ

Изучение локального спектра волнового поля является распространенным инструментом динамического анализа, широко применяющимся в современных работах. Целью данного анализа является изучение распределения энергии по отдельным частотным компонентам волнового поля для геологической интерпретации. Наибольшее распространение для решения поставленной задачи получили методы оконного преобразования Фурье и вейвлет-преобразование. Указанные методы спектрального разложения являются схожими алгоритмами, основанными на вычислении функции корреляции между анализируемым временным рядом и базисной функцией, в качестве которой может выступать вейвлет или ограниченная окном гармоническая функция.

Принципиально другой подход был предложен в конце 1960х, в работе [15] рассмотрено применение метода наименьших квадратов для описания сигнала суммой гармонических функций. Широкое распространение получила работа [14], в которой описан алгоритм разреженной аппроксимации функции набором вейвлетов из априорно заданного словаря. В этом направлении на сегодняшний день наблюдается значительное количество оптимизационных алгоритмов, использующих различные подходы к формированию словаря. Данные алгоритмы позволяют получить значительно более локализованный частотно-временной спектр сигнала, а также изучить особенности распределения энергии по частотам. Использование оптимизационных подходов в настоящее время не распространено в связи с отсутствием программных пакетов для их осуществления.

1.1 Преобразование Фурье

В основе спектрального анализа сигналов лежит преобразование Фурье. В результате применения преобразования Фурье (прямого) к сейсмической трассе производится разложение его на ряд бесконечных гармонических функций:

$$S(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)e^{-j2\pi ft} dt, \quad (1)$$

где $S(f)$ – спектральная составляющая сигнала, s – исходный сигнал.

Амплитудно-частотный спектр трассы составляют амплитудные характеристики гармоник, а фазово-частотный спектр – фазовые характеристики.

Применение преобразование Фурье позволяет представить сигнал, заданный во временной области, в виде частотных характеристик. Описанная операция получила широкое распространение в процессе цифровой обработки сигналов.

С позиций точного представления произвольных сигналов преобразование Фурье имеет ряд ограничений и недостатков. Обладая хорошей локализацией по частоте, оно не характеризуется временным разрешением, ввиду того, что ядро преобразования Фурье не имеет локализации по времени. Преобразование Фурье не учитывает, что частота колебания может изменяться во времени. Локальные особенности сигнала не могут быть определены, в следствие чего невозможным становится и точное восстановление динамического спектра. Для получения о сигнале высокочастотной информации с хорошей точностью следует извлекать ее из относительно малых временных интервалов, а для низкочастотной – из больших. Кроме того, на практике не все сигналы стационарны, а для нестационарных сигналов трудности преобразования Фурье возрастают многократно. При необходимости временной локализации спектральных компонент требуется перейти к частотно-временному представлению сигнала [8].

Решение этой проблемы возможно путем применения преобразования Гэбора (оконного преобразования Фурье), которое рассчитывается по формуле 2:

$$S_G(\omega, b) = \int_{-\infty}^{+\infty} s(t)W(t - b)e^{-i\omega t} dt \quad (2)$$

В рамках преобразования Гэбора применяется предварительная операция умножения сигнала $s(t)$ на выраженную в экспоненциальном виде «функцию окна» $W(t-b)$, где b – сдвиг окна по времени[11]. Использование функции окна позволяет локально изучить спектр сигнала во времени, то есть в разных позициях b , что делает возможным изучение частотных характеристик в динамике, что представлено на рисунке 1.

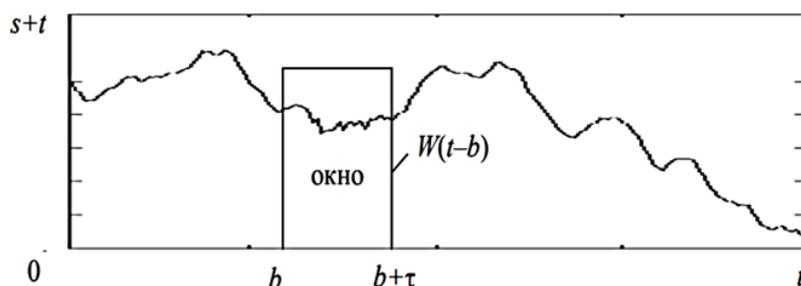


Рисунок 1 Схема оконного преобразования Фурье [11]

Окно преобразования Гэбора постоянно по времени, что накладывает ограничения на временную и частотную разрешающую способность результатов. Применение преобразования Гэбора способствует увеличению разрешающей способности по времени, но ввиду принципа неопределенности Гейзенберга ухудшается разрешающая способность в частотной области [13]. Основным недостатком оконного преобразования Фурье является зависимость результатов от выбора окна анализа.

1.2 Вейвлет-анализ

Вейвлет-преобразование - это интегральное представление одномерного сигнала в виде обобщенного ряда по системе базисных функций, которые рассчитываются по формуле 3:

$$\Psi_{ab} = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right), \quad (3)$$

сформированных из исходного (материнского) вейвлета $\psi(t)$, который за счет изменения масштабирующего множителя (a) и сдвига во времени (b) обладает определенными свойствами. Изменение масштабирующего множителя позволяет перейти к набору вейвлетов с разной доминантой частотой. Множитель $1/\sqrt{a}$ обеспечивает независимость модуля этих функций от масштабирующего числа a [8]. Таким образом, наличие набора разномасштабных вейвлетов позволяет изучать сейсмический сигнал на разных спектральных уровнях, временного сдвига - на разных временных интервалах. Основное преимущество вейвлет-преобразования перед преобразованием Фурье – наличие свойства локальности вейвлетов и адаптивный подход к выбору параметров окна.

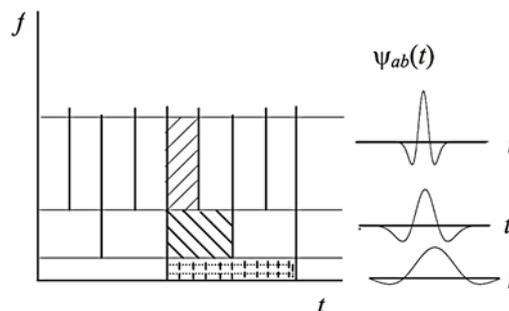


Рисунок 2 Схема заполнения амплитудной информацией $f-t$ плоскости при непрерывном вейвлет-преобразовании [8]

Возможность более гибкого регулирования разрешающей способности по времени и частоте и отсутствие искажений, связанных с краевыми эффектами на границах окон, дает преимущество вейвлет-анализу по сравнению с Фурье-анализом в коротких окнах.

Непрерывное вейвлет-преобразование в качестве прототипа вейвлета (импульса) использует базисную функцию, удовлетворяющую двум условиям: существование в определенном пространственном или временном интервале и наличие в этом интервале нулевого среднего значения.

С помощью непрерывных масштабных преобразований (а) и сдвигов (b) материнского вейвлета $\Psi(t)$ сконструируем базис $\Psi(a,b,t)$. Прямое (формула 4) и обратное (формула 5) непрерывное вейвлет-преобразование примут следующий вид:

$$W_s(a, b) = (S(t), \Psi_{ab}(t)) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{+\infty} S(t) \Psi\left(\frac{t-b}{a}\right) dt, \quad (4)$$

$$S(t) = \frac{1}{C_\Psi} \iint_{-\infty}^{+\infty} W_s(a, b) \Psi_{ab}(t) \frac{da db}{a^2}, \quad (5)$$

где C_Ψ – нормирующий коэффициент, который выражается формулой 6:

$$C_\Psi = \int_{-\infty}^{+\infty} \Psi(\omega)^2 |\omega|^{-1} d\omega < \infty. \quad (6)$$

Существует сложность выбора базисной функции, которая обусловлена представлением сейсмического сигнала как суперпозиции полезных волн и волн-помех. Использование адаптивного вейвлета - импульса, извлеченного непосредственно из исходных полевых данных требует детального рассмотрения.

1.3 Оптимизационные алгоритмы

Рассматривая оконные преобразования Фурье и вейвлет-преобразование, можно отметить их схожесть между собой. В основе лежит вычисление функции взаимной корреляции входной сейсмической трассы и локального сигнала, который может быть представлен ограниченной окном гармоникой, либо выбранным вейвлетом. В оптимизационной методике используется иной принцип, основанный на решении задачи аппроксимации входной трассы набором вейвлетов с различной доминантной частотой. Результирующий частотно-временной спектр входной трассы рассматривается как

суперпозиция отдельных частотно-временных спектров для каждого отдельного вейвлета библиотеки.

В рамках постановки задачи оптимизационного подхода используется сверточная модель (формула 7), описывающая сейсмическую трассу $s(t)$ как результат свертки трассы коэффициентов отражения $r(t)$ с определенным вейвлетом $w(t)$, который отражает сложный волновой импульс, учитывающий импульс источника, волновой импульс реверберационной системы и фильтрующие свойства среды. В качестве $n(t)$ выступает совокупность аддитивных помех, к которым могут быть отнесены микросейсм, техногенные и кратные волны.

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (7)$$

Если брать в основу данное представление сейсмической трассы, то в рамках применения оптимизационных подходов возникает необходимость ввода понятия мульти-вейвлетной сверточной модели (формула 8):

$$s(t) = \sum_k^K [w(t,k) * r(t,k)] + n(t) \quad (8)$$

В роли k выступает индекс, соответствующий конкретному вейвлету из библиотеки вейвлетов K , в свою очередь, этот вейвлет соответствует конкретной трассе коэффициентов отражения $r(t,k)$. Следовательно, сейсмическую трассу можно описать набором множества вейвлетов, каждому из которых отвечает вейвлет-зависимая трасса коэффициентов отражения. При наличии в библиотеке вейвлетов с разной доминантной частотой, появляется возможность детального восстановления спектра волнового поля [4].

В тоже время поиск вейвлет зависимых коэффициентов отражения – некорректно поставленная задача, имеющая множество возможных решений. Для решения поставленной задачи линейной регрессии рассматриваются различные алгоритмы, которые в рамках заданного словаря позволяют осуществить поиск аппроксимации входной сейсмической трассы.

Существует значительное количество различных алгоритмов восстановления линейной регрессии, но не все они универсальны. Необходимо учитывать возможность переобучения линейной регрессии, для этого следует наложить ограничения на

вариабельность решающего правила. За основу может быть взят метод регуляризации, в таком случае задача поиска решения будет сводится к оптимизации регуляризованного функционала (формула 9)[6]:

$$\|s - Dm\|^2 + \lambda \|m\|_{L_p}^p \rightarrow \min, \lambda \geq 0 \quad (9)$$

Под символом $\|m\|_{L_p}$ понимается L_p норма вида $\sqrt[p]{\sum |m_j|^p}$, которая накладывает определенное ограничение на результат решения. В зависимости от значения p рассматривают несколько типов регуляризации [5].

L_0 -регуляризация – задает количество весов отличных от нуля, обеспечивает разреженное решение, относится алгоритм Orthogonal matching pursuit (OMP) или «ортогональное согласованное преследование».

L_1 -регуляризация задает суммарное значение весов в рамках решения, на выходе возможно получение разреженного решения, относится алгоритм Lasso using coordinate descent (Lasso).

L_2 -регуляризация разработана А.Н. Тихоновым и задает значение суммарной энергии весов, строго нулевые веса в оптимальном решении практически невозможны. К алгоритмам L_2 -регуляризации относится алгоритм Thresholding, в рамках которого решение не характеризуется разреженностью.

Наиболее распространенным методом решения спектрального восстановления является алгоритм «согласованного преследования» (Matching pursuit), предложенный Mallat S. и Zhang Z. Алгоритм заключается в интерактивном поиске элементов словаря, которые на каждом шаге будут минимизировать ошибку аппроксимации. В случае использования ортогонального базиса, данный метод представляет «ортогональное согласованное преследование» (Orthogonal matching pursuit) [4]. Алгоритм OMP решает задачу поиска коэффициентов разложения для опорного сигнала на основе словаря вейвлетов, при этом алгоритм основан на концепции остаточной ошибки разложения. Данный метод относится к L_0 -регуляризации и обеспечивает наиболее разреженное решение. Для конкретной сейсмической трассы OMP определяет коэффициент для каждого вейвлета словаря. [10].

Вторым из наиболее распространенных методов L_1 -регуляризации является метод Lasso, который позволяет производить оценку весов по их абсолютному значению. На выходе возможно получение более разреженной модели с меньшим количеством

коэффициентов. Подобный результат достигается за счет того, что часть коэффициентов может быть определена нулевыми значениями и вследствие будет исключена из модели.

Возможность линейной модели Lasso оценивать разреженные коэффициенты сказывается на тенденции отдавать предпочтение решениям с меньшим количеством ненулевых коэффициентов, эффективно уменьшая количество функций, от которых зависит данное решение. Подобный подход при определенных условиях способен восстановить точный набор ненулевых коэффициентов.

Таким образом, для решения поставленной задачи линейной регрессии необходимо подобрать оптимальные параметры модели, чтобы наиболее точно восстановить коэффициенты отражения по входной сейсмической трассе.

Описание оптимизационного подхода указывает на две основные неопределенности. Вопрос выбора библиотеки или словаря, вида и количества входных вейвлетов напрямую влияет на выходной результат и ресурсоемкость вычислений. В тоже время необходимо обладать информацией касательно точности аппроксимации алгоритма. Поиск ответов на эти вопросы производится посредством тестирования алгоритма на синтетически смоделированных данных, позволяя получить объективную оценку результата. [1].

Рассматривая описанную технологию аппроксимации особое внимание следует уделить выбору используемого словаря вейвлетов, который формирует базу для восстановления функции. Наиболее простой словарь может быть сконструирован из единичного импульса Риккера с заданной доминантной частотой, отвечающей входному сигналу. Возможно усложнение словаря посредством перебора значений доминантных частот из заданного диапазона. Подобное решение позволяет получить аппроксимацию входной сейсмической трассы набором вейвлетов с разной доминантной частотой, что в последующем позволяет получить детальное отображение волнового поля в частотной области [2].

В рамках настоящего исследования рассматривается следующая реализация оптимизационного алгоритма: словарь вейвлетов формируется набором разночастотных импульсов Риккера в диапазоне частот реального спектра, шаг по частотам был выбран эмпирическим путем и в ходе тестирования был определен в диапазоне 5-10 Гц (Рисунок 3).

```

In [ ]: def f2w (f, bfreq = 500):
        return bfreq/(sqrt(2.0)*pi*f)

def ricker_function(resolution, center, width):
    """Создание вейвлета Риккера"""
    x = np.linspace(0, resolution - 1, resolution)
    x = ((2 / ((np.sqrt(3 * width) * np.pi ** 1 / 4)))
         * (1 - ((x - center) ** 2 / width ** 2))
         * np.exp(-(x - center) ** 2 / (2 * width ** 2)))
    return x

def ricker_matrix(width, resolution, n_components):
    """Создание словаря вейвлетов Риккера"""
    centers = np.linspace(0, resolution - 1, n_components)
    D = np.empty((n_components, resolution), dtype=np.float32)
    for i, center in enumerate(centers):
        D[i] = ricker_function(resolution, center, width)
    D /= np.sqrt(np.sum(D ** 2, axis=1))[:, np.newaxis]
    return D

def ricker_matrix_c(width, tdim, centers):
    D = np.zeros((tdim, tdim), dtype=np.float32)
    for center in range(tdim):
        if center in np.nonzero(centers)[0]:
            D[center] = ricker_function(tdim, center, width)
    D[np.nonzero(centers)] /= np.sqrt(np.sum(D[np.nonzero(centers)] ** 2, axis=1))[:, np.newaxis])
    return D

```

Рисунок 3 Пример python-кода для создания словаря вейвлетов

В качестве алгоритма использовался метод ОМР, так как он позволяет получить разряженное представление аппроксимации, обеспечивая при этом необходимую точность восстановления входной трассы. На выходе алгоритма для каждого вейвлета из библиотеки определяется его амплитуда и положение по времени в пределах трассы. Полученная информация в дальнейшем подается на вход вейвлет-преобразования для оценки спектра для каждого единичного вейвлета. Итоговый спектр сформирован как суперпозиция отдельных спектров, полученных для каждого ненулевого вейвлета (Рисунок 4).

