



## АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена оценке эффективности сейсмической инверсии. Обсуждаются различные алгоритмы инверсионного преобразования, особое внимание уделено акустической инверсии. Рассматриваются критерии оценки решения задачи инверсии для акустического приближения. Демонстрируется результат восстановления акустического импеданса для синтетических и реальных данных с использованием коммерческого программного пакета «Petrel» и инструментов открытых библиотек языка программирования «Python». Производится сравнение полученных результатов, даётся оценка практической значимости некоммерческого решения. Формулируются выводы об эффективности инверсии в зависимости от геологических условий.

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, pylops post-stack inversion, оценка качества инверсии.

## ABSTRACT

This work is devoted to evaluating the effectiveness of seismic inversion. Various algorithms of inversion transformation are discussed, special attention is paid to acoustic inversion. The criteria for evaluating the solution of the inversion problem for the acoustic approximation are considered. The result of acoustic impedance reconstruction for synthetic and real data using the commercial software package "Petrel" and the tools of the open libraries of the programming language "Python" is demonstrated. The results obtained are compared, the practical significance of the non-commercial solution is evaluated. Conclusions about the effectiveness of inversion depending on geological conditions are formulated.

Keywords: seismic inversion, pylops post-stack inversion, inversion quality control.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ .....	6
1.1 Литературная освещенность .....	6
1.2 Классификация видов сейсмической инверсии.....	7
1.3 Алгоритмы акустической инверсии .....	10
2 РЕАЛИЗАЦИИ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ .....	15
2.1 Акустическая инверсия в «Petrel» .....	16
2.2 Акустическая инверсия в «Python» .....	20
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	36
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	38

## ВВЕДЕНИЕ

Сейсмическая инверсия является одной из процедур динамической интерпретации данных сейсморазведки. Она позволяет перейти от относительных амплитуд волнового поля к оценке петрофизических (упругих) параметров среды. К ним относятся скорости продольных и поперечных волн, плотность, акустический, сдвиговый импеданс и другие. Получаемые разрезы или кубы упругих свойств зачастую являются информативными на качественном уровне, существенно облегчая интерпретацию литологических границ. На количественном уровне упругие параметры широко используются при прогнозе распределения пористости и газонасыщенности продуктивных коллекторов [1].

Сейсмическая инверсия нацелена на восстановление упругих параметров, поэтому критерием её эффективности логично выбрать степень совпадения получаемого результата с известными по данным ГИС значениями. Эта идея лежит в основе определения первого критерия качества. В межскважинном пространстве данные ГИС отсутствуют, а следовательно, для контроля результата инверсии необходимо опираться на другую объективную данность – наблюдённое волновое поле. Таким образом, вторым критерием оценки эффективности инверсии можно выбрать степень соответствия сеймики и синтетики, рассчитанной для найденной модели упругих параметров. Также можно использовать обратную величину, показывающую долю невосстановленной сейсмической записи.

В работе обсуждается эффективность сейсмической инверсии в зависимости от значимых геологических характеристик объекта исследования, таких как: мощность и контрастность пластов в изучаемом разрезе. Также рассматривается влияние на результат инверсии качества волнового поля, выражаемого в отношении сигнал-шум.

Выполнение сейсмической инверсии возможно во многих коммерческих программных пакетах. В то же время, существуют открытые решения, представленные в библиотеке «Pylops» языка программирования «Python». Внедрение некоммерческих инструментов в практику решения производственных задач позволит сократить затраты отечественных нефтедобывающих компаний. Кроме того, использование некоммерческих решений может быть более удобным и результативным за счёт возможности автоматизации подбора параметров алгоритма инверсии. В данной работе будут показаны результаты осуществления сейсмической инверсии в коммерческом

программном пакете «Petrel» и с помощью специализированных библиотек языка программирования «Python», а также будет обсуждаться практическая ценность некоммерческого решения.

Целью данной работы является оценка эффективности сейсмической инверсии в зависимости от характеристик геологического разреза. Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

- Рассмотреть классификацию видов сейсмической инверсии;
- Определить критерии оценки качества инверсии;
- Научиться осуществлять акустическую инверсию в ПО «Petrel» и с помощью библиотек ЯП «Python»;
- Осуществить инверсию для синтетических данных в «Python» и оценить её эффективность;
- Осуществить инверсию для реальных данных в «Petrel» и «Python» и оценить её эффективность;
- Сравнить результаты инверсии, выполненной в коммерческом и некоммерческом ПО;
- Сформулировать выводы о влиянии геологических характеристик разреза на качество инверсии.

В работе защищаются следующие положения:

- Сейсмическая инверсия позволяет выделять тонкие структуры за пределами разрешающей способности сейсморазведки;
- Инверсия с использованием некоммерческого решения даёт сопоставимые результаты с коммерческим ПО;
- Эффективность инверсии зависит от геологических свойств изучаемого объекта и качества сейсмических данных и может быть выражена в численных критериях.

Практическое значение работы состоит в оценке пригодности некоммерческого решения для использования в реальном производственном процессе.

Объём работы составляет 38 страниц. Работа содержит 35 рисунков.

Автор выражает огромную благодарность своему Научному Руководителю, Буторину Александру Васильевичу, за неоценимую помощь в освоении материала и приобретении навыков работы с языком программирования «Python».

# 1 СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ

Решаемая с помощью сейсмической инверсии обратная динамическая задача является некорректной. Это означает, что она не имеет единственного решения: одно и то же волновое поле может соответствовать разным моделям среды. По этой причине результат работы разных алгоритмов инверсии, т.е. получаемая модель упругих свойств, может отличаться [1].

## 1.1 Литературная освещенность

С первой половины 80-х годов началось создание практических способов решения обратной динамической задачи сейсморазведки для полнократных сейсмических кубов, а к середине 90-х в практику геофизических исследований уже внедрялись методы, позволяющие учитывать зависимость коэффициента отражения от угла падения волны на границу раздела сред [7]. В настоящее время, обе указанные постановки задачи инверсии не потеряли своей актуальности. В работе [1] отмечается, что сейсмическая инверсия стала «едва ли не самым модным термином» среди специалистов, работающих с данными сейсморазведки на этапе построения геологических моделей месторождений. Сейсмической инверсии посвящено немало научных публикаций, демонстрирующих её практическую значимость, как инструмента качественной и количественной интерпретации. К примеру, в работе [2] на материалах с Мексиканского месторождения «Lobina» демонстрируется, как данные об акустическом импедансе позволяют прогнозировать распределение пористости в карбонатном коллекторе. В той же работе обсуждается применение инверсии для восстановления сразу нескольких упругих параметров с целью разделения газо- и водонасыщенных песков на участке в дельте Нила. Другой пример решения задачи выделения литотипов в поле нескольких упругих параметров описан в работе [1]: в пределах продуктивных пластов Штокмановского ГКМ удалось разделить литотипы (газонасыщенный песчаник, водонасыщенный песчаник, неколлектор). В работе [8] описано применение различных инверсионных алгоритмов на месторождении в Восточной Сибири, позволивших дать прогноз ФЕС. Помимо демонстрации успешно решенных геологических задач, в литературе, посвященной сейсмической инверсии, часто сравниваются различные инверсионные алгоритмы. Так, в работе [4] приводится сопоставление результатов

нескольких методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов.

Таким образом, вопрос применения сейсмической инверсии для уточнения геологического строения и прогноза свойств коллекторов достаточно полно освещён в литературных источниках. Наибольший интерес для автора этой работы представляет практическая сторона вопроса, а именно решение задачи инверсии с помощью инструментов языка программирования «Python».

## 1.2 Классификация видов сейсмической инверсии

В основе классификации видов сейсмической инверсии лежат два признака: подход к решению задачи инверсии и тип рассматриваемых сейсмических данных (рисунок 1) [7].

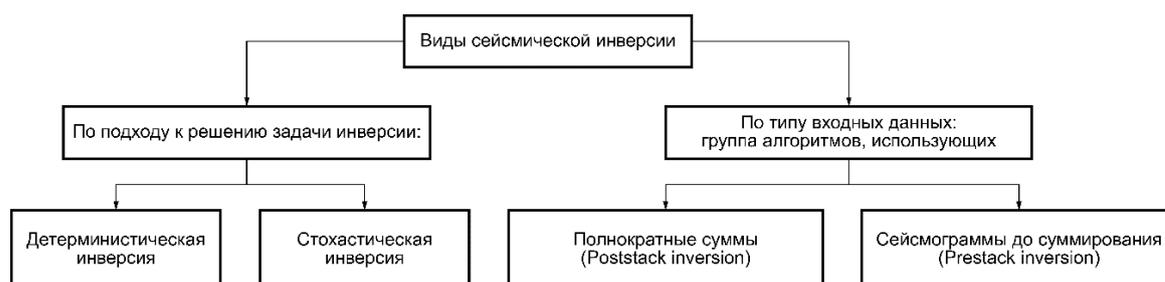


Рисунок 1 Классификация видов сейсмической инверсии по основным признакам

Детерминистический подход к решению задачи инверсии предусматривает получение одного решения, не изменяющегося при повторных реализациях алгоритма. Стохастический (геостатистический) подход, основанный на геологическом моделировании, предусматривает получение набора равновероятных решений [7]. В данной работе мы ограничимся рассмотрением только детерминистических алгоритмов инверсии.

Входными параметрами алгоритма инверсии могут являться полнократные сейсмические разрезы и кубы или сейсмограммы до суммирования. В данном случае «сейсмограммы до суммирования» эквивалентны наборам частично-кратных угловых сумм. Далее подробно рассмотрим эти варианты.

В простейшем случае зависимостью амплитуд отражения от угла падения волны на границу раздела сред можно пренебречь. Тогда алгоритм инверсии получает в качестве входного параметра волновое поле, суммированное во всём диапазоне удалений (т.е. полнократный разрез или куб). В рамках данного приближения, образование обменных волн не рассматривается, и контролирующий амплитуды волнового поля коэффициент отражения (RC, Reflection coefficient) определяется, согласно формуле 1, только акустическим импедансом [1].

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln AI \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \Delta AI &= AI_2 - AI_1 & AI &= \frac{AI_2 + AI_1}{2} \\ \Delta \ln AI &= \ln AI_2 - \ln AI_1 \end{aligned}$$

где:  $AI_1, AI_2$  – акустические импедансы в средах, на границе которых происходит отражение.

По этой причине, при решении обратной динамической задачи, в случае нормального падения волнового поля, восстанавливается только акустический импеданс. В этом случае говорят об акустическом приближении, или «Poststack» инверсии [2].

Когда для решения геологических задач информации только об акустическом импедансе недостаточно, переходят к более сложным алгоритмам инверсии, учитывающим зависимость коэффициента отражения от угла падения волнового поля на границу раздела сред (*AVO, Amplitude versus offset*). При падении сейсмического луча на границу двух сред под некоторым углом, образуются монотипные и обменные сейсмические волны. Их коэффициенты отражения и прохождения ( $R_{p,s}$  и  $T_{p,s}$ ) определяются системой линейных уравнений (СЛУ) Цепритца (формула 2) и зависят от нескольких упругих параметров:  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\rho$ . В этом случае говорят об упругом приближении, или «Prestack» инверсии [7].

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\cos \varphi_1 & \sin \theta_2 & \cos \varphi_2 \\ -\sin \theta_1 & -\sin \varphi_1 & -\sin \varphi_1 \\ \cos \theta_1 & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\varphi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\varphi_2 & \frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\varphi_2 \\ -\cos 2\varphi_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\varphi_2 & \frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\varphi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\varphi_1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

где:  $\theta_1$  – угол падения P-волны;  $\theta_2$  – угол прохождения P-волны;  $\varphi_1$  – угол падения S-волны;  $\varphi_2$  – угол прохождения S-волны.

В силу сложности приведённой системы уравнений, на практике чаще используют приближенное решение – различные аппроксимации СЛУ Цепритца. Одним из наиболее часто встречающихся приближенных решений является аппроксимация Аки-Ричардса (формула 3). Существуют и другие аппроксимации системы линейных уравнений Цепритца (Шуе, Фатти и др.), отличающиеся идеей группировки членов. Уравнение (3) записано в форме, демонстрирующей раздельное влияние относительных параметров среды  $(\frac{\Delta V_p}{V_p}, \frac{\Delta V_s}{V_s}, \frac{\Delta \rho}{\rho})$  на поведение коэффициента отражения при различных углах падения [3].

$$R_p(\theta) = \frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left( \frac{V_{s0}}{V_{p0}} \right)^2 \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{1}{2} \left[ 1 - 4 \left( \frac{V_{s0}}{V_{p0}} \right)^2 \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3)$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1} \quad \Delta V_s = V_{s2} - V_{s1} \quad \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$V_p = \frac{V_{p2} + V_{p1}}{2} \quad V_s = \frac{V_{s2} + V_{s1}}{2} \quad \rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}$$

где:  $\theta$  – угол падения Р-волны,  $V_{p2}, V_{p1}$  – скорости продольных волн,  $V_{s2}, V_{s1}$  – скорости поперечных волн,  $\rho_2, \rho_1$  – плотности в подлежащей и перерывающей средах.

При нормальном падении волнового поля ( $\theta = 0$ ) и предположении о невысокой контрастности границы, формула 3 переходит в уже известное нам приближение для акустического случая (формула 4).

$$R_p(\theta) = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \approx \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (4)$$

Рассмотрение нескольких угловых сумм – это случай синхронной инверсии. Данный метод инверсии является наиболее информативным, так как позволяет восстановить до трёх упругих параметров: скорости продольных, поперечных волн (или акустический и сдвиговый импедансы) и плотность. В работе [1] показано, что восстановление плотности по результатам синхронной инверсии возможно только при наличии пяти угловых сумм для углов более тридцати градусов. Для надёжного восстановления сдвигового импеданса достаточно трёх частичных сумм, а акустический импеданс, как обсуждалось ранее, восстанавливается и по одной сумме. Таким образом, плотность является самым сложным для инверсии параметром, поскольку её вариации оказывают влияние на коэффициент отражения при углах падения, значительно

отличающихся от нормального. Для успешного восстановления плотности необходимы сейсмограммы с большим диапазоном удалений и высоким отношением «сигнал/шум» [1].

Помимо волнового поля, в качестве входных параметров алгоритма инверсии могут выступать низкочастотные модели (НЧМ) искомым упругих параметров, построенные на основе скважинных данных. Для этого имеющиеся каротажные кривые упругих свойств фильтруют до полосы частот, ниже сейсмической (т.е. до 6-8 Гц), а затем экстраполируют полученные сглаженные кривые на весь объём данных, привязываясь к прослеженным отражающим горизонтам. Если при решении задачи инверсии не рассматривается низкочастотная модель среды, то инверсия является относительной. Это означает, что получаемые кубы и разрезы упругих параметров могут быть использованы только для качественной интерпретации, так как количественная интерпретация без абсолютных значений искомым величин теряет смысл. Если же низкочастотный тренд используется (например, в качестве начального приближения), то алгоритм инверсии сможет восстановить абсолютные значения упругих параметров [1,2].

Алгоритмы сейсмической инверсии могут быть потрассовым (trace-by-trace) или глобальными. В первом случае алгоритм работает с каждой трассой по отдельности, не вводя дополнительных ограничений на степень пространственной непрерывности решения.

### 1.3 Алгоритмы акустической инверсии

В данной работе мы остановимся на акустическом приближении, т.е. будем работать с полнократными сейсмическими разрезами и кубами. Основным преимуществом акустической инверсии является её вычислительная эффективность и простота, поскольку она не требует никакой специальной подготовки сейсмических данных – все необходимые процедуры давно стали стандартной частью любого графа обработки [1]. Для акустической постановки задачи существует ряд алгоритмов восстановления импеданса [4]. Они могут быть классифицированы по принципу использования или неиспользования свёрточной модели сейсмической трассы (рисунок 2).

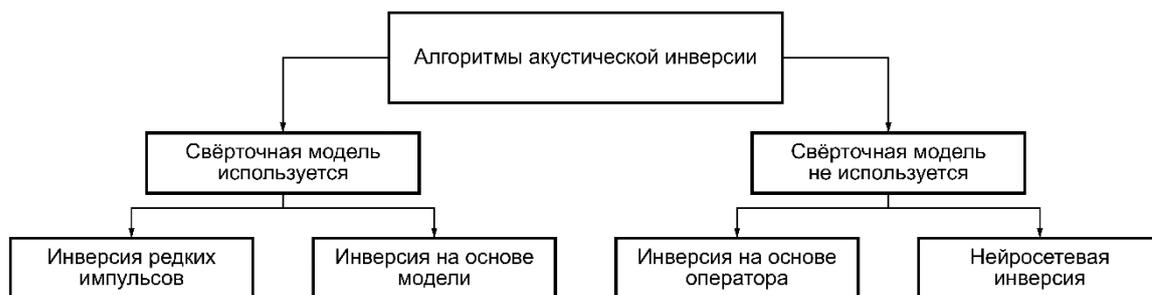


Рисунок 2 Классификация алгоритмов акустической инверсии по принципу использования или неиспользования свёрточной модели сейсмической трассы

### **Алгоритмы, не использующие свёрточную модель.**

Рассмотрим алгоритм инверсии на основе оператора, или «цветную инверсию». Основная идея метода – подбор оптимального обратного фильтра для приведения спектра волнового поля к спектру данных ГИС. Частотная характеристика оператора инверсии получается объединением амплитудного сейсмического спектра и спектра акустического импеданса в скважинах. Далее полученный оператор применяется к сейсмическим данным. Цветная инверсия является простым и быстрым способом инверсии и может быть применена на начальном этапе динамической интерпретации. Однако данный алгоритм уступает в точности более совершенным оптимизационным методам инверсии [7].