Раздельное вычисление спектров позволяет избежать искажений, связанных с интерференцией сигналов между собой, что обеспечивает более высокую разрешающую способность по частоте и времени. Как отмечается в ряде публикаций, подобный подход позволяет преодолеть принцип неопределенности Гейзенберга и обеспечить одновременное высокое разрешение как по частоте, так и по времени.

```

In [ ]: tr = np.loadtxt('seis_trace.txt') # загружаем трассу из внешнего источника

#аппроксимация трассы методом OMP

dt_tr = 0.002 # Шаг дискретизации
bfreq_tr = 1./dt_tr # Частота дискретизации

tdim_tr = tr.shape[0]
freqs_omp_tr = np.arange (10, 150, 5)

fdim_tr = len(freqs_omp_tr)
Di_tr = np.r_[tuple(ricker_matrix(width=f2w(f), resolution=tdim_tr, n_components=tdim_tr) for f in freqs_omp_tr)]

from sklearn.decomposition import SparseCoder

coder_tr = SparseCoder(dictionary=Di_tr, transform_algorithm='omp', transform_alpha = 0.05, transform_n_nonzero_coefs=15)
coefs_t = coder_tr.transform(tr.reshape(1, -1))
rcoefs_t = coefs_t[0].reshape((fdim_tr,tdim_tr))

tr_n = np.ravel(np.dot(coefs_t[0], Di_tr)) #восстановленная трасса

In [ ]: #массив с отдельными коэффициентами
ww = np.array([(coefs_t[0].reshape((fdim_tr,tdim_tr))[f,c],int(f),int(c))
               for (f,c) in np.column_stack(np.nonzero(coefs_t[0].reshape(fdim_tr,tdim_tr)))]])

# создание отдельной трассы для каждого коэффициента
single_tr = np.zeros((len(tr), ww.shape[0]))

for i in range(ww.shape[0]):
    single_tr[int(ww[i,2]), i] = ww[i,0]

atom_tr = np.zeros((len(tr), ww.shape[0]))

# создание отдельных трасс для каждого вейвлета
atom_tr = np.zeros((len(tr), ww.shape[0]))
points=35

for i in range(ww.shape[0]):
    wtr = bfreq_tr/(sqrt(2.0)*pi*freqs_omp_tr[int(ww[i,1])])
    atom_tr[:,i] = np.convolve(single_tr[:,i], signal.ricker(points, wtr), mode='same')

# преобразование в частотный спектр - вычисление спектра по каждой отдельной трассе с вейвлетом и суммирование
freqs_tr = np.arange (1, 150, 1)
scales_tr = np.zeros(len(freqs_tr))

for i in range(len(freqs_tr)):
    scales_tr[i] = bfreq_tr/(sqrt(2.0)*pi*freqs_tr[i])

hd_tr = np.zeros((len(freqs_tr), len(tr)))

for i in range(ww.shape[0]):
    cwt_trr = signal.cwt(atom_tr[:,i], signal.ricker, scales_tr)
    cwt_trr2 = np.array(abs(signal.hilbert(cwt_trr)))
    hd_tr += cwt_trr2

```

Рисунок 4 Пример python-кода для реализации оптимизационного алгоритма восстановления спектра сейсмической записи

2 ИЗУЧЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ

2.1 Создание модельной сейсмической трассы

Рассмотрим модельную сейсмическую трассу, полученную в результате свертки модельных коэффициентов отражения и единичного импульса. Как уже было отмечено в предыдущей главе, от объема и разнообразия набора данных в словаре напрямую зависит точность восстановления модели. В виду ограниченности вычислительных мощностей системы в настоящей работе будет рассмотрен наиболее простой вариант формирования словаря – с использованием единичного вейвлета Риккера с заданными параметрами, в качестве которых могут быть рассмотрены доминантная частота и угол фазового поворота (Рисунок 5).

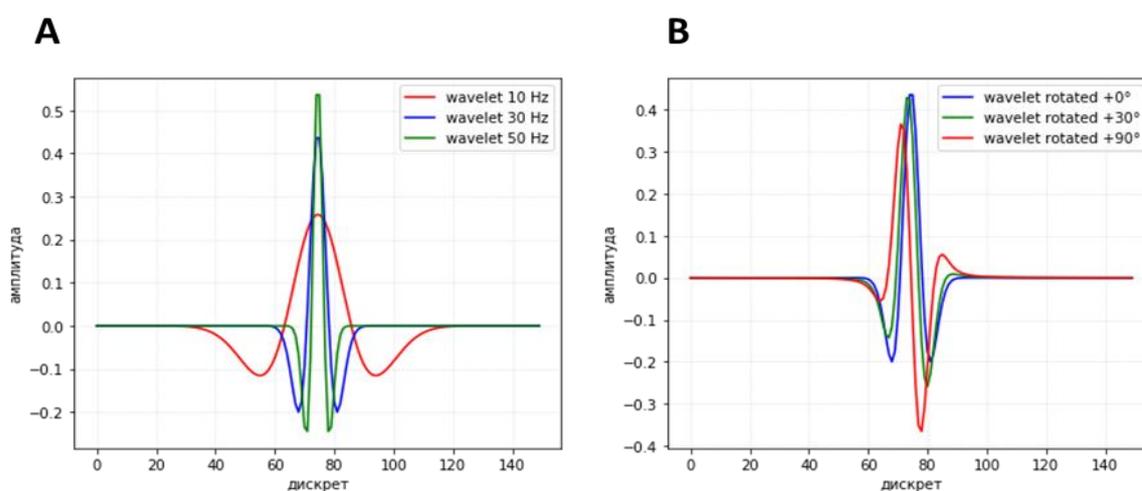


Рисунок 5 Демонстрация вейвлетов, характеризующихся: А – различной доминантной частотой; В – различным фазовым поворотом

Одним из основных параметров входного сигнала является доминантная частота. На рисунке 6 представлен результат восстановления трассы единичных коэффициентов отражения двумя наборами вейвлетов с доминантной частотой 10 и 50 Гц, в таблице 1 приведен количественный анализ восстановления с такими показателями как коэффициент корреляции (C_{cor}), средняя абсолютная ошибка (MAE) и корень из среднеквадратичной ошибки (RMSE), которые выражаются формулами 10-12:

$$Ccor = \frac{\sum_{i=1}^n ((y_i - \bar{y})(y'_i - \bar{y}'))}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \sum_{i=1}^n (y'_i - \bar{y}')^2}}, \quad (10)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - y'_i|, \quad (11)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2}, \quad (12)$$

где n – количество наблюдений, по которым построена прогнозная модель, y_i – фактическое значение зависимой переменной для i -ого наблюдения, y'_i – значение зависимой переменной, предсказанное моделью, \bar{y} и \bar{y}' – средние значения двух выборок.

С увеличением значения доминантной частоты возрастает и точность восстановления трассы единичных отражений. Высокочастотный сигнал позволяет более детально описать единичные отражения, так как обладает большей временной разрешенностью. Низкочастотный вейвлет способен лишь подчеркнуть общий амплитудный тренд модели.

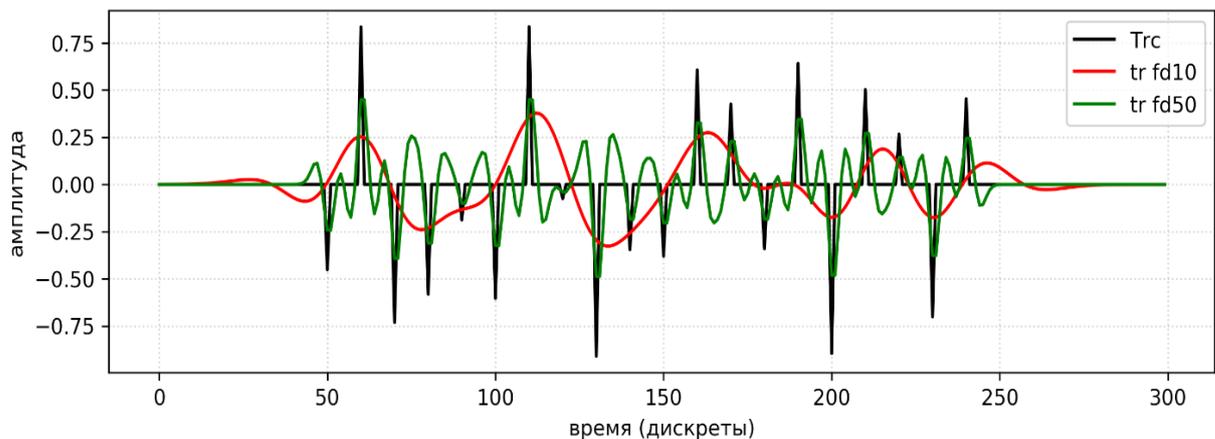


Рисунок 6 Результат восстановления трассы единичных коэффициентов отражения наборами вейвлетов с различными значениями доминантных частот, где Trc – редкие отражения, tr_fd10 tr_fd50 – трассы, аппроксимированные набором вейвлетов с доминантной частотой 10 Гц и 50 Гц соответственно

Результат восстановления трассы единичных коэффициентов отражения наборами вейвлетов с различными значениями доминантных частот

	Доминантная частота вейвлета (Гц)								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Ccor	0.25	0.34	0.39	0.42	0.44	0.47	0.51	0.53	0.55
MAE	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
RMSE	0.18	0.18	0.18	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.14

Другим тестируемым параметром является угол поворота фазы. В связи с отсутствием информации о форме входного сигнала, следует учитывать факт влияния фазовой составляющей сигнала на результат моделирования сейсмической трассы. На рисунке 7 представлен результат восстановления трассы единичных коэффициентов отражения наиболее распространенным в сейсморазведке нуль-фазовым вейвлетом Риккера и аналогичным сигналом, развернутым на 90° , в таблице 2 отображен количественный анализ восстановления.

Анализ полученных показателей ошибок свидетельствует о том, что в качестве входного сигнала может быть рассмотрен сигнал, отличный от эталонного – нуль-фазового. Различие реального сигнала и используемого, из заданной библиотеки, не является критичным, если расхождения в фазовой составляющей находятся в пределах диапазона $-10 - +30^\circ$.

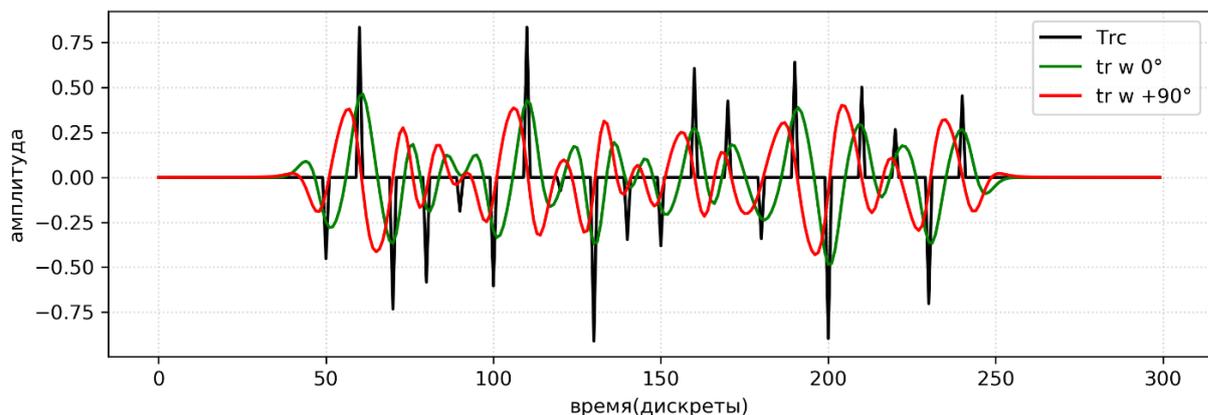


Рисунок 7 Результат восстановления трассы единичных коэффициентов отражения наборами вейвлетов с различным фазовым поворотом, где Trc – редкие отражения, tr_w_0° и tr_w_90° – трассы, аппроксимированные набором нуль-фазового и минимально-фазового вейвлетов

Результат восстановления траcсы единичных коэффициентов отражения наборами вейвлетов с различным фазовым поворотом

	Фазовый поворот вейвлета (°)						
	-150	-120	-90	-60	-30	-10	0
Ccor	-0.43	-0.30	-0.09	0.15	0.34	0.42	0.44
MAE	0.15	0.15	0.15	0.14	0.12	0.12	0.12
RMSE	0.27	0.26	0.23	0.21	0.18	0.17	0.17

	Фазовый поворот вейвлета (°)						
	10	30	60	90	120	150	180
Ccor	0.45	0.43	0.30	0.09	-0.15	-0.34	-0.44
MAE	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.15	0.15
RMSE	0.17	0.17	0.19	0.21	0.24	0.26	0.27

Наиболее худший результат аппроксимации достигается при использовании вейвлетов с фазовым поворотом $\pm 90^\circ$, что обусловлено концентрацией основной части энергии в начале и в конце импульса. Подобного типа вейвлеты не способны с необходимой детальностью описать единичные отклики среды. По результатам тестирования был выделен угловой диапазон, в пределах которого редкие коэффициенты отражения могут быть восстановлены с наименьшей ошибкой (Рисунок 8).

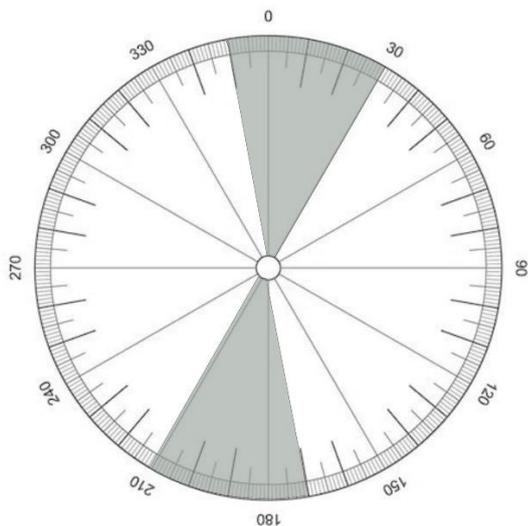


Рисунок 8 Угловой диапазон фазового поворота вейвлета по результатам тестирования

Таким образом, для решения задачи аппроксимации траcсы набором вейвлетов необходимо обладать информацией о фазовой составляющей спектра. В случае ее отсутствия рекомендуется приведение данных к нуль-фазовому виду.