В нейросетевых методах инверсии решение строится, минуя определение физической модели, связывающей искомые упругие свойства и зарегистрированное сейсмическое волновое поле. Вместо этого проводится выявление корреляционных зависимостей между ними, проявляющихся в значениях различных динамических атрибутов сейсмозаписи. Алгоритм обучается на скважинных данных. К преимуществам подхода относятся: простота использования (процедура почти автоматическая), быстрое действие, отсутствие необходимости в задании формы импульса, возможность использования алгоритма для восстановления любых свойств среды; к недостаткам – прежде всего опасность недо- или переобучения, приводящих соответственно к потере точности и устойчивости решения, а также отсутствие физического обоснования для лежащих в основе решения зависимостей [1].

### **Алгоритмы использующие свёрточную модель.**

Свёрточная модель сейсмической трассы – это аппроксимация реального волнового поля, которая подразумевает получение синтетики с помощью свёртки

вейвлета и последовательности коэффициентов отражения. Алгоритмы инверсии, использующие сверточную модель, получают решение путём итерационного приближения к нему, т.е. являются оптимизационными. На каждом шаге алгоритма строится модель акустического импеданса, затем с использованием вейвлета вычисляется синтетическая сейсмическая кривая, которая вычитается из фактической. Полученная невязка используется для корректировки модели отражения таким образом, чтобы синтетическая трасса следующей итерации приблизилась к реальной. Такой итерационный процесс продолжается до достижения оптимального совпадения между реальной и синтетической трассами (рисунок 3). Иными словами, алгоритм стремится к минимизации невязки между сейсмикой и синтетикой [1,2,5].

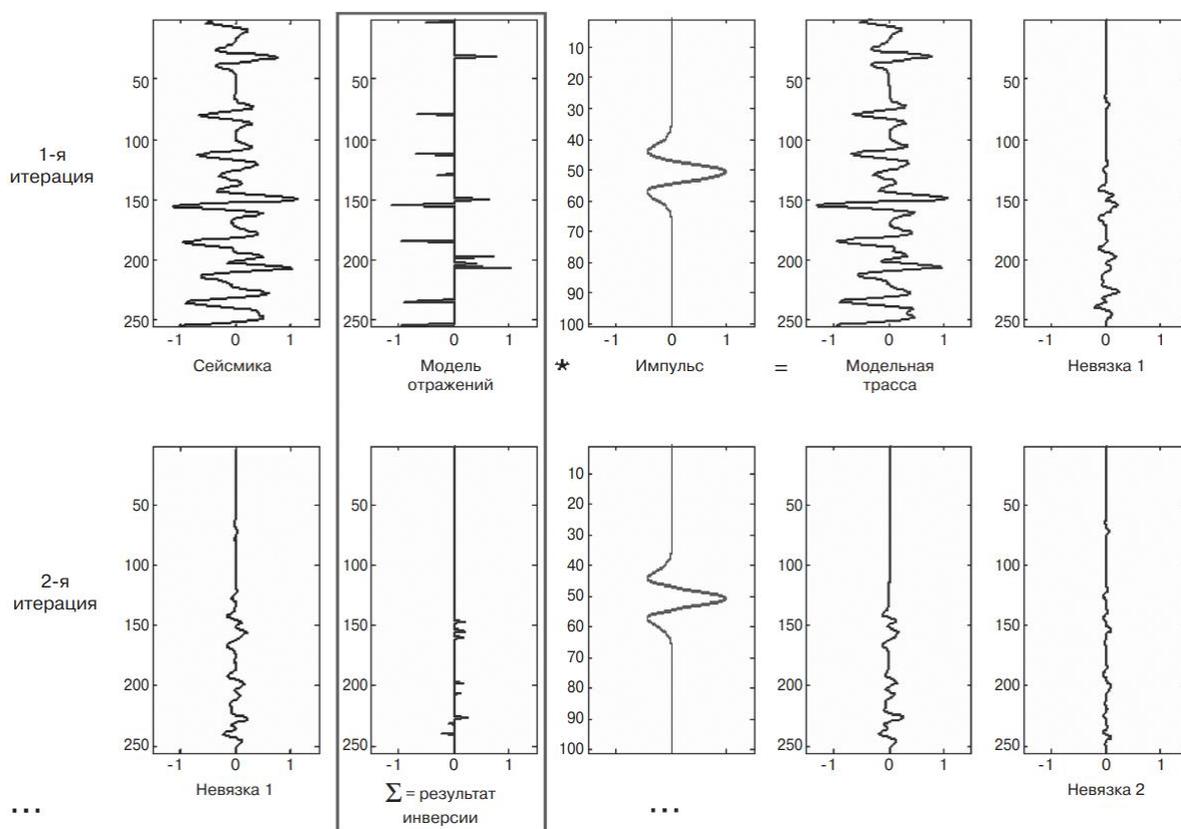


Рисунок 3 Итерационный алгоритм получения акустического импеданса

Также в ходе решения могут накладываться дополнительные ограничения по степени отклонения модели акустического импеданса от трендового распределения. Соблюдение условия близости решения к начальному приближению обеспечивает устойчивость решения. Для повышения пространственной связности решения могут использоваться различные инструменты пространственной регуляризации [1]. Результатом работы алгоритма является детальная модель акустического импеданса [1,2].

Трудностью подхода, использующего свёрточную модель сейсмической трассы, является необходимость оценки формы импульса. Корректность фазового спектра значительно влияет на результаты инверсии (рисунок 4), а значит выбор неправильного сигнала приведёт к некорректному результату. В алгоритмах возможен учёт изменения вейвлета с глубиной, что является актуальной задачей для сред с сильными показателями поглощения.

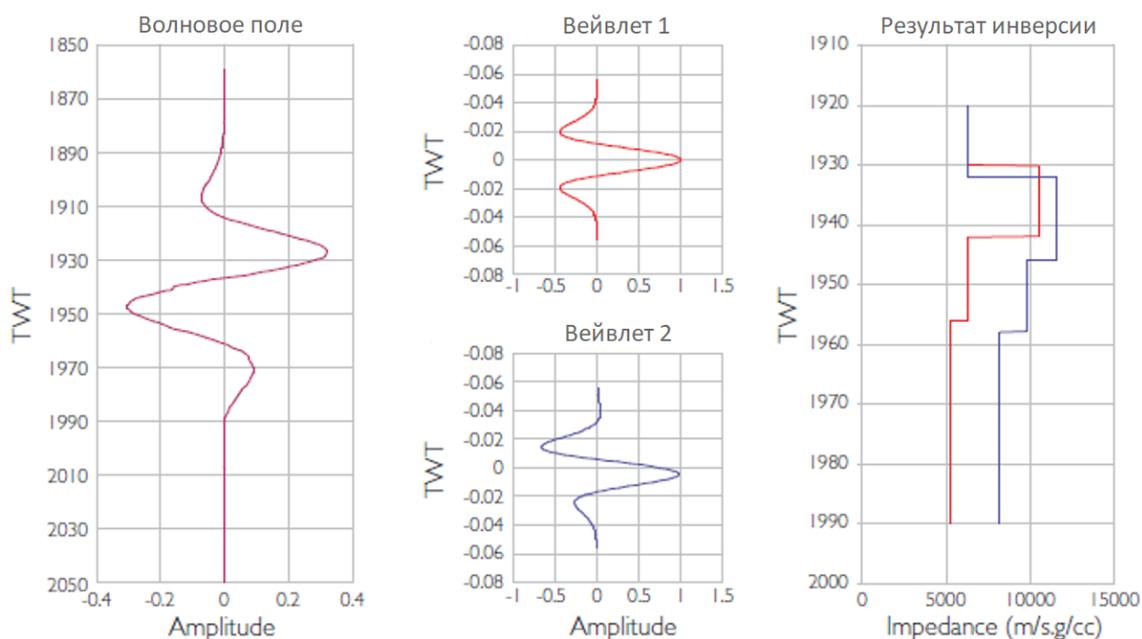


Рисунок 4 Зависимость результата инверсии от формы используемого в решении импульса

Достоинством алгоритмов, использующих сверточную модель является возможность повышения разрешающей способности за счёт учета формы импульса. Это позволяет рассматривать инверсию как мощный инструмент качественной интерпретации сейсмических данных.

Один из распространённых алгоритмов акустической инверсии – это инверсия редких импульсов (SSI, Sparse Spike Inversion). В основе алгоритма лежит предположение о том, что изучаемая среда состоит из конечного числа достаточно мощных однородных пластов с горизонтальными границами. В целевую функцию минимизации входит сумма модулей коэффициентов отражения (что обуславливает «редкость импульсов») и невязка между наблюдаемым и синтетическим волновыми полями. Эффективным при решении данной минимизационной задачи является метод линейного программирования [7]. Найденное решение соответствует сейсмическому диапазону частот и характеризуется относительными значениями упругих параметров.

Заключительным этапом алгоритмов SSI является добавление низкочастотной составляющей, полученной по скважинным данным, для оценки распределения абсолютных значений упругих свойств [4]. Восстановленная модель импедансов имеет блочное строение и отвечает наименьшему числу ненулевых коэффициентов отражения [7]. В модифицированном методе инверсии редких импульсов с ограничениями (CSSI, Constrained Sparse Spike Inversion) к целевому функционалу добавляются слагаемые, ограничивающие отклонение модели импеданса от трендового распределения и обеспечивающие гладкость решения (т.е. ограничивающие отклонение результата инверсии в соседних точках поверхности) [1].

В настоящее время наибольшее технологическое развитие получил алгоритм инверсии, основанной на низкочастотной фоновой модели (НЧМ), используемой в качестве начального приближения. С математической точки зрения, в основе алгоритма лежит оптимизационная задача, на каждом шаге которой используется линейная регрессия для нахождения трассы коэффициентов отражения. Алгоритм в упрощенном виде представлен на рисунке 5.

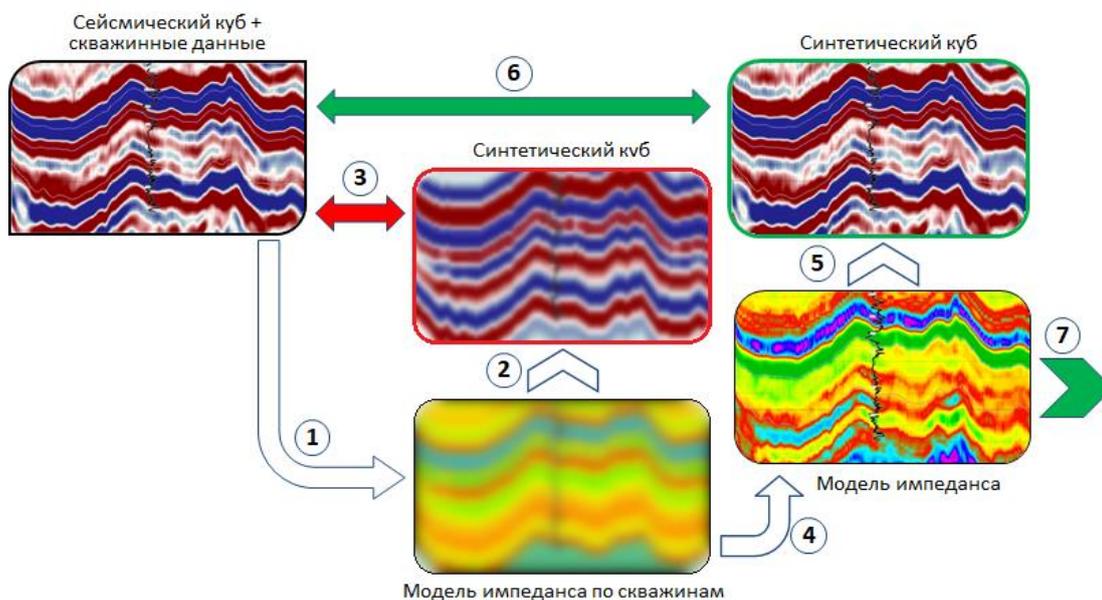


Рисунок 5 упрощенный алгоритм акустической инверсии на основе модели. 1 создание НЧМ по скважинам; 2 расчет синтетического поля по модели; 3 сравнение синтетического и реального поля – оценка ошибки; 4 изменение модели акустического импеданса; 5 расчет синтетического поля по обновленной модели; 6 сравнение синтетического и реального поля – оценка ошибки. (пункты 4-6 повторяются множество раз до достижения необходимой точности); при достижении ошибки меньше порогового значения – модель принимается за окончательную [7]

## 2 РЕАЛИЗАЦИИ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

В данной главе рассмотрены примеры выполнения акустической инверсии в коммерческом программном пакете «Petrel» и с помощью инструментов открытой библиотеки «Pylops» языка программирования «Python». В обоих случаях процедура инверсии требует подбора параметров, настраивающих алгоритм. Осуществляя этот подбор, мы будем ориентироваться на критерии качества инверсии. Поэтому перед тем, как переходить к разбору настроек алгоритмов в конкретных реализациях, необходимо обсудить эти критерии качества.

Первым критерием качества инверсии является коэффициент линейной корреляции между восстановленными значениями импеданса вдоль трассы, соответствующей положению скважины, и импедансом по данным ГИС. Для получения этого коэффициента необходимо выполнить три шага. Первый шаг: из полученного по результатам инверсии куба импеданса извлекается трасса, положение которой совпадает с положением скважины. Затем из извлеченной трассы импеданса вычитаются значения низкочастотной модели. Второй шаг: значения акустического импеданса по данным ГИС фильтруются на сейсмическую полосу частот и из них также вычитается низкочастотная модель. Третий шаг: вычисление коэффициента линейной корреляции между подготовленными на первом и втором шаге трассами импеданса. Данный критерий позволяет контролировать качество восстановления импеданса на основании достоверно известных значений вдоль скважины.

Для того, чтобы контролировать качество работы алгоритма в межскважинном пространстве, необходим критерий, привязанный к волновому полю. Алгоритм инверсии стремится подобрать такую модель свойства, для которой синтетическое волновое поле наилучшим образом совпадает с наблюдаемым. Но, при наличии шума, идеальное совпадение сеймики и синтетики невозможно, поэтому есть остаточная (невосстановленная) часть сеймики. В качестве критерия качества мы выдерем параметр «misfit», вычисляемый как отношение среднеквадратичной амплитуды (RMS, Root mean square) невосстановленной части сеймики (residual) к среднеквадратичной амплитуде исходного волнового поля (seismic) (формула 5).

$$misfit (\%) = \frac{RMS(residual)}{RMS(seismic)} * 100\% \quad (5)$$

## 2.1 Акустическая инверсия в «Petrel»

«Petrel» – это коммерческий программный комплекс от компании «Schlumberger», в функционал которого входит широкий спектр операций над волновым полем. В частности, в «Petrel» возможно выполнение сейсмической инверсии [6]. В работе рассмотрено применение специализированного модуля «Simultaneous seismic inversion». Для оценки качества инверсии в «Petrel», помимо описанных выше критериев качества, используется показатель «Relative number of reflectors». Рекомендуемое значение этого параметра, согласно описанию модуля, встроенному в «Petrel», составляет 20%. Рассмотрим окно настройки параметров модуля «Simultaneous seismic inversion» (рисунок 6).

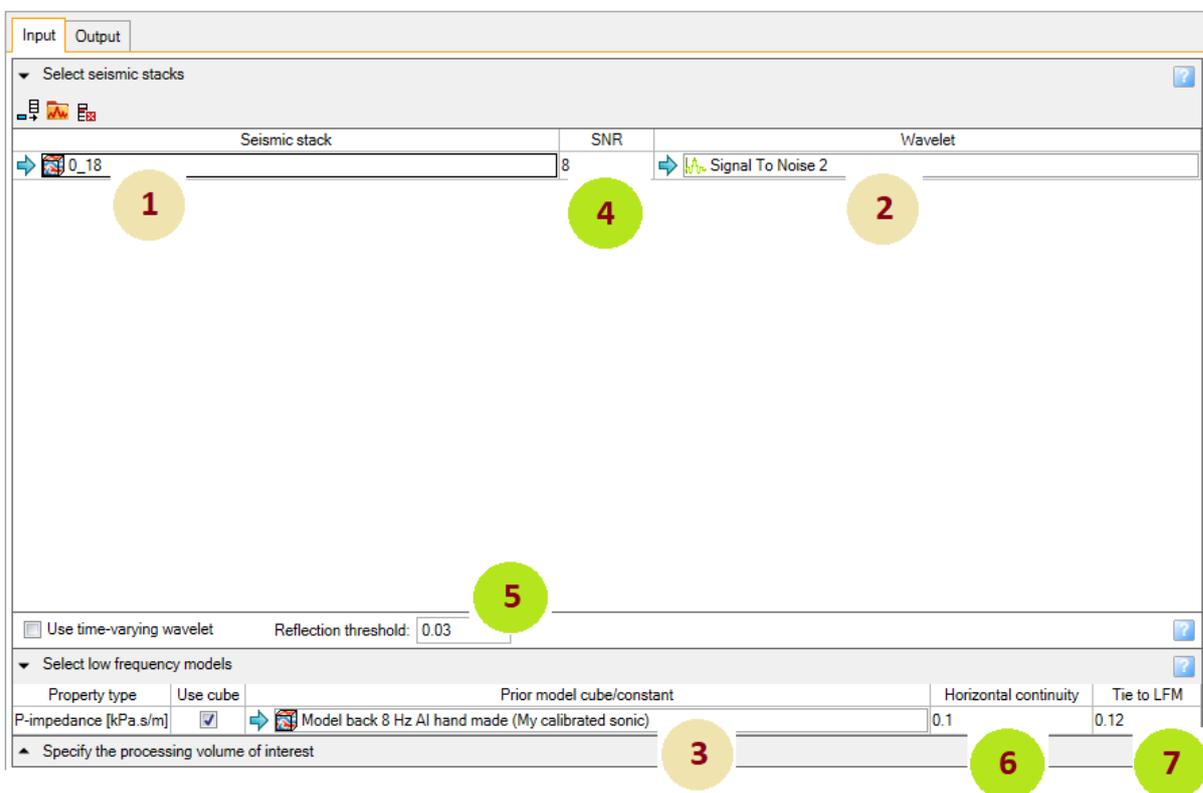


Рисунок 6 Окно настройки параметров процедуры «Simultaneous seismic inversion».