2.2 Оценка восстановления спектра сейсмической трассы

На дальнейшем этапе тестирования рассмотрена синтетическая сейсмическая трасса, полученная в результате свертки модельных коэффициентов отражения и моделирующего нуль-фазового импульса с заданной частотой 30 Гц (Рисунок 9). Коэффициенты отражения были определены случайным образом с задержкой 10 мс. Данный подход позволяет наиболее эффективно оценить методики восстановления спектра при различных геологических условиях [6].

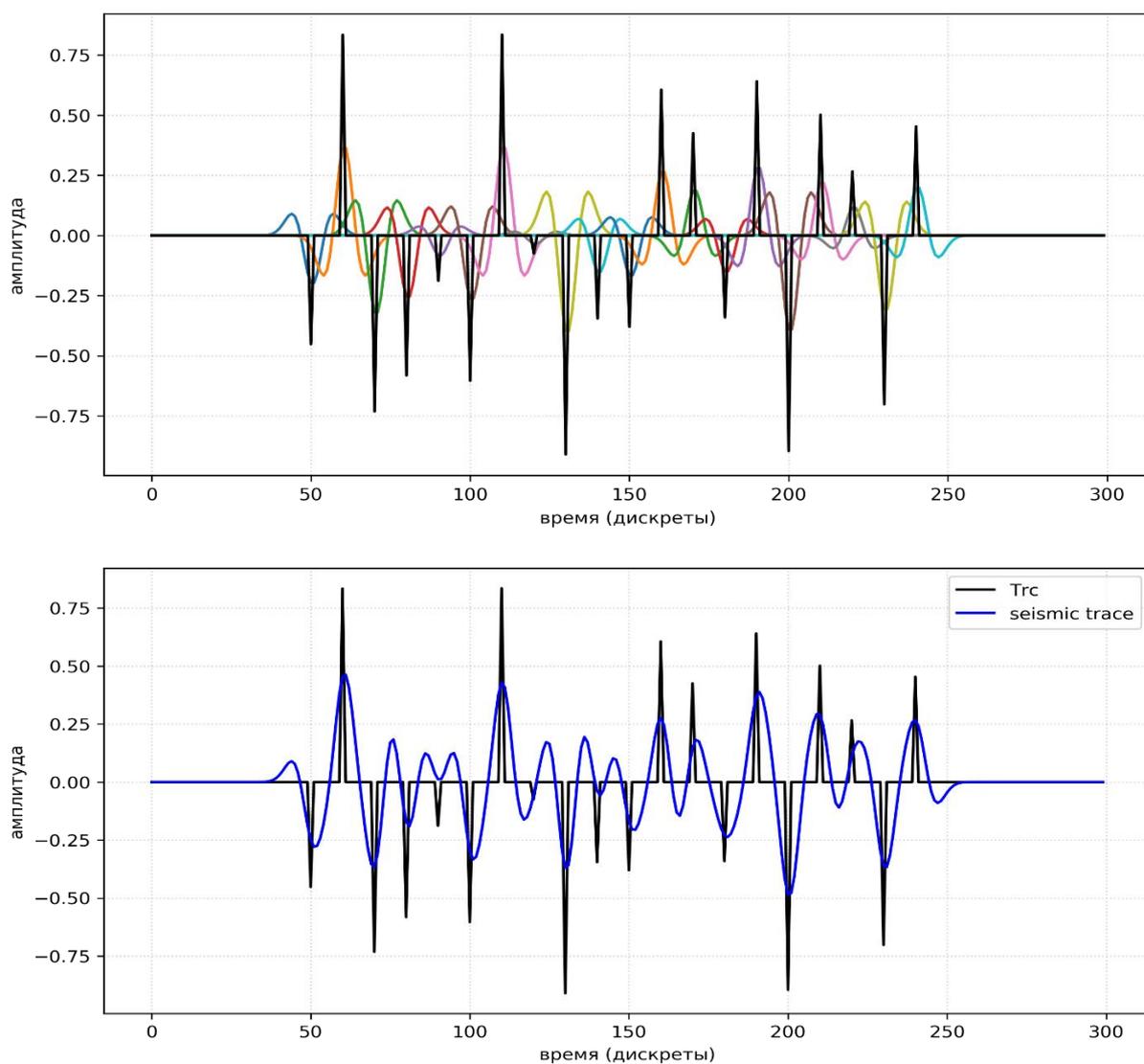


Рисунок 9 Синтетическая сейсмическая трасса, где T_{rc} –редкие отражения с задержкой 10 мс; цветом– набор вейвлетов с доминантной частотой 30 Гц, `seismic_trace` – итоговая синтетическая трасса

В качестве эталонного спектра рассчитан «истинный спектр». «Истинный» спектр определялся для заданной трассы путем суммирования отдельных спектров для каждого коэффициента отражения, при заданном известном импульсе.

Полученная трасса в дальнейшем подавалась на вход алгоритмов спектральной декомпозиции – оконного преобразования Фурье, вейвлет-преобразования и оптимизационной методики. Результатом применения во всех случаях является оценка динамического спектра, то есть распределения энергии по частоте и времени вдоль сейсмической трассы. Сравнение истинного спектра и спектров, полученных на основе описанных методик, представлено на рисунке 10.

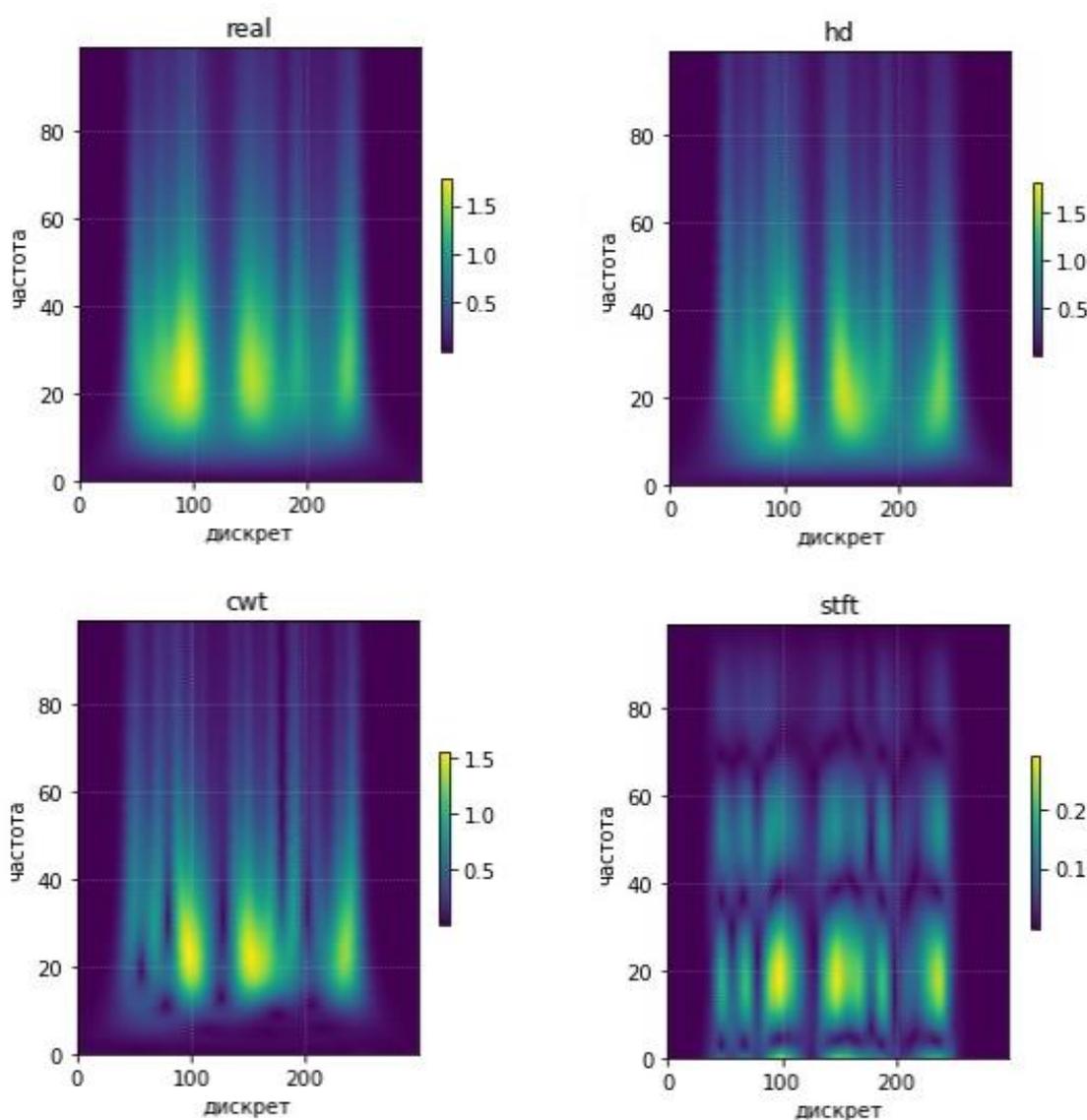


Рисунок 10 Сопоставление истинного спектра (real) и результатов оценки спектра оптимизационным методом (hd), вейвлет-преобразованием (cwt) и оконным преобразованием Фурье (stft)

Из качественного сравнения спектров, можно отметить, что оконное преобразование Фурье (stft) дает худший результат и не позволяет восстановить спектр. Постоянное во времени окно способствует ограничению разрешающей способности как во временной, так и в частотной областях. Спектр, полученный с помощью вейвлет-преобразования (cwt), отображает реальное распределение энергии недостаточно корректно, что может быть связано с явлением интерференции, которое приводит к искажению оценки энергии по частотам, особенно интенсивно данный эффект проявляется в низкочастотной области. Наиболее оптимальное решение достигается в рамках применения оптимизационных алгоритмов, в конкретном случае – технологии ОМР. С целью количественной оценки качества восстановления спектра выполнен расчет ошибки восстановления, представленный в таблице 3, где MAPE – средняя абсолютная процентная ошибка (в долях) выражается формулой 13:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - y_i'|}{|y_i|}, \quad (13)$$

где n – количество наблюдений, по которым построена прогнозная модель, y_i – фактическое значение зависимой переменной для i -ого наблюдения, y_i' – значение зависимой переменной, предсказанное моделью.

Таблица 3

Оценка ошибок восстановления спектра

	MAPE	MAE	RMSE
HD	0.06	0.08	0.11
CWT	0.16	0.14	0.23
STFT	0.8	0.39	0.54

Количественный анализ свидетельствует о том, что наибольшая точность при восстановлении значений динамического спектра достигается при использовании оптимизационных методик. Подобная тенденция сохраняется при изменении параметров модели – временной задержки по коэффициентам отражения, частотной характеристики вейвлета. Приведенные результаты исследования позволяют сделать вывод о применимости методов спектральной декомпозиции для восстановления энергии по частоте вдоль сейсмической трассы. Для изучения спектрального состава волнового поля наиболее эффективными являются метод вейвлет-преобразования и оптимизационные алгоритмы. Вейвлет-преобразование может быть использовано при изучении

интерферирующих геологических объектов, но при изучении истинного распределения энергии по частотам вейвлет-преобразование не позволяет корректно оценить спектр трассы. Для решения задачи восстановления истинного спектра волнового поля целесообразно использовать оптимизационный подход спектрального разложения.

Информация о реальном распределении энергии по частотам предоставляет возможность перейти к получению новых атрибутов, связанных с анализом изменения спектра сейсмической трассы.

2.3 Оценка восстановления доминантной частоты

В качестве примера рассмотрим оценку восстановления доминантного значения частоты. На рисунке 11 представлен динамический спектр вдоль сейсмической трассы для конкретного дискрета времени. Представленный вариант отображения позволяет наиболее наглядно оценить распределение энергии по частотам. Одним из распространенных инструментов частотного анализа является анализ распределения доминантных частот – тех частот, которым соответствуют максимальные значения энергии. Далее появляется возможность оценить каким образом изменяются эти частоты - описать функцию изменения этих частот, и рассчитать соответствующие атрибуты, к одному из которых относится параметр затухания (α).

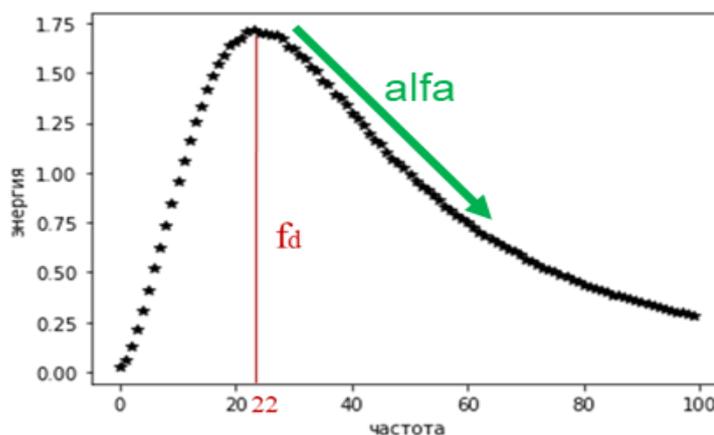


Рисунок 11 Динамический спектр сейсмической трассы в конкретный момент времени, где f_d – значение доминантной частоты, α - параметр затухания

Реальные пористые насыщенные среды не могут быть описаны как идеально-упругие. Сейсмический сигнал теряет энергию высоких частот вследствие неупругих процессов – трения, движения флюидов в поровом пространстве и тд. Реальные

геологические среды обладают поглощающими свойствами, которые определяются добротностью среды – отношением запасенной энергии системы к потерям энергии за один период колебаний электромагнитной волны. Параметр затухания или α описывает изменение энергии (амплитуд) сейсмического сигнала в зависимости от частоты и времени. Чем выше поглощающие свойства среды, тем интенсивней происходит затухание энергии, тем параметр α выше. Повышенные значения атрибута α могут быть проинтерпретированы как области с более интенсивным затуханием энергии сигнала в следствие неупругого поглощения и рассеяния в насыщенном интервале разреза.

Для подобного рода анализа первостепенным шагом является восстановление значений доминантных частот вдоль сейсмической трассы. Результат анализа будет напрямую зависеть от качества восстановления истинных спектральных характеристик [3]. В связи с тем, что в качестве объекта исследования используются модельные данные, следует оценить насколько точно возможно описать истинные значения доминантных частот, используя разные подходы к восстановлению спектра волнового поля. На рисунке 12 представлено сопоставление значений доминантной чистоты для истинного спектра и рассматриваемых методик.

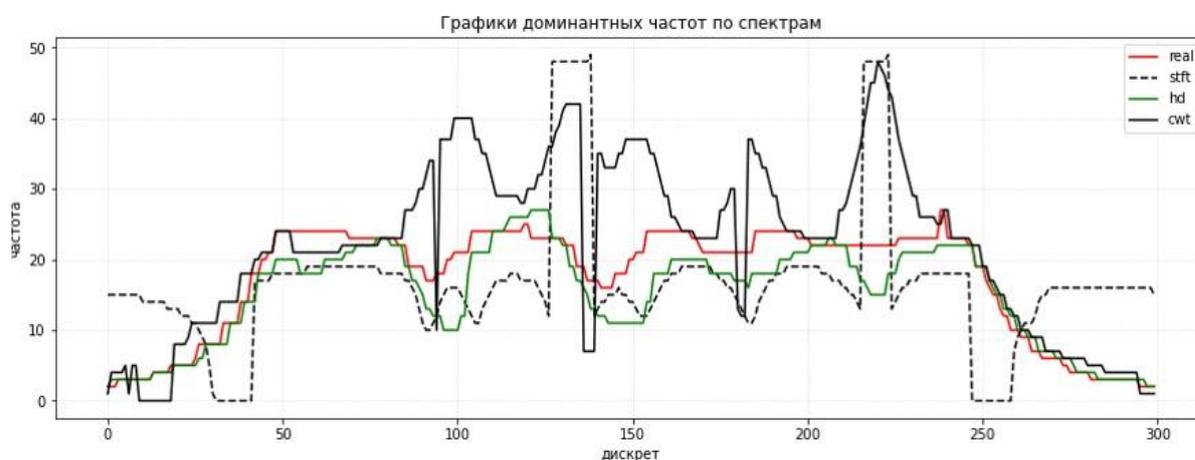


Рисунок 12 Распределение значений доминантной частоты вдоль модельной трассы. Красная кривая – истинное значение, зеленая – по оптимизационной технологии, черная – по вейвлет-преобразованию, пунктир– по ОПФ

Использование спектра оптимизационной методики (зеленый цвет) позволяет значительно точнее восстановить изменения доминантной частоты, как по абсолютным значениям, так и по относительным изменениям, представленным в таблице 4.

Оценка ошибок восстановления значений доминантной частоты

	Ccor	MAPE	MAE	RMSE
HD	0.91	0.07	2.52	3.81
CWT	0.78	0.26	5.93	8.75
STFT	0.59	0.92	7.79	9.87

Следующим шагом является описание функции изменения частот после достижения доминантного значения. Кривая спада была описана с помощью линейной регрессии (Рисунок 13). Для выбранной функции эмпирически были определены границы - значение доминантной частоты и последующий отступ вдоль оси абсцисс на 20 Гц. Принцип выбора границ сохраняется для каждого отсчета времени. Рассмотренный подход позволяет наиболее точно описать тренд изменения энергии в зависимости от частоты – параметр затухания (α).

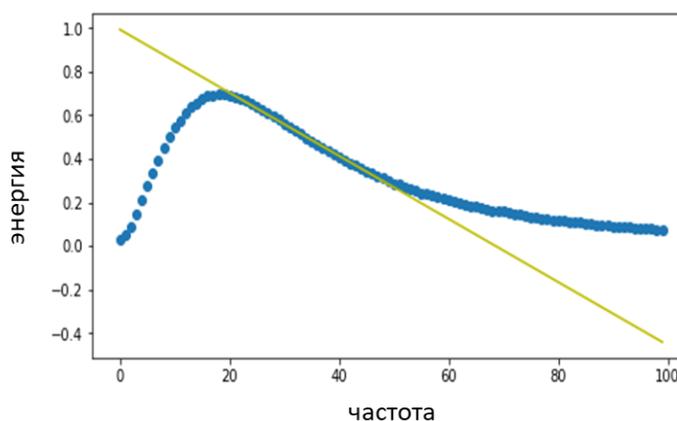


Рисунок 13 Пример линейной аппроксимации динамического спектра сейсмической трассы линейной моделью

При описании трассы доминантных частот для каждого момента времени была определена доминантная частота. Но следует учитывать тот факт, что размер массива не является изометричным - количеству значений частот не соответствует количество отсчетов по времени. В исследовании приведен массив данных, включающий 100 целочисленных значений частот от 1 до 100 Гц и 300 отсчетов по времени. Описанная ситуация наиболее явно отображает реальное распределение амплитудно-частотных характеристик, и как следствие может быть использована уже на модельных данных. При подобном подходе к анализу данных возникает необходимость провести ряд интерполяционных преобразований.

Задача интерполяционных преобразований заключается в приведении массива к желаемому размеру, в рассматриваемом случае – к изометричному, с целью корректного описания функции изменения кривой доминантных частот. В таком случае кривая спада или параметр затухания при использовании интерполяционной модели будет иметь более изрезанный вид, исключая всплески, которые возникают при описании тренда спада вдоль реальных значений по причине недостаточного количества или разрешенности данных. Сравнение интерполяционной и целочисленной моделей приведены на рисунке 14.

Описанный алгоритм расчета атрибутов доминантных частот и параметра затухания α реализован в виде python-кода и представлен на рисунке 15.

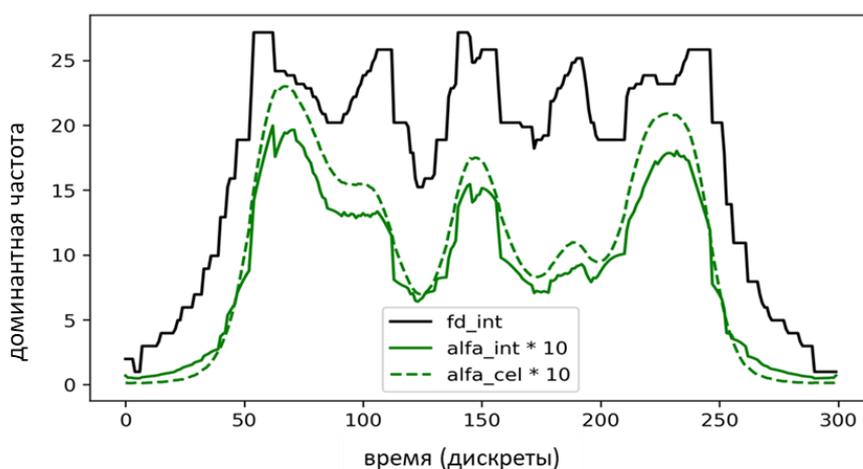


Рисунок 14 Распределение значений доминантной частоты и параметра затухания вдоль модельной трассы. Черная кривая – значения доминантных частот, зеленая пунктирная – значения параметра затухания, рассчитанные с использованием исходной модели, зеленая сплошная – с использованием интерполированной модели

```
In [ ]: #создаем атрибуты
tr_df = np.zeros(hd_tr.shape[1]) #трасса доминантных частот
tr_alfa = np.zeros(hd_tr.shape[1]) #трасса параметра затухания

#используем интерполированную (дробную) модель
fr = np.arange(hd_tr.shape[0]) #частоты
for i in range(hd_tr.shape[1]):
    q=hd_tr[:,i] #значения энергии
    fr_int=np.linspace(0,151,300) #частоты с промежуточными значениями
    q_int=np.interp(fr_int,fr,q) #значения энергия с промежуточными значениями

    tr_df[i] = fr_int[np.argmax(q_int)]

    pf_alfa_tr=np.polyfit(fr_int[np.argmax(q_int):np.argmax(q_int)+N],
                        q_int[np.argmax(q_int):np.argmax(q_int)+N],1)
    coef_alfa_tr=np.poly1d(pf_alfa_tr)
    tr_alfa[i]=coef_alfa_tr[0]
```

Рисунок 15 Пример python-кода для расчета частотных атрибутов

В дальнейшем информация о спектральном составе может быть использована при геологическом анализе, например, оценка затухания энергии может являться косвенным инструментом оценки насыщения горных пород [9]. Следующим этапом исследования является переход от модельных данных к реальным.

3 ТЕСТИРОВАНИЕ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Для изучения предложенного инструмента необходимо произвести тестирование на реальных кейсах. В данной главе будут рассмотрены 3 примера месторождений, характеризующихся различными геологическими предпосылками формирования залежи, условиями осадконакопления.

3.1 Месторождение Еты-Пуровское

3.1.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования

Нефтегазоконденсатное Еты-Пуровское месторождение располагается в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Надым-Пуровской НГО. Характерной особенностью данного месторождения является массивная газовая залежь.

Разрывные нарушения в пределах Еты-Пуровского месторождения отчетливо выражены на волновой картине и подтверждаются данными бурения. Основная часть залежей УВ в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях приурочена к литологически и тектонически экранированным ловушкам. Разломы проникают в осадочный чехол на различную стратиграфическую высоту и осложняют залежи УВ, формирует блоковую структуру месторождения [16].

Проведенные на месторождении сейсмические исследования МОГТ 3Д позволили уточнить геометрию тектонических нарушений, в том числе контролирующих положение межфлюидных контактов. Сейсмический образ сдвиговых дислокаций представляет собой оперяющие кулисы сдвигов фундамента и в поперечном сечении образуют систему субпараллельных, сходящихся к основанию разломов (Рисунок 16).

Длительное время на изучаемой территории не было ловушек, которые могли бы обеспечить накопление объема нефти, соответствующего современному месторождению. Ловушка образовалась к концу сеноманского времени и в ней сформировалась газовая залежь. В следствие неотектонических подвижек антиклинальная структура наклонилась в восточном направлении и приобрела вид структурной террасы. В западном и северо-западном направлении произошла миграция

углеводородов. Горизонтальные сдвиги фундамента привели к дроблению залежей на блоки. В результате сформировалась современная модель Еты-Пуровского месторождения [17].

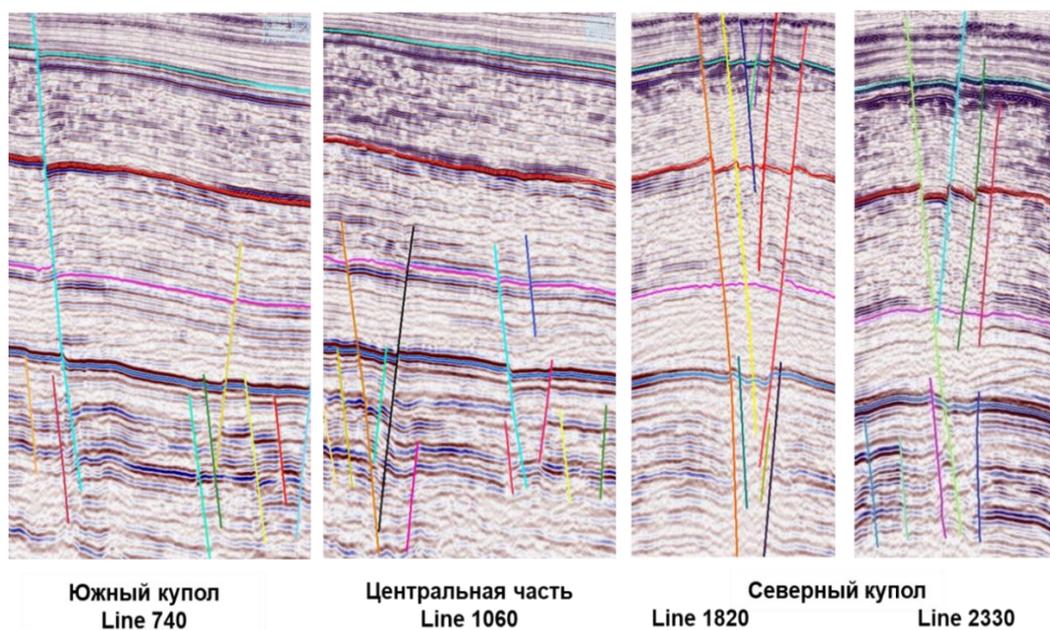


Рисунок 16 Различные системы разрывных нарушений по данным 3D сейсморазведки

3.1.2 Тестирование алгоритма

Для тестирования было выбрано единичное сечение 3D куба – line 17, в пределах которого были выполнены основные преобразования. Данное сечение (line 17) наиболее полно описывает сейсмическую картину шапки газовой залежи.

На сейсмическом разрезе отчетливо проявляются характерные амплитудные аномалии. В верхней части фрагмента аномалия типа «яркого» пятна соответствует кровле отложений одного из продуктивных пластов. В нижней части записи отчетливо выделяется положительной фазой аномалия типа «плоского» пятна, что является свидетельством наличия в данном интервале контакта ГВК (Рисунок 17).

При оценке динамического спектра сигнала особую роль играет характер распределения амплитуд. Энергия может быть описана полным квадратом числа значений амплитуды. Из чего следует, что тестирование параметра α на данном примере является первоочередным решением в виду наличия характерных амплитудных аномалий, связанных с различием в насыщениях [12]. Тестирование алгоритма на примере Еты-Пуровского месторождения является качественным подходом к анализу применимости метода при интерпретации данных СРР.

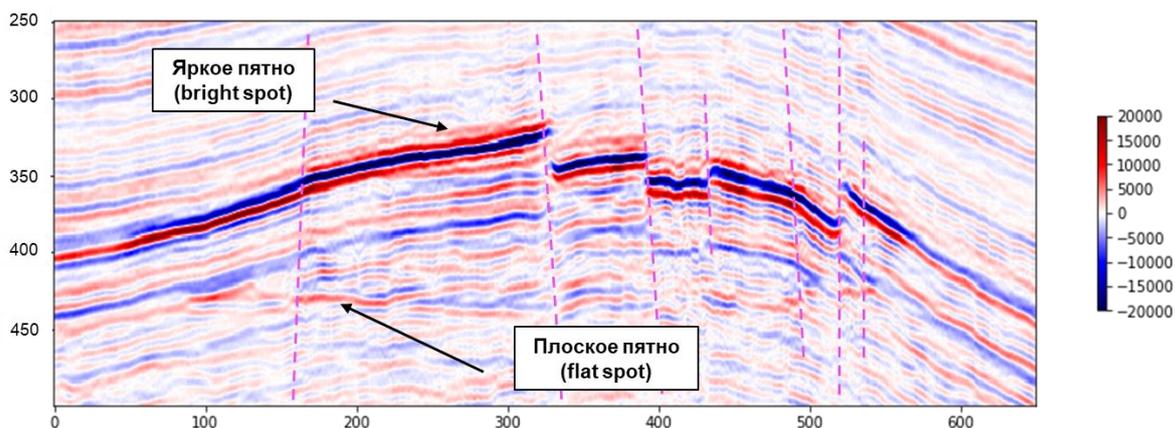


Рисунок 17 Фрагмент временного разреза в пределах line 17

Тестирование выполнялось с помощью алгоритма, реализованного в 2D-варианте, на вход было подано сечение line 17. В результате были рассчитаны следующие атрибуты: «Доминантные частоты» и «Параметр alfa» (Рисунок 18).

Аномалия типа «яркого» пятна также отчетливо проявляется на тестируемом атрибуте и характеризуется максимальными значениями. В целом атрибут подчеркивает амплитудные особенности разреза, а также разрывные нарушения, которые выступают тектоническими экранами в пределах отдельных блоков залежи.

Для приведенных атрибутов (Рисунок 18 В, С) в интервале разреза под газовой шапкой (450 мс и ниже) отмечается характерная низко-частотная «тень». В условиях реальной геологической среды сейсмический сигнал теряет энергию высоких частот вследствие неупругих процессов. В рассматриваемом примере подобный эффект достигается за счет поглощения высоких частотных компонент газонасыщенным интервалом и соответствует понижению значений доминантных частот под газовой залежью. Параметр затухания, описывающий необратимую потерю энергии от добротности и поглощающих свойств среды, наследует приведенную закономерность. Повышенные значения атрибута alfa указывают на область с более выраженным частотно-зависимым поглощением энергии. Рассматриваемый инструмент позволяет однозначно выделить газонасыщенный интервал разреза.