Цифрами подписаны входные данные и настраиваемые параметры алгоритма: 1-3 – входные данные алгоритма; 4-7 – настраиваемые параметры алгоритма

Под цифрами 1-3 показаны входные параметры алгоритма инверсии – суммарное волновое поле, вейвлет и низкочастотная фоновая модель импеданса. Интерес представляют настраиваемые параметры алгоритма. Параметр «SNR» (*Signal to noise ratio*) влияет на качество восстановления алгоритмом исходной сейсмике. Чем

выше значение параметра «SNR», тем большую часть сейсмической записи алгоритм стремится восстановить, принимая её за полезный сигнал. Критерием качества, на который напрямую влияет значение «SNR» является «misfit» (рисунок 7). Чем больше значение «SNR», тем ближе восстановленное сейсмическое поле к наблюдаемому, а следовательно, тем меньше значение «misfit».

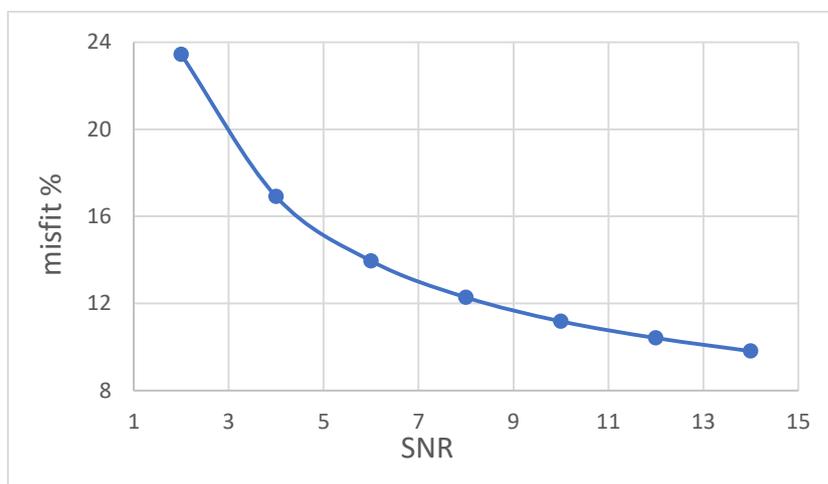


Рисунок 7 зависимость критерия качества инверсии «misfit» от значений настраиваемого параметра «SNR»

Значения параметра «Reflection threshold» влияют в основном на дополнительный критерий качества ПО «Petrel» «Relative number of reflectors». Рекомендованный диапазон значений для данного параметра указан в подсказках к модулю «Petrel». Параметр «Horizontal continuity» влияет на горизонтальную непрерывность получаемого решения, а «Tie to LFM» на отклонение этого решения от фоновой модели импеданса. Здесь нет однозначной зависимости между коэффициентом корреляции восстановленного импеданса с импедансом в скважине и параметром «Tie to LFM», так как в зависимости от особенностей волнового поля ограничение отскока решения от тренда может как помочь восстановить истинные значения импеданса, так и не дать алгоритму «дотянуться» до них из-за слишком строгих ограничений.

Критерии качества инверсии отображаются в «Petrel» в специальном окне «QC» (Quality control) (рисунок 8). Они автоматически рассчитываются после каждой реализации алгоритма. При повторной реализации алгоритма с одинаковыми настраиваемыми параметрами эти показатели не изменяются, что в целом естественно для детерминистического подхода к решению задачи инверсии.

Statistic	Value
Relative misfit (Db)	-9.07170296
Relative misfit (% Energy)	12.38310909
Relative number of reflectors (%)	24.1771946

Рисунок 8 Отображение критериев качества инверсии в «Petrel»

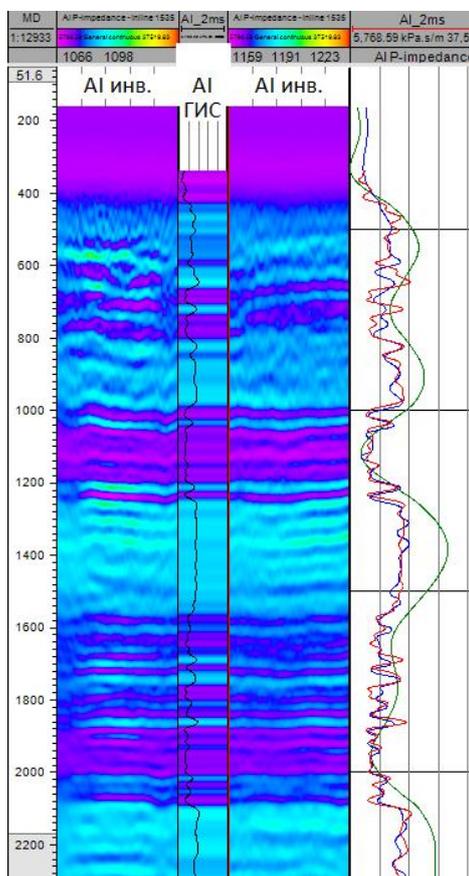


Рисунок 9 Окно «Inversion QC plot»

Модуль «Inversion QC plot» позволяет на визуальном уровне сопоставить отфильтрованную на сейсмическую полосу частот кривую импеданса по ГИС и результат инверсии по разрезам, проходящим через скважину (рисунок 9). Минусом данного модуля является то, что здесь не выводится информация о корреляции решения с кривой ГИС. Для получения коэффициента корреляции указанных кривых, необходимо извлечь значения импеданса из инвертированного куба данных, записать их в скважину как новый картаж, а далее рассчитать корреляцию этой кривой с данными импеданса по ГИС с использованием окна построения графиков.

Главным неудобством осуществления сейсмической инверсии в «Petrel» является отсутствие возможности подбора параметров инверсии в автоматическом режиме. Для каждой новой реализации алгоритма значения параметров приходится вносить в окно настройки вручную, затем из окна «QC» выносить значения критериев качества инверсии в стороннее ПО (напр. Excel), и уже в нём рассматривать влияние параметров на качество инверсии. Для выбора оптимальных параметров инверсии в плоскость значений критериев качества (коэффициент корреляции, «misfit») выносятся точки конкретных реализаций (рисунок 10). Оптимальными считаются критерии, при которых точка попадает в область перегиба графика. Реализации, чьи точки «выше» указанной области, хоть и характеризуются более высоким коэффициентом корреляции

результата вдоль скважины, оказываются менее желательными, вследствие недостаточно хорошего восстановления сеймики. В этом случае значения импеданса, восстановленные во всех точках кроме области скважины, становятся менее достоверными, так как единственный объективный критерий для их контроля – это волновое поле. Реализации, чьи точки «ниже» указанной области слишком сильно подстраиваются под шумы волнового поля, вследствие чего появляются аномальные значения импеданса, понижающие достоверность и прогнозную силу результата.

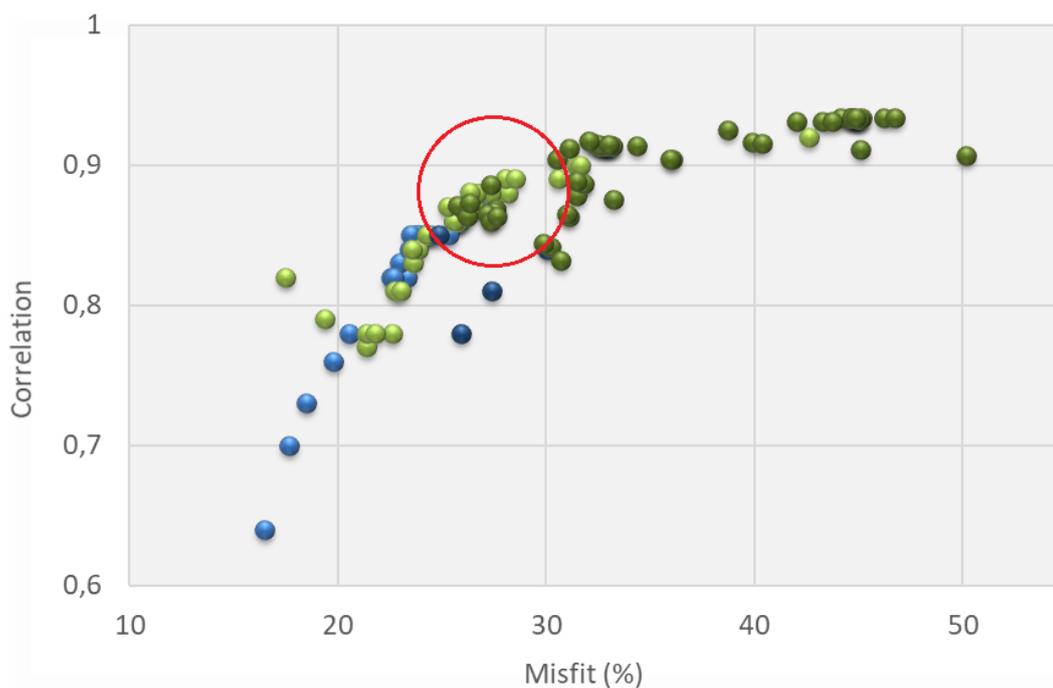


Рисунок 10 процесс подбора параметров для инверсии в «Petrel». Подбор осуществляется в ПО «Excel». Одним цветом показаны реализации инверсии с фиксированным параметром «Tie to LFM», внутри группы перебирается параметр «SNR». Красным кругом отмечена область реализаций с оптимальными параметрами

Таким образом, значительным неудобством решения задачи инверсии в «Petrel» является невозможность автоматизации процедуры подбора параметров. Однако стоит отметить, что сами подбираемые параметры очень удобны для использования и интуитивно понятны, а критерии качества инверсии рассчитываются автоматически.