Анализ характера изменения энергии по частотам позволяет сделать вывод о перспективности данного участка с целью поиска залежи УВ. Данный алгоритм отображает основные структурные объекты и динамические неоднородности в интервале разреза, в следствие чего может быть применим на дальнейших этапах тестирования с применением количественной и комплексной оценок различных параметров.

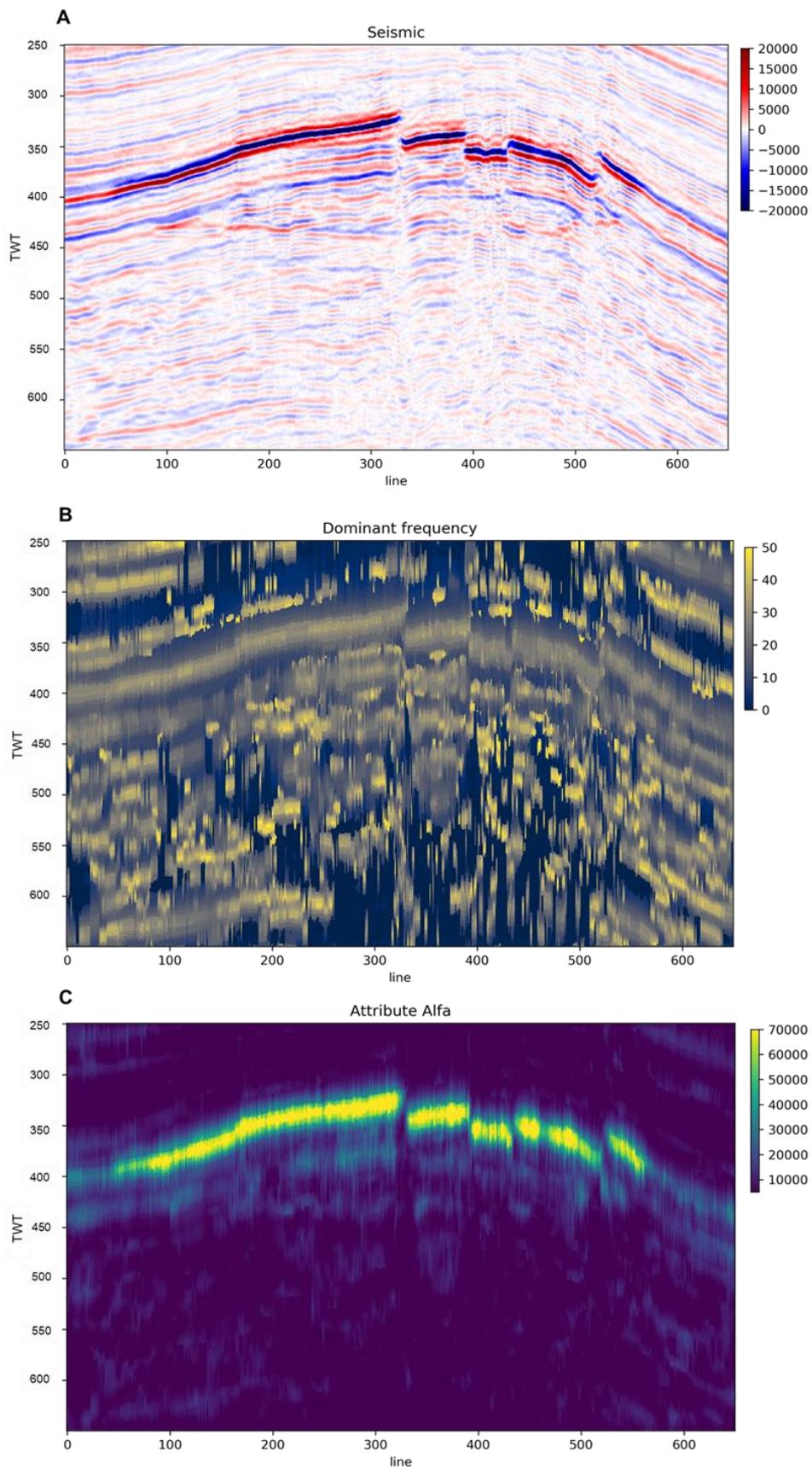


Рисунок 18 Сечение line 17 A – исходный временной разрез; B – атрибут доминантных частот; C – атрибут параметра alfa

3.2 Верхнесалымское месторождение

3.2.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования

Верхнесалымское месторождение в административном отношении находится в южной части Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 140 км к юго-западу от г. Нефтеюганска. Верхнесалымское месторождение находится на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Салымского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области.

Месторождение является сложным объектом с точки зрения особенностей осадконакопления. Часть залежей приурочены к врезанным речным долинам, пластовые залежи осложнены зонами литологического замещения.

В настоящей работе рассмотрен интервал пластов в пределах черкашинской свиты: AC_{10} , AC_{11}^1 , AC_{11}^2 , AC_{11}^3 . Породы-коллекторы, с которыми связана нефтеносность резервуара, приурочены к группе покровных пластов AC_{10-12} . Этот резервуар в верхней части разреза неокомского комплекса наиболее богат нефтью. Покрышкой является приобская пачка глин, обладающая надежными изоляционными свойствами, а подошвой - глины пимской пачки, туглеймской и баженовской свит.

Отложения пласта AC_{11}^2 черкашинской свиты являются одним из основных продуктивных объектов неокомского нефтегазоносного комплекса на месторождении, общая мощность коллектора варьирует от 0 м до 32 м. Залежи данного пласта сконцентрированы преимущественно в ловушках, образованных в процессе врезания речных долин (AC_{11}^{2a}) в отложения дельтового комплекса ($AC_{11}^{2б}$) (рисунок 19).

Границы залежи были уточнены с учетом новых данных сейсморазведочных работ 3D. Аллювиальные отложения резервуара сформированы в пределах пояса меандрирования в процессе боковой аккреции песков. Для этого интервала характерен резкий нижний контакт с подстилающими породами и постепенное уменьшение размера зерен вверх по разрезу [18].

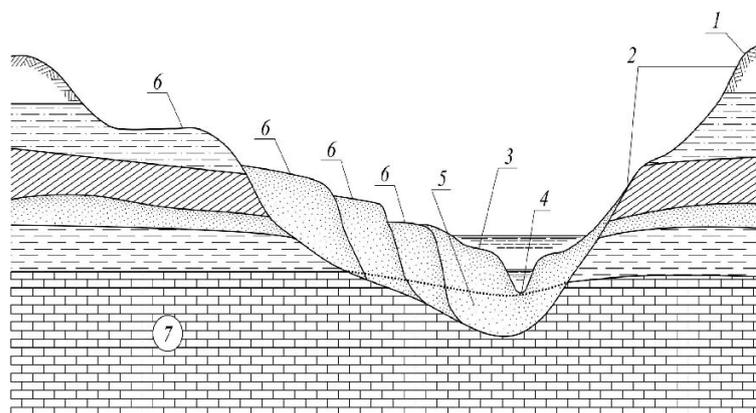


Рисунок 19 Поперечный разрез речной долины: 1 – бровка долины; 2 – склон долины; 3 – пойма; 4 – меженное русло; 5 – наносимый материал – аллювий; 6 – террасы; 7 – подошва аллювия

Достаточно уверенно на картах сейсмических атрибутов фиксируются меандры русел в интервале отложений пласта AC_{11}^2 (рисунки 20, 21). При этом залежи нефти локализованы в песчаных отложениях речной долины. Эффективные и нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются в пределах от 1,2 м до 21,1 м.

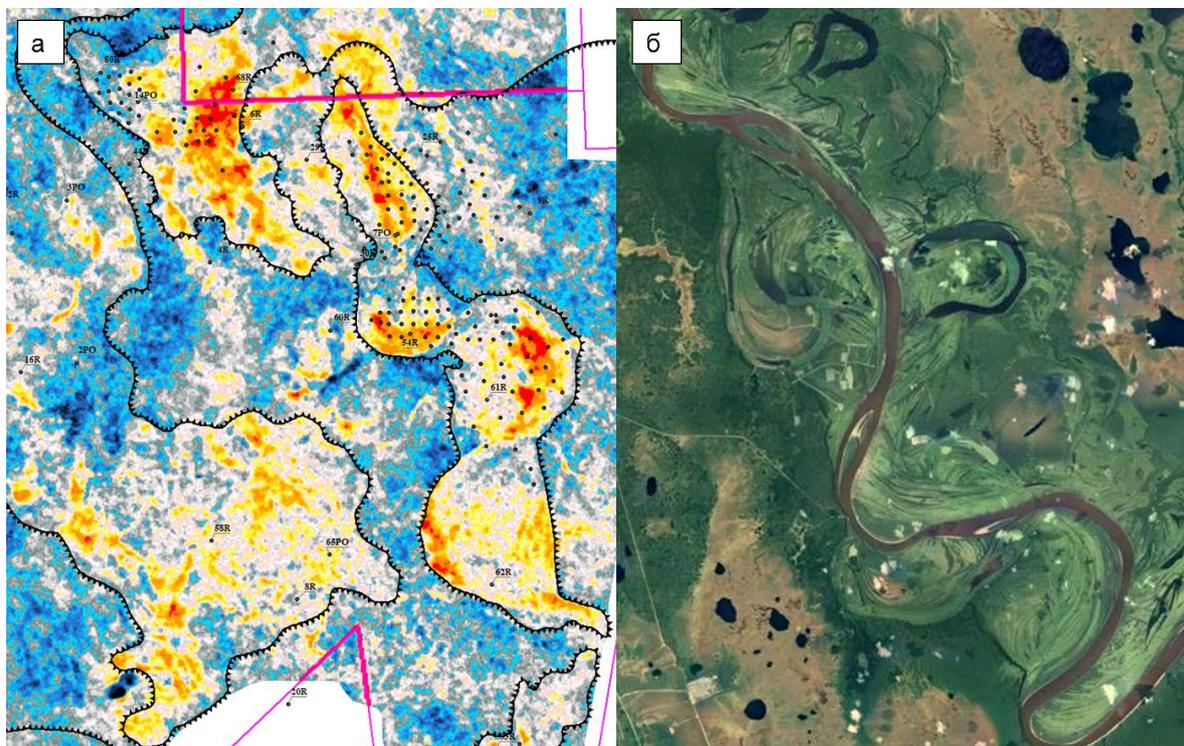


Рисунок 20 Палеорусла на карте сейсмического атрибута и их современные аналоги: а) акустический импеданс в интервале пласта AC_{11}^2 , б) космоснимок современного речного русла и речной долины р. Иртыш (поворот на 90°)

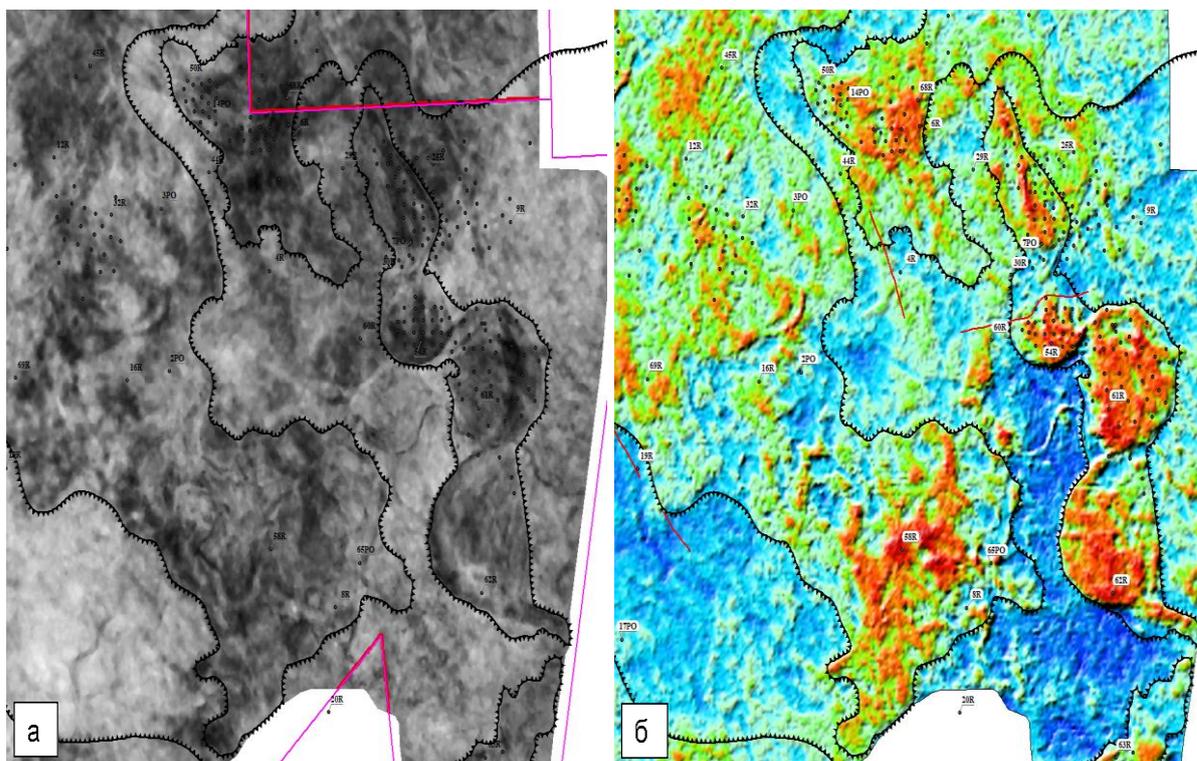


Рисунок 21 Сейсмофациальная и атрибутная характеристика пласта AC_{11}^2 Верхнесалымского ЛУ: а) суммарная положительная амплитуда в интервале пласта, б) относительный акустический импеданс в интервале пласта

3.2.2 Тестирование алгоритма

Для тестирования был выбран сейсмический куб, расположенный в пределах пояса меандрирования речной системы, приуроченного к пластам черкашинской свиты: AC_{10} , AC_{11}^1 , AC_{11}^2 , AC_{11}^3 . Как уже было отмечено ранее, данные геологические объекты (меандры) отчетливо выделяются на рассчитанных атрибутах амплитуда в интервале пластов черкашинской свиты.

Разрез в пределах рассматриваемого месторождения является терригенным, показатели пористости и проницаемости имеют высокие значения. На карте амплитудного смешивания, представленной на рисунке 22, отчетливо прослеживается меандрирующее русло. Исходя из анализа эффективных и нефтенасыщенных толщин, наблюдается следующая зависимость: скважины, располагающиеся в пределах барового комплекса, характеризуются повышенными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, за его пределами – пониженными.