В ходе выполнения работы, в «Petrel» осуществлена акустическая инверсия реальных данных, которые более подробно будут рассмотрены далее. Полученные результаты будут использоваться как образец для сравнения с результатом инверсии, осуществляемой с использованием некоммерческого решения.

## 2.2 Акустическая инверсия в «Python»

Инструменты некоммерческой библиотеки «Pylops» языка программирования «Python» позволяют решать прямую и обратную задачу сейсморазведки. В акустическом случае для этого используются модули «PoststackLinearModelling» и «PoststackInversion» соответственно.

Модуль «PoststackLinearModelling» создаёт оператор, который применяется к модели акустического импеданса для получения синтетического волнового поля нормального падения. При построение синтетической трассы используется свёрточная модель (формула 6).

$$d(t, \theta = 0) = \frac{1}{2} w(t) * \frac{d \ln AI(t)}{dt}, \quad (6)$$

где  $d$  – получаемое волновое поле,  $w$  – вейвлет,  $AI$  – модель импеданса.

Модуль «PoststackInversion» предназначен для осуществления инверсии суммированных данных. В основе решения лежат инструменты линейной алгебры – «solvers», использующие функционал библиотеки «scipy». В зависимости от выбранных параметров алгоритма, используется явное или итеративное решение («explicit solver», «iterative solver»). Для получения устойчивого решения некорректной обратной задачи необходимо введение условий регуляризации, которые настраиваются с помощью таких параметров как «epsI», «epsR», «epsRL1» (рисунок 11). Возвращает модуль «PoststackInversion» логарифмированную модель найденного акустического импеданса и невозстановленную часть сейсмической записи.

epsR = None	explicit = False	epsI = None	simultaneous = False	epsRL1 = None	solver
N	T	N	F	any	explicit solver: scipy.linalg.lstsq
N	T	N	T	any	iterative solver: scipy.sparse.linalg.lsqr
N	T	With	F	any	scipy.linalg.lstsq
N	T	With	T	any	scipy.sparse.linalg.lsqr
N	F	any	any	any	scipy.sparse.linalg.lsqr
With	any	any	any	N	pylops.optimization.leastsquares.RegularizedInversion
With	any	any	any	With	pylops.optimization.sparsity.SplitBregman

Рисунок 11 Таблица настроек параметров модуля «PoststackInversion» и определяемые ими инструменты решения «solvers»

Здесь «epsI» – коэффициент затухания для регуляризации по Тихонову, «epsR» – коэффициент дополнительного члена регуляризации Лапласа, «epsRL1» – коэффициент дополнительного члена регуляризации пространственной непрерывности.

Параметр «explicit» определяет формат оператора, используемого для решения прямой задачи, отмечается что значение «True» предпочтительно для небольших наборов данных. Параметр «simultaneous» позволяет выбрать между потрассовым и глобальным алгоритмом инверсии. Помимо перечисленных настроек, регулировать алгоритмы позволяют также внутренние настройки используемых «решателей», такие как «damp», «iter\_lim».

Важным преимуществом инверсии в «Python» является возможность автоматизации процедуры подбора параметров алгоритма. Для этого задаётся диапазон и шаг значений перебираемого параметра (или сразу нескольких параметров), для каждого из значений параметра (для каждой комбинации значений параметров) осуществляется инверсия, затем вычисляются критерии качества решения. Результат может быть визуализирован в виде графиков изменения критериев качества в зависимости от параметров, или, если перебирается одновременно два параметра, в виде карт критериев качества в осях значений перебираемых параметров.

Далее рассмотрены практические примеры использования инструментов библиотеки «Pylops» для инверсии синтетических и реальных данных.

### **Инверсия на синтетической модели клина.**

Для начала смотрим модель клинообразного тонкого пласта с пониженными значениями акустического импеданса ( $AI_{clin} = 7750 \text{ кг/м}^2\text{с}$ ,  $AI_{fon} = 10500 \text{ кг/м}^2\text{с}$ ) (рисунок 12). Мощность клина варьирует от 0.5 до 15 м, что при используемой частоте вейвлета (20 Гц) и заданных скоростях ( $V_{p_{clin}} = 2500 \text{ м/с}$ ) значительно меньше классической разрешающей способности сейморазведки, равной четверти длины волны. Однако амплитудная разрешающая способность, характеризующая возможность выделения полезного сигнала на фоне помех, может достигать одной тридцатой длины волны, что в данном случае составляет 4.2 м.

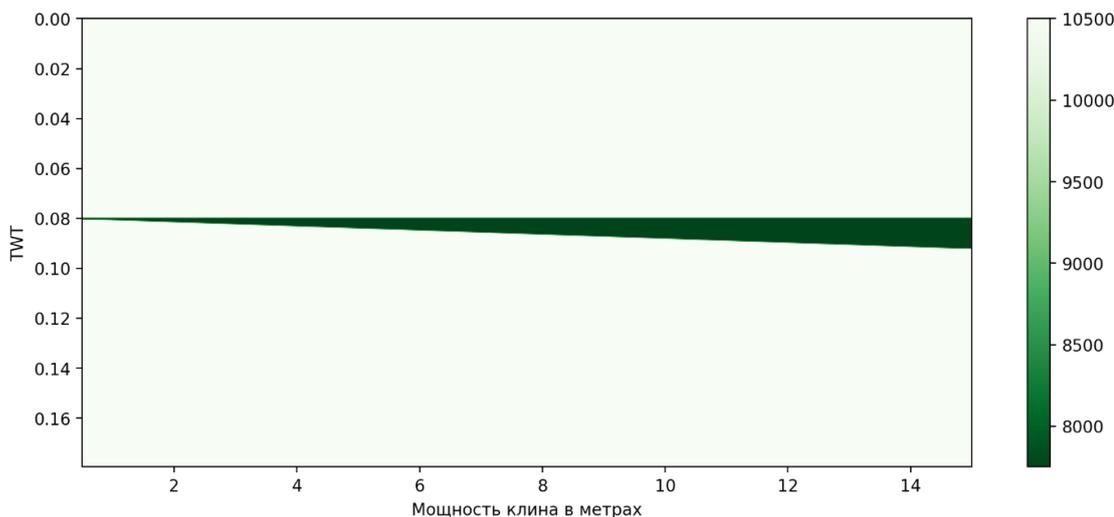


Рисунок 12 Модель тонкого клинообразного пласта. Цветом показано значение акустического импеданса

С помощью модуля «PoststackLinearModelling» было получено синтетическое волновое поле для модели клина (рисунок 13). Как мы видим, отражения от кровли и подошвы пропластка интерферируют, вследствие чего выделение клина на основе сейсмического поля невозможно.

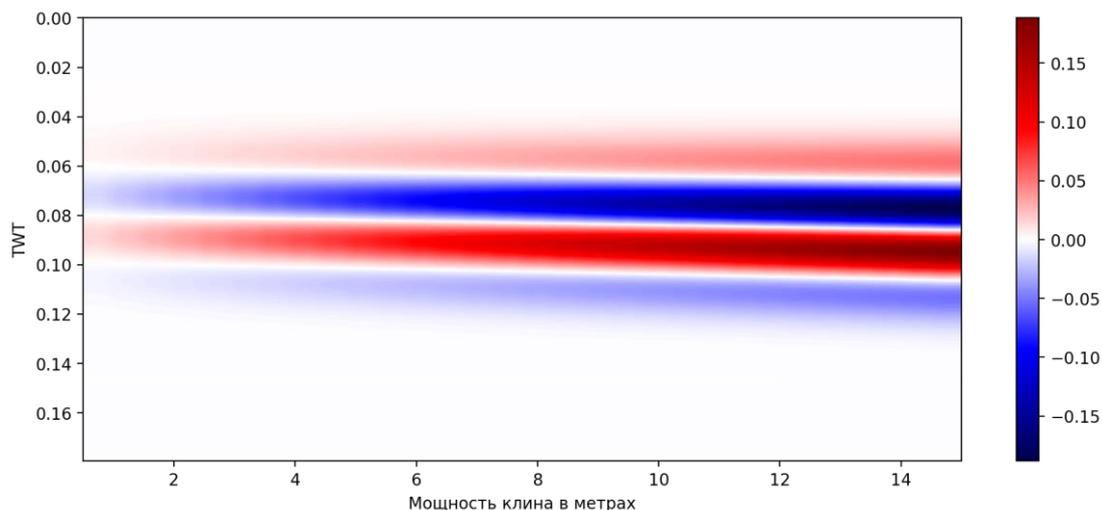


Рисунок 13 Синтетическое волновое поле для модели клинообразного пласта

Амплитудная разрешенность, как уже было отмечено выше, характеризует возможность выделения сигнала на фоне помех, поэтому зависит от зашумленности сейсмических данных. Для проведения дальнейшего эксперимента к синтетическому волновому полю была добавлена случайная шумовая компонента. Получен набор волновых картин с разным отношением сигнал-шум (SNR, Signal noise ratio) (рисунок 14). Для каждого уровня шума было создано несколько реализаций (accumulations), для

того чтобы результат эксперимента не зависел от конкретного распределения шума вдоль трассы. Отметим, что добавление шума разной интенсивности эквивалентно изменению контраста клина по значению импеданса. Контраст импедансов определяет коэффициент отражения, а значит и интенсивность двух исследуемых отражений (от кровли и от подошвы клина). Уменьшая при постоянном уровне шума контраст, мы получим тот же результат, что и увеличивая шум при постоянном контрасте. В обоих случаях, относительное увеличение доли шума сказывается на показателе SNR. Таким образом, можно считать, что построенная трехмерная модель клина (четырёхмерная, если учитывать эквивалентные реализации с разным случайным распределением шума) в одном направлении изменяется по мощности пропластка, в другом – по контрасту импеданса. Далее осуществим инверсию и посмотрим, как указанные геологические характеристики влияют на её качество.