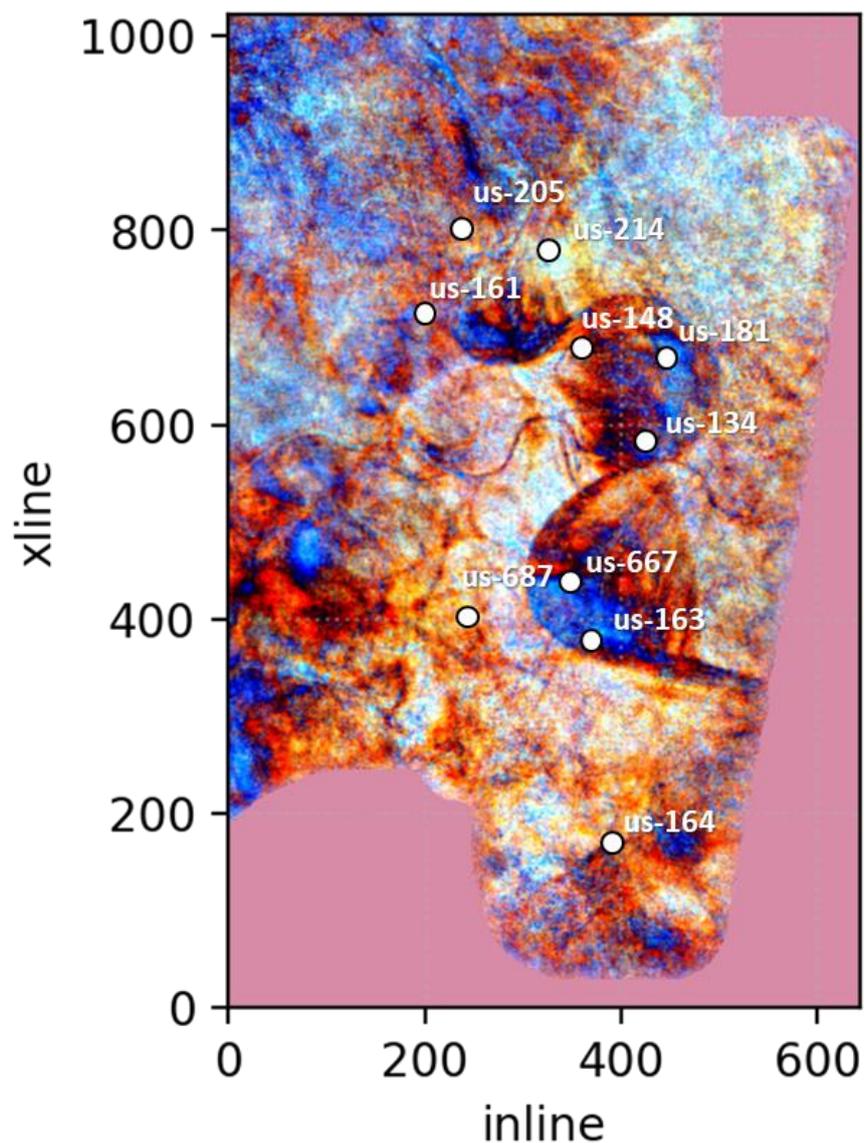


Рисунок 22 Карта амплитудного смешивание с обозначением выбранных для анализа скважин

Для оптимизации скорости расчетов при тестировании алгоритма за основу был взят куб сейсмических данных в интервале 1750-1900мс, а также выбраны 10 скважин в пределах двух областей – внутри барового тела и за его пределами (рисунок 22). Из исходного куба для каждой скважины вдоль ствола была извлечена сейсмическая трасса, которая впоследствии подавалась на вход алгоритма.

Рассматриваемый пример является наглядным подтверждением целесообразности использования оптимизационного подхода для решения задачи восстановления сейсмической трассы. Использование данной методики позволяет наиболее точно восстановить сигнал (Рисунок 23А).

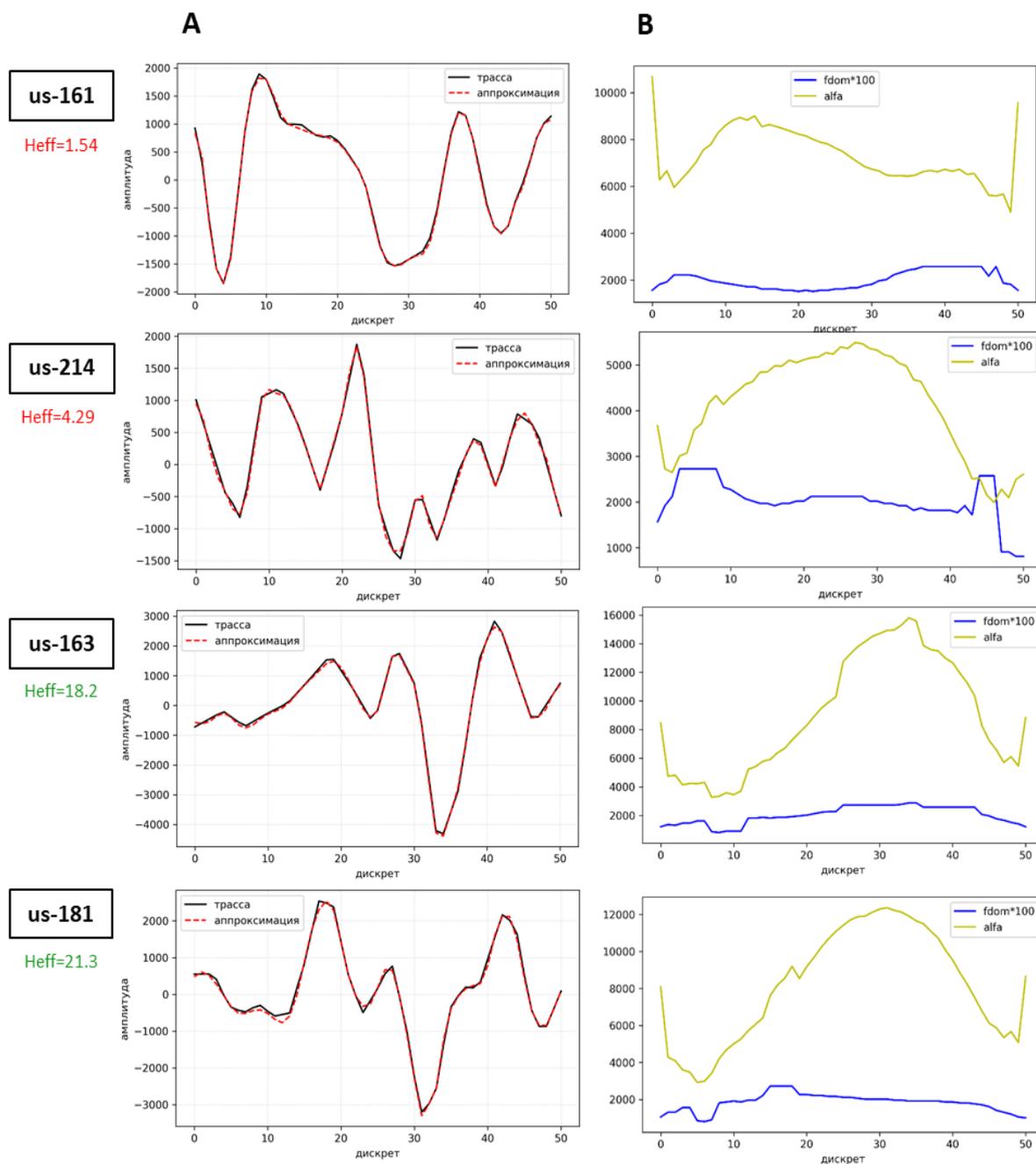


Рисунок 23 А- Результат восстановления сейсмической трассы; В- график кривых доминантных частот и параметра alfa

На рисунке 23В синим цветом показана кривая распределения доминантных частот, желтым - исследуемый параметр затухания. Следует отметить, что для скважин, попадающих в баровое тело, значения доминантных частот в среднем не превышают 20 Гц, а значения параметра затухания имеют повышенные значения (более 6000). Для скважин, не приуроченных к области распространения речной системы, ситуация отличная. Для наглядного представления описанная закономерность отображена на рисунке 24.

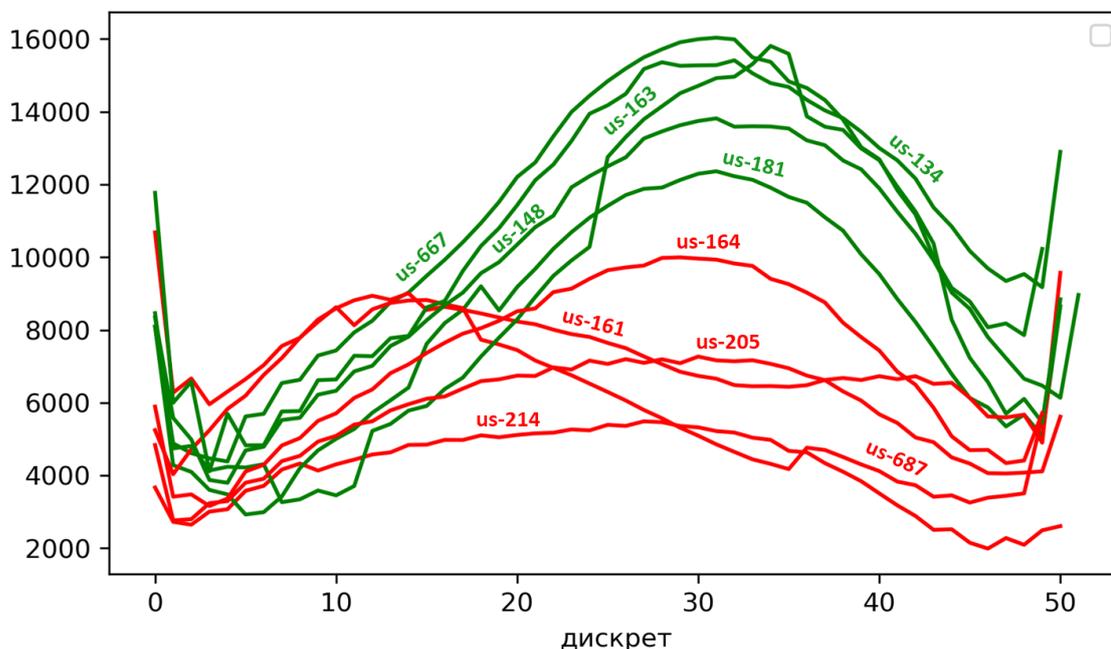


Рисунок 24 - Сопоставление кривых параметра alfa для рассматриваемых скважин:
 зелёный цвет – повышенные значения N_{eff} , красный – пониженные

В таблице 5 приведена сводная таблица исследуемых параметров. Была произведена оценка зависимости эффективных толщин от параметра затухания для выбранных 10 скважин (Рисунок 25). Параметр затухания оценивался как максимальное значение одноименного атрибута в интервале соответствующего пласта. Интервал пласта в целом не превышает 10 мс, шаг дискретизации данных 2 мс.

Таблица 5

Результат сопоставления значений эффективных толщин (N_{eff}) и параметра alfa для целевого интервала разреза на примере 10 скважин

Wells	us-687	us-205	us-161	us-164	us-214
N_{eff} , м	0.36	0.84	1.54	1.56	4.29
Alfa	8 824	7 268	9 008	9 995	5 488

Wells	us-148	us-163	us-134	us-667	us-181
N_{eff} , м	13.91	18.2	18.78	19.78	21.29
Alfa	13 816	15 807	15 411	16 032	12 362

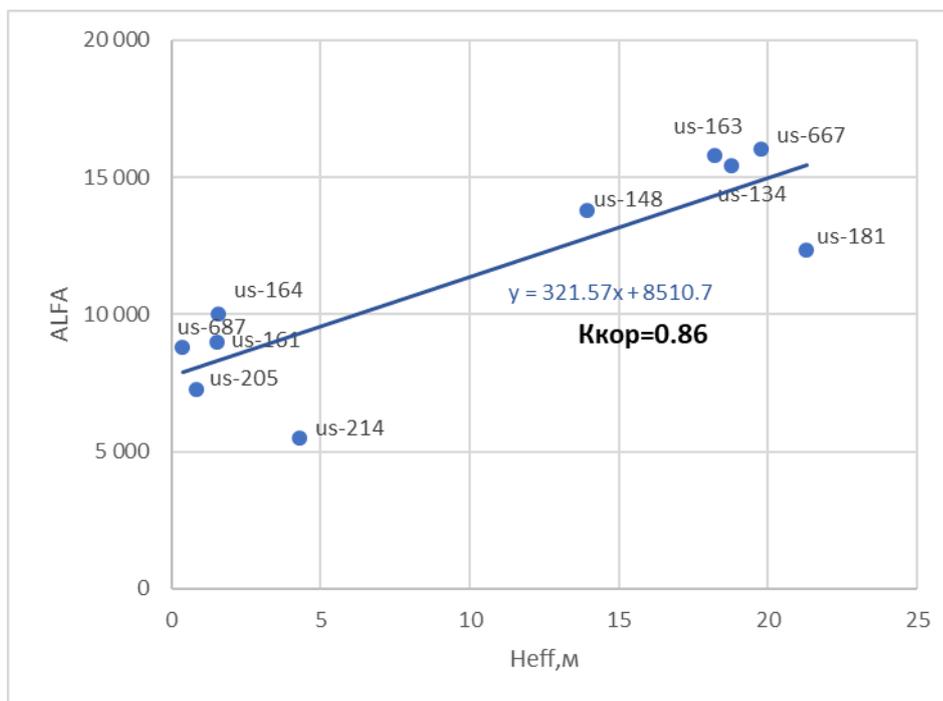


Рисунок 25 Кросс-плот зависимости значений эффективных толщин (Heff) от параметра alpha для целевого интервала разреза

Для данной выборки скважин отмечается отчетливое разделение значений в поле параметра затухания (alpha). Подобная тенденция в характере изменения доминантных частот и параметра затухания сохраняется при анализе других скважин. Тем не менее необходимо обладать информацией о пороговом значении параметра alpha для осуществления прогноза и отделения благоприятных для освоения областей от рискованных.

Высокий коэффициент корреляции и разделение кривых параметра alpha позволяет сделать предположение о возможности применения описываемого параметра в качестве прогнозного для данного района исследования. Для проверки данной гипотезы было принято решение увеличить выборку скважин и оценить характер зависимости эффективных толщин и параметра поглощения (alpha) для большей части скважинного фонда, в пределах границы сейморазведочных работ.

Увеличенная выборка включает 163 скважины. Для каждой из скважин определено значение эффективных толщин, в плане точечные данные соответствуют точке пересечения кровли пласта-коллектора. Для каждой точки были определены 4 ближайшие соседние трассы, далее с помощью метода взвешенного суммирования рассчитана единичная трасса. Подобный подход может быть применим ввиду относительно небольшого наклона ствола в интервале пласта для наклонно-направленных скважин и отсутствия резких изменений по латерали для горизонтальных

скважин. Следующим шагом стало объединение полученных трасс для каждой точки скважин в единый массив - «псевдоразрез» (Рисунок 26).