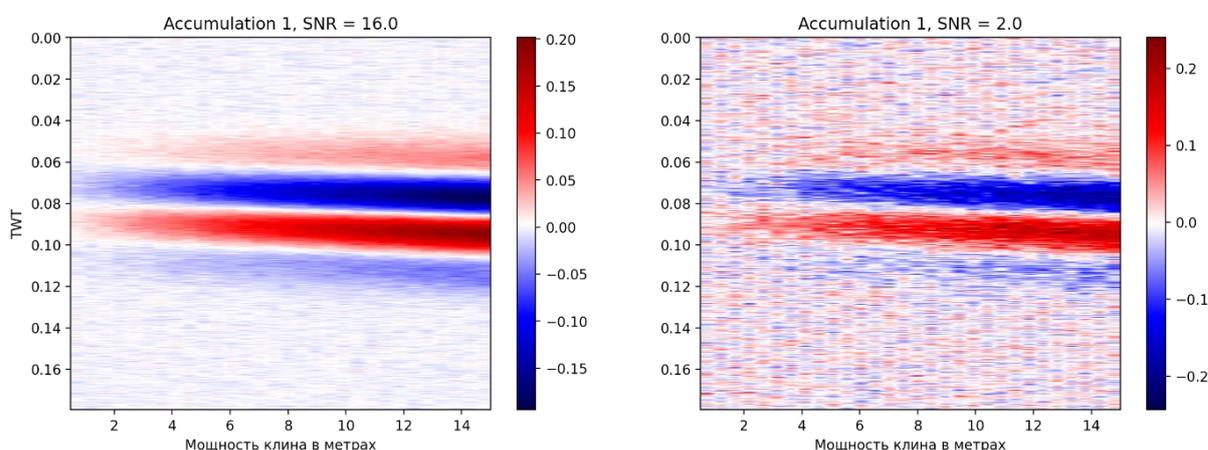


Рисунок 14 Синтетическое волновое поле с добавлением разного уровня шума (изменение уровня шума эквивалентно изменению контраста по импедансу между клином и вмещающей средой)

С помощью модуля «PoststackInversion» была осуществлена потрассовая инверсия, основанная на низкочастотной модели. Параметры модуля заданы таким образом, чтобы использовался итеративный «решатель» «`scipy.sparse.linalg.lsqr`». В качестве низкочастотной модели импеданса было выбрано постоянное значение фонового импеданса ( $AI_{\text{fon}} = 10500 \text{ кг/м}^2\text{с}$ ). Регулируемым параметром алгоритма, в данном случае, является количество итераций «решателя» (`iter_lim`). Так как модель достаточно проста, то и количество итераций для её восстановления алгоритму требовалось небольшое (11 итераций). Для нахождения этого значения параметра осуществлен перебор, для каждой реализации рассчитаны критерии качества и визуализированы в виде графиков (рисунок 15). Такая форма кривых обусловлена

следующим: при малом количестве итераций алгоритм слишком грубо аппроксимирует модель, а при слишком большом начинает подстраиваться под случайную шумовую компоненту. Автоматический выбор параметра возможен в данном случае по положению максимума кривой изменения коэффициента корреляции.



Рисунок 15 Подбор количества итераций для алгоритма инверсии

Полученный в результате инверсии куб импеданса и соответствующая ему синтетика использованы для расчёта карт контроля качества – карты корреляции и карты невосстановленной сейсмики (рисунок 16). По осям карт отложена мощность клина в метрах и заданный уровень шума. Необходимо отметить, что в случае моделирования мы имеем искомый импеданс во всём объёме, поэтому нахождение параметра «misfit» теряет своё значение. В данном случае карта «misfit» иллюстрирует лишь то, что при наличии в данных хорошо различимого сигнала его удаётся успешно восстановить.

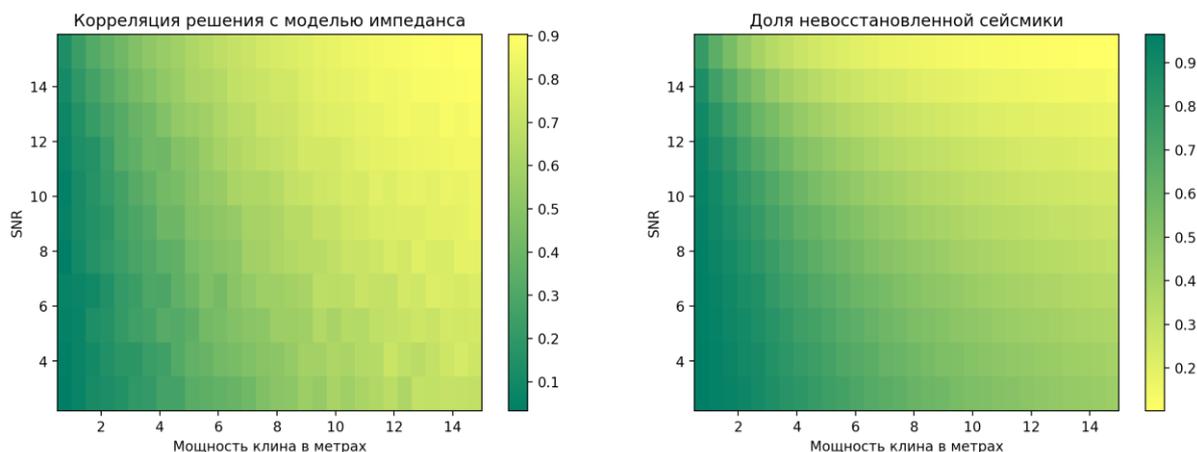


Рисунок 16 Карты корреляции результата работы алгоритма инверсии с исходным импедансом и карта доли невосстановленной сейсмики

Как видно из представленных карт, качество решения растёт с повышением мощности клина и с повышением отношения сигнал-шум (эквивалентно увеличению

контраста импеданса между клином и вмещающей средой). В случае «более чистой» сейсмической записи (высокий SNR) значения корреляции достигают 0.9, а «misfit» падает до 10%. Это также проиллюстрировано графиками, снятыми с карт для самого большого и самого маленького значений SNR (рисунок 17).

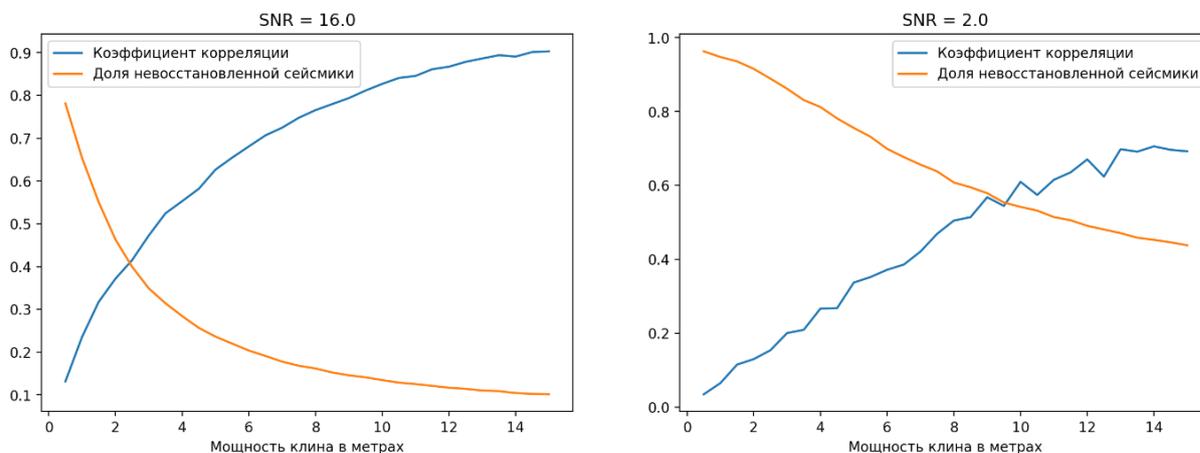


Рисунок 17 зависимость корреляции восстановленного импеданса с исходным импедансом и доли невосстановленной сейсмичности от мощности клина и отношения сигнал-шум (эквивалентно контрасту импеданса между клином и вмещающей средой)

Теперь посмотрим на восстановленный алгоритмом инверсии клин (рисунок 18). Как из карт и графиков, приведенных выше, так и из визуальной оценки полученных распределений импеданса, можно заключить что при высоких значениях SNR (эквивалентно большому контрасту по импедансу между клином и вмещающей средой) граница уверенного прослеживания клина находится на меньших отметках мощности (2-4 м), а при низких – на больших (6-8 м). Таким образом, прирост точности в определении тонкого пропластка для данных с меньшей зашумлённостью можно оценить в 2-3 раза.