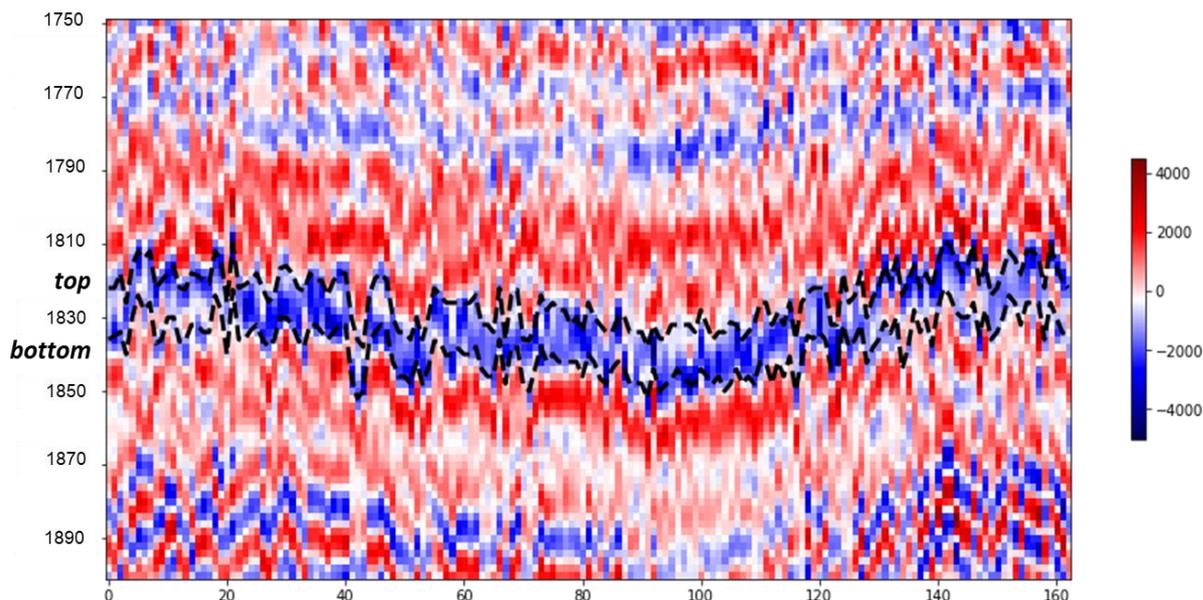


Рисунок 26 Объединенные в один массив трассы в точках скважин («псевдоразрез»), черным цветом отмечены положения кровли и подошвы пласта

Для каждой трассы в точке скважины также были определены в мс значения горизонтов, отождествляемых с кровлей и подошвой пласта.

На вход подавался файл интерпретации 3D, где геометрия горизонта задана inline и crossline. Затем файл интерпретации преобразовывался, и каждому значению времени были присвоены координаты. Для того, чтобы отобразить горизонт на псевдоразрезе, необходимо обладать информацией - какому значению времени соответствует данный горизонт в конкретной точке (скважине). Значения горизонтов были рассчитаны аналогичным образом – методом взвешенного суммирования. Таким образом были получены 2 набора точек, соответствующих значениям времени для горизонтов (Рисунок 26).

Полученный «псевдоразрез» подавался на вход алгоритма расчета атрибута *alfa*. В рамках исследования были также получены стандартные атрибуты – RMS-амплитуд, мгновенной фазы, огибающая, доминантная частота (Рисунок 27) На атрибуте доминантных частот, аналогично примеру с Еты-Пуровским месторождением, прослеживается низкочастотная «тень», которая является косвенным признаком насыщения интервала пласта углеводородами.

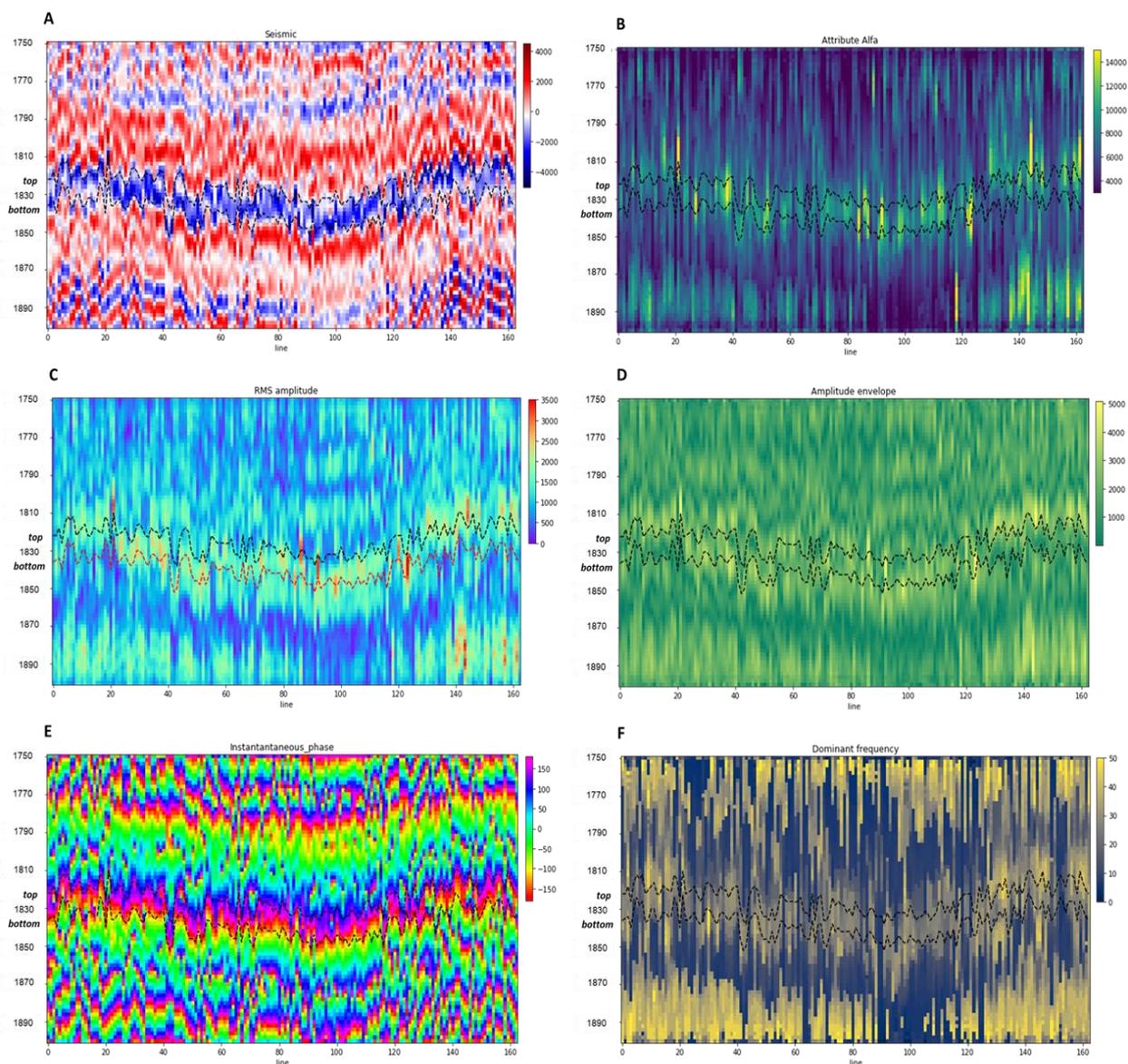


Рисунок 27 Атрибутный анализ: А – исходные сейсмические данные, В – параметр затухания (alfa), С – RMS амплитуды, D – огибающая, Е – мгновенная фаза, F – доминантная частота

Для каждого преобразованного разреза были извлечены соответствующие средние значения атрибута в интервале пласта. Для параметра alfa была оценена взаимная корреляция со стандартными атрибутами и со значениями эффективных толщин. Для стандартных атрибутов также была найдена зависимость от эффективных толщин. Результаты анализа отображены в таблице 6.

Для 4 стандартных атрибутов и 1 исследуемого – параметра (alfa) производилась оценка взаимной корреляции атрибутов между собой и со значениями эффективных толщин, результаты отображены в таблице 6.

Корреляционные связи между атрибутами и эффективными толщинами

	Alfa	RMS	Envelope	Inst_ph	Dom_freq
Alfa	1.00	0.73	0.70	0.09	0.49
Heff	0.40	0.53	0.54	0.05	0.07

Низкие значения коэффициентов корреляции эффективных толщин с атрибутами вероятнее всего обусловлены большой выборкой данных и высокой дисперсией точек на кросс-плоте. Кроме того, необходимо обладать информацией о расположении скважин и их геологической приуроченности к тому или иному объекту.

Отобразим выборку из 163 точек на карте амплитудного смешивания (Рисунок 28). Разделим скважинные данные на 2 класса: точки, находящиеся в пределах меандрирующего пояса (желтый цвет) и вне (зеленый).

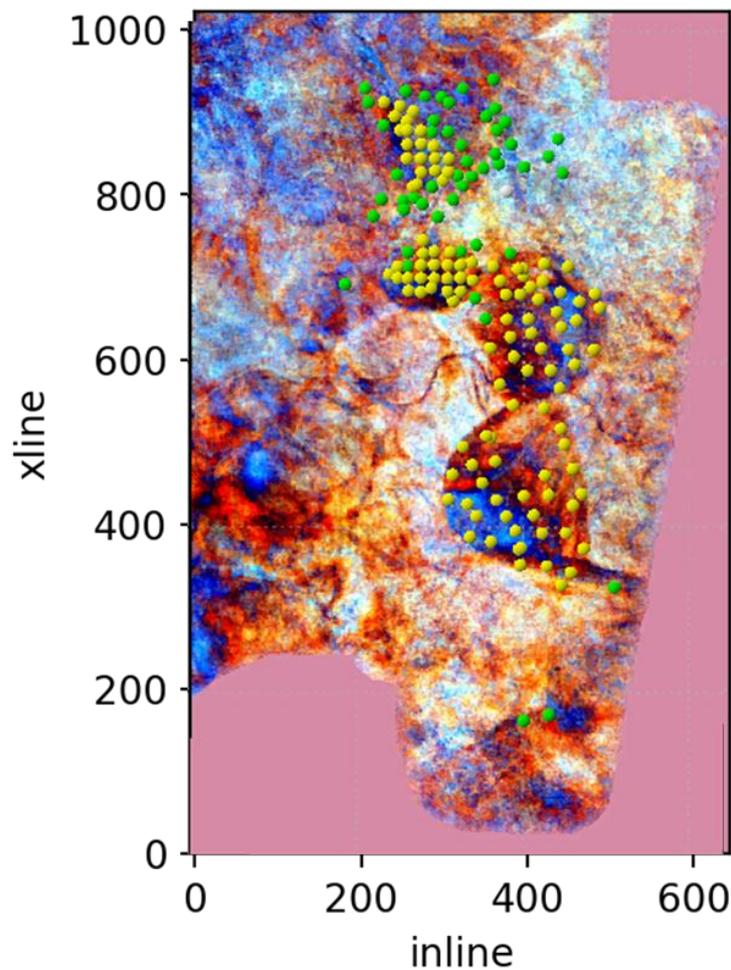


Рисунок 28 Карта амплитудного смешивания в интервале коллектора с обозначением скважин

Рассмотрим кросс-плот параметр затухания (α) – эффективные толщины (Рисунок 29). Для скважин, попадающих в пояс меандрирования речной системы, отмечаются повышенные значения эффективных толщин (более 10 м), в то же время пониженными значениями характеризуются скважины, расположенные на периферии или за пределами барового комплекса. По оси прогнозируемого параметра (H_{eff}) довольно уверенно можно провести отсечку, отделяющую одну область от другой. Параметр поглощения (α) не позволяет произвести разделение, как видно из графика, пониженным значениям α могут соответствовать, как благоприятные, так и неблагоприятные районы развития коллектора. Наблюдается сложная зависимость эффективных толщин от исследуемого параметра затухания, в следствие чего применение атрибута α в качестве прогнозного параметра затруднительно.

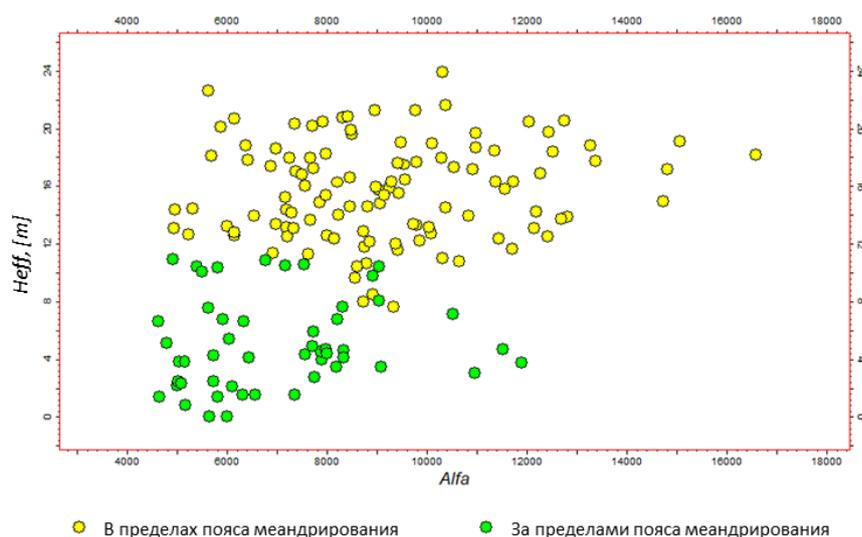


Рисунок 29 Зависимость параметра поглощения (α) и эффективных толщин (H_{eff})

Рассмотренный пример показывает возможность применения тестируемого параметра затухания на качественном уровне. Количественный прогноз невозможен ввиду обширной области перекрытия зон распространения коллекторов с различными условиями осадконакопления в поле исследования. Кроме этого необходимо отметить, что исследуемый параметр затухания характеризуется не максимальной корреляцией с эффективными толщинами пласта. Анализ сравнения атрибутов между собой (таблица б) показывает, что наибольший коэффициент корреляции приурочен к огибающей сигнала.

3.3 Нижне-Лугинецкое и Западно-Лугинецкое месторождения

3.3.1 Геолого-геофизическая характеристика района исследования

В административном отношении изучаемые месторождения располагаются в Парабельском районе Томской области, в пределах Пудинского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО) и Нюрольско-Колтогорского НГР Каймысовской НГО. Перспективными нефтеносными объектами выступают отложения верхне-юрского комплекса. Нижне-Лугинецкое и Западно-Лугинецкое месторождения расположены в пределах единой съемки МОГТ 3Д.

Келловей-волжский комплекс является основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири и включает группу песчаных пластов васюганской свиты. Именно с этим комплексом связана нефтегазоносность Западно-Лугинецкого и Нижне-Лугинецкого месторождений. На Западно-Лугинецком месторождении нефтяные залежи открыты в пластах Ю1-1, Ю1-2, Ю1-М, газовые залежи приурочены к пластам Ю1-3 и Ю1-4.

Основным целевым объектом с хорошими коллекторскими свойствами является пласт Ю1-1. Согласно геолого-промысловым материалам пласт Ю1-1 формировался в условиях дельтовой равнины изолированного побережья. Эффективные толщины меняются по площади от 0 до 23,85 м. Значения пористости в скважинах варьируют от 9 до 20 %. В настоящий момент для данных месторождений не найдено эффективного инструмента прогноза, который имел бы подтверждение данными бурения. Атрибутный анализ не позволяет получить устойчивые корреляционные зависимости с прогнозируемыми параметрами.

3.3.2 Тестирование алгоритма

Для Западно-Лугинецкого и Нижне-Лугинецкого месторождений с целью поиска прогнозного инструмента был протестирован параметр затухания (α). На рисунке 30 для двух скважин 378R и 80R Западно-Лугинецкого месторождения представлены результаты сопоставления РИГИС с восстановленной сейсмической трассой вдоль ствола скважины и рассчитанным параметром затухания (α). Для скважины 80R пласт Ю1-1 по РИГИС представлен неколлектором, для скважины 378R пласт Ю1-1 описывается нефтяным насыщением. Для приведенных скважин также

отмечается зависимость - для нефтенасыщенного интервала пласта Ю1-1 характерны повышенные значения (более 10000 единиц) параметра затухания.

Целевой объект – пласт Ю1-1 в пределах двух месторождений обладает небольшой мощностью (ниже разрешающей способности сейсморазведки). Границы тел, выделяемые по сейсмическим атрибутам, не могут быть дифференцированы по вертикали по пластам внутри васюганской свиты. Достоверность прогноза в рамках атрибутного анализа также существенно снижается за счет интерференции песчаных тел [7]. Учитывая неопределенность, обусловленную ограниченностью метода, для решения задачи построения прогноза был рассмотрен пласт Ю1-1 отдельно и в целом пласт Ю1 васюганской свиты.

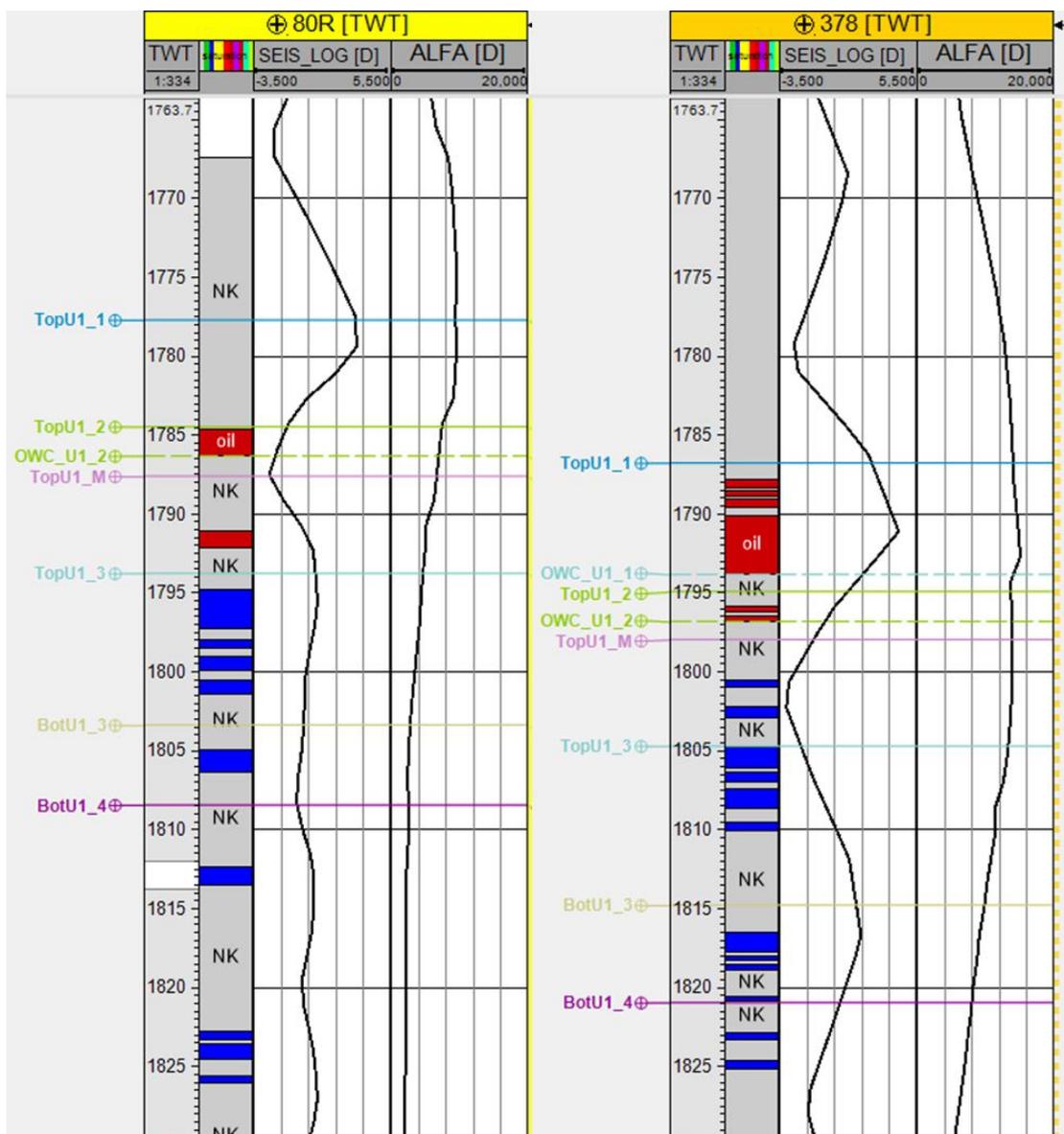


Рисунок 30 Планшеты по скважинам 80R и 379R с отображением (справа налево) РИГИС, восстановленной сейсмической трассы, кривой параметра затухания (alfa)

Отдельно для каждого месторождения и для двух месторождений в целом был произведен анализ корреляционных зависимостей таких параметров как, эффективные толщины (H_{eff}) и песчанистость (NTG), от параметра затухания (Табл 7). Для данных месторождений характерны низкие корреляционные зависимости прогнозируемых параметров от атрибутов.

Таблица 7

Сводная таблица прогнозируемых параметров пластов Ю1-1 и Ю1 для Западно-Лугинецкого и Нижне-Лугинецкого месторождений по отдельности и в целом от параметра затухания (α)

	Heff U1-1	Heff U1	NGT U1-1	NGT U1
Alfa(ЗЛМ)	-0.43	-0.02	-0.45	0.03
Alfa(НЛМ)	-0.43	-0.23	-0.35	-0.22
Alfa(ЗЛМ+НЛМ)	-0.37	0.23	-0.36	-0.17

С целью повышения прогнозной способности атрибутивного анализа был использован мультирегрессионный подход, заключающийся в комплексировании нескольких атрибутов. В качестве основного выбран параметр затухания, для которого характерен коэффициент корреляции ($K_{кор}$) = 0.37 с эффективными толщинами Нижне-Лугинецкого и Западно-Лугинецкого месторождений. На исследуемых месторождениях прогнозную силу имеет параметр временных толщин (DT) в интервале Ю1-1 – Ю1-3, коэффициент корреляции ($K_{кор}$) с эффективными толщинами пласта Ю1-1 составляет 0.53. В то же время параметр временных толщин (DT) и параметр затухания (α) характеризуются различной физической природой и $K_{кор}$ = 0.59. Невысокие зависимости атрибутов (<0.7) между собой позволяют выдвинуть следующее предположение: в результате комплексирования и последующего расчета нового атрибута увеличивается вероятность получения дополнительной полезной информации и повышения прогнозной способности. Схема мультирегрессионного подхода для построения прогноза пласта Ю1-1 Западно-Лугинецкого и Нижне-Лугинецкого месторождений представлена на рисунке 31.

Мультирегрессионный подход построения прогнозной карты для исследуемых м-ий

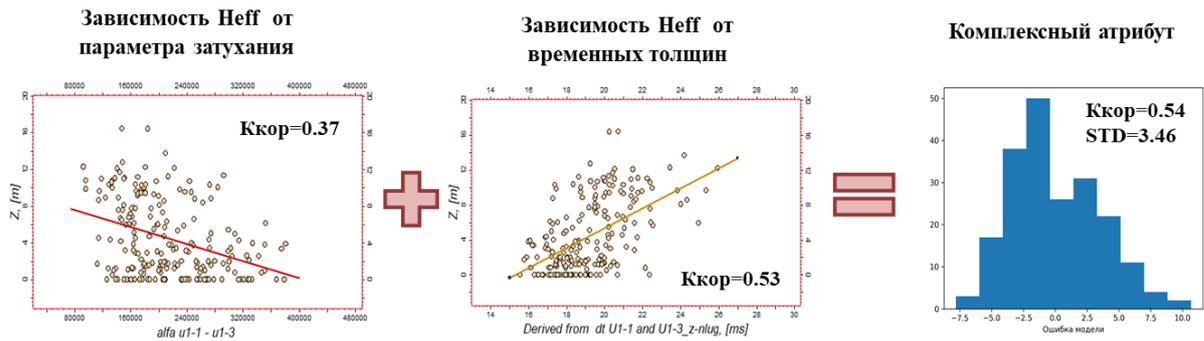


Рисунок 31 Схема мультирегрессионного подхода для построения обобщенного прогноза пласта Ю1-1 Западно-Лугинецкого и Нижне-Лугинецкого месторождений

Совместный анализ атрибутов не привнес дополнительной информации, корреляционная зависимость осталась практически неизменной и составляет 0.54. Параметр затухания (α) для данной группы месторождений может быть использован как самостоятельный атрибут на качественном уровне. Полученный результат может быть обусловлен расположением скважин в пределах различных фациальных единиц - поймы, каналы, русла, дельтовые протоки и внутрирусловые отмели. Для каждой группы фаций на исследуемых месторождениях характерна различная частота интервалов значений распределения толщин [7]. Рассмотренный подход к прогнозу свойств пласта Ю1-1 на Западно-Лугинецком и Нижне-Лугинецком месторождениях требует дальнейшего изучения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе изложены теоретические основы методов спектрального анализа волнового поля. На модельных данных выявлена и доказана целесообразность использования оптимизационных подходов спектральной декомпозиции при решении задачи восстановления истинного спектра волнового поля. По сравнению со стандартными подходами – оконным преобразованием Фурье и вейвлет-преобразованием данная методика обеспечивает большую локализацию сигнала как во временной, так и в частотной областях. Данный тезис подтверждается результатами изучения модельных трасс – в ходе сопоставления работы различных алгоритмов спектральной декомпозиции доказано, что использование оптимизационного подхода позволяет получить наиболее точное восстановление спектра волнового поля. Вейвлет-преобразование и оконное преобразование Фурье характеризуются искажениями, связанными с интерференцией сигналов. Данное обстоятельство позволяет использовать указанные методы для картирования тонких геологических объектов, но приводит к ошибкам при решении задачи восстановления истинного спектра.

В рамках исследования показано, что для корректного восстановления спектра трассы необходимо обладать информацией о фазовой характеристике входного сигнала, в случае отсутствия – данные следует привести к нуль-фазовому виду. Наличие фазового поворота приводит к увеличению ошибки восстановления спектра, максимальная погрешность наблюдается при фазовом повороте 90 градусов.

Ключевым выводом проведенного исследования является тезис о том, что информация о реальном распределении энергии по частотам может быть использована для получения новых атрибутов, связанных с анализом изменения спектра сейсмической трассы. В работе рассмотрены два частотных атрибута: доминантная частота и параметр затухания. Анализ доминантных частот является одним из распространенных инструментов динамического анализа. При использовании спектральной информации, полученной в результате применения оптимизационного подхода, отмечается более точное восстановление кривой изменения доминантных частот. Параметр затухания описывает линейную функцию изменения частот после достижения доминантного значения. Полученная информация о спектральном составе может быть использована на дальнейших этапах геологической интерпретации.

Тестирование алгоритма выполнено на основе реальных сейсмических данных: Еты-Пуровской массивной газовой залежи, Верхне-Салымского нефтяного

месторождения и Западно-Лугинецкого, Нижне-Лугинецкого нефтяных месторождений. В пределах Еты-Пуровского месторождения частотные атрибуты подчеркивают основные амплитудные особенности, тектонические нарушения и позволяют более явно выделить газонасыщенный интервал разреза. Для двух последующих примеров параметр затухания рассматривался как инструмент прогноза. Для практических примеров не удалось установить устойчивые корреляционные зависимости параметра затухания от прогнозируемых свойств пластов при большой выборке скважинных данных. Применимость атрибутов требует дальнейшего исследования – полученные результаты не позволяют сделать однозначный вывод о применимости частотных характеристик при прогнозировании насыщения.

Основной задачей выполненного исследования являлось изучение применимости атрибутов детального спектра, полученного в рамках оптимизационной методики спектральной декомпозиции. Как показало тестирование технологии, практическая применимость параметра затухания и доминантной частоты является дискуссионным вопросом – для выбранных примеров реальных месторождений, полученные спектральные атрибуты облают более слабой прогнозной способностью по сравнению со стандартными атрибутами волнового поля.

20.05.2023



Смирнова Виктория Олеговна

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованные:

1. Буторин А.В., Краснов Ф.В. Возможности использования спектральной инверсии при интерпретации сейсмических данных // Геофизика. – 2018. - №4. – С. 2-7.
2. Буторин А.В. Метод разряженной аппроксимации для повышения разрешающей способности волнового поля // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020 - № 4 (18). – С.40-45
3. Буторин А.В., Краснов Ф.В. Методика оценки изменения доминантного значения частоты волнового поля вдоль сейсмической трассы // Геофизика.-2018. – № 4. – С. 33–39
4. Буторин А.В., Краснов Ф.В. Сравнительный анализ методов спектральной инверсии на примере модельных трасс // Геофизика. – 2016. – № 4. – С. 42–47.
5. Граничин О.Н. Рандомизация измерений и L1-оптимизация // Стохастическая оптимизация в информатике. – 2009. – № 5. – С. 3–23.
6. Смирнова В.О., Буторин А.В. Использование технологии машинного обучения для задачи восстановления спектра волнового поля // Тезисы к конференции «Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли». -2022. С. 17-20.
7. Смирнова В.О., Ахметова Л.М. Построение концептуальной геологической модели в условиях неопределенности // Тезисы к конференции «Геобайкал 2022». – 2023.
8. Яковлев, А.Н. Введение в вейвлет-преобразования (учебное пособие) / А.Н. Яковлев, Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, - 2003, 104 стр.
9. Batzle M., Hofmann R. Seismic Attenuation Observations and Mechanisms // SEG Technical Program Expanded Abstracts.- 2005 – p. 1565-1569
10. Butorin A.V., Krasnov F.V. Reconstruction of Mediums Reflectivity Coefficients Based on Seismic Data Through Machine Learning // Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGPU. – 2018. – V. 11. - № 1. – p. 18-26.
11. Gabor D. Theory of communication / D. Gabor // Journal of the Institute of Electrical Engineers. – 1946. – p. 429–457.
12. Gurevich B., Pevzner R. How frequency dependency of Q affects spectral ratio estimates // SEG Technical Program Expanded Abstracts.- 2014 – p. 5044-5049

13. Hall, M. Resolution and uncertainty in spectral decomposition // First break. Netherlands: EAGE – 2006. V.24.- p.43-47.

14. Mallat, S., and Z. Zhang, Matching pursuit with time-frequency dictionaries // Technical Report 619, IEEE Transactions in Signal Processing – 1992. V.41.- p. 3397–3415.

15. Marfurt, K. and R. Kirlin. Narrow-band spectral analysis and thin-bed tuning // Geophysics – 2001. V.66. -№4.- p. 1274–1283.

Фондовые:

16. Андронов А.И., Котова В.Э. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Верхнесалымского нефтяного месторождения Ханты-Мансийский Автономный Округ-Югра и ООО «Салымский-2». Отчет. Тюмень, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020

17. Михайлова С.В., Диденко С.В. Обработка и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных с целью построения геологических моделей залежей нефти в пределах Еты-Пуровского и северо-западной части Вальнтойского лицензионных участков. Отчет. Санкт-Петербург, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2011

18. Михайлова С.В., Диденко С.В. Переобработка и комплексная переинтерпретация геолого-геофизических данных с целью уточнения трехмерных цифровых геологических моделей на Еты-Пуровском месторождении. Отчет. Санкт-Петербург, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2010