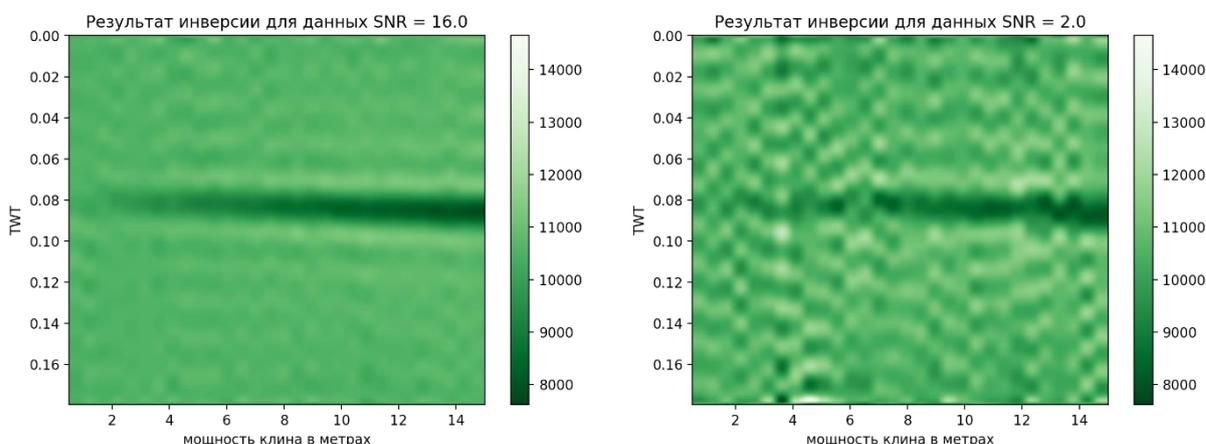


Рисунок 18 Восстановленная алгоритмом инверсии модель среды

В данной задаче алгоритм инверсии не слишком хорошо восстанавливает абсолютные значения импеданса в клине. Получаемые величины оказываются сильно завышенными (рисунок 19). Это связано с малой мощностью клина (при условии гладкости решения восстанавливаемое значение не может «дотянуться» до необходимого минимума, при этом оставаясь в рамках допустимой мощности) и «нефизичной» резкостью границ модели. Посмотрим, удастся ли алгоритму справиться с этой проблемой на реальных данных, которые будут обсуждаться далее.

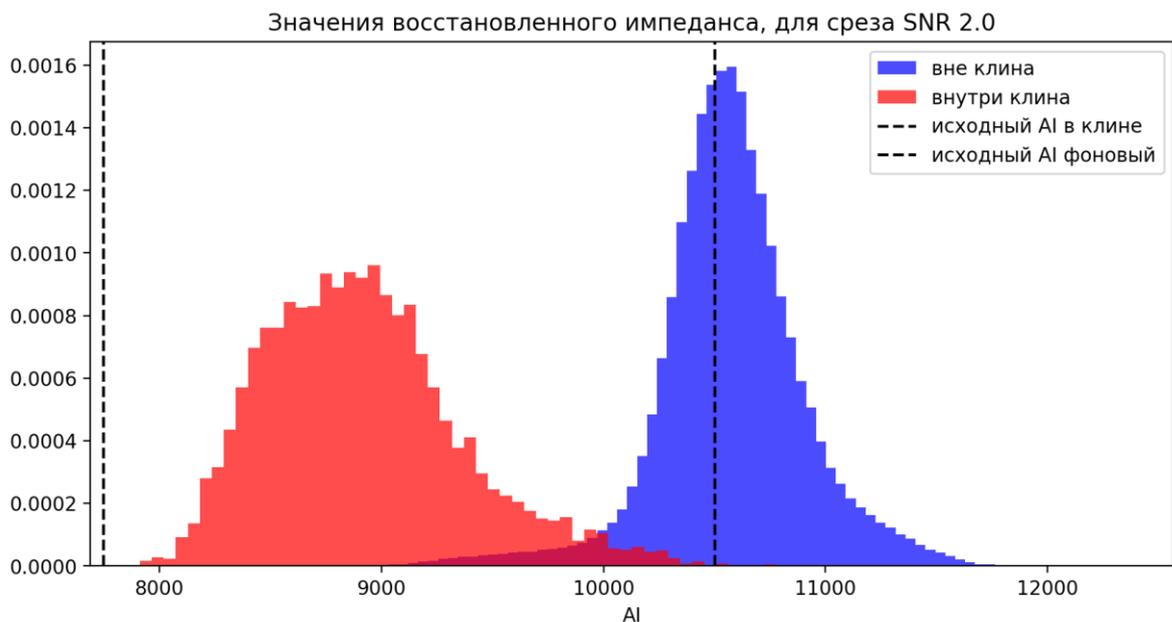
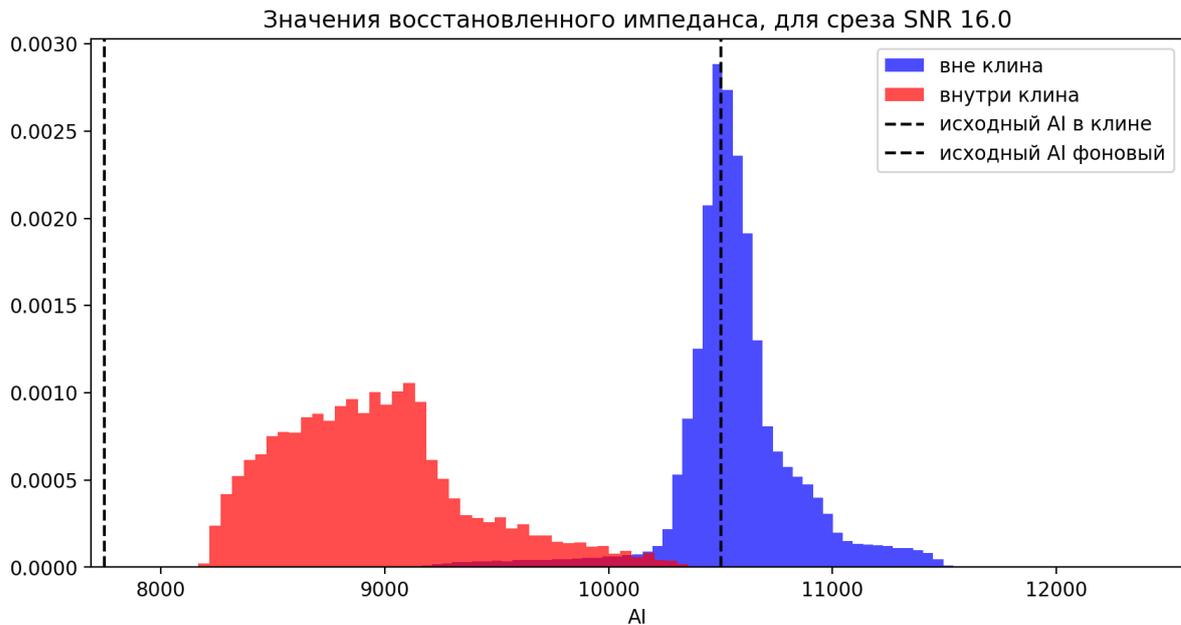


Рисунок 19 Гистограммы распределения значений импеданса,  
восстановленных алгоритмом инверсии в точках изначального расположения  
клинообразного пласта и вмещающей среды

Таким образом, эксперимент на модели клина демонстрирует, что эффективность инверсии повышается с увеличением контраста объектов в упругих свойствах, а также увеличением мощности изучаемых объектов. Отметим также, что тонкий клин, не видимый на волновой картине, выделяется в восстановленных значениях импеданса, что говорит о повышении разрешающей способности. Этот вывод очень важен для качественной интерпретации. Однако истинные значения импеданса в клине для рассмотренной модели найти не удастся, что препятствует количественной интерпретации.

### Инверсия на реальных данных.

Теперь рассмотрим восстановление акустического импеданса на основе реальных данных, которые ранее использовались для демонстрации реализации процедуры инверсии в «Petrel» (рисунок 20). Амплитуды волнового поля в интервале inline 25-75 выделяются повышенными значениями энергии, что хорошо видно на графике распределения RMS сейсмических трасс вдоль разреза (рисунок 21). Вероятнее всего, наблюдаемые сквозные аномалии связаны с влиянием верхней части разреза.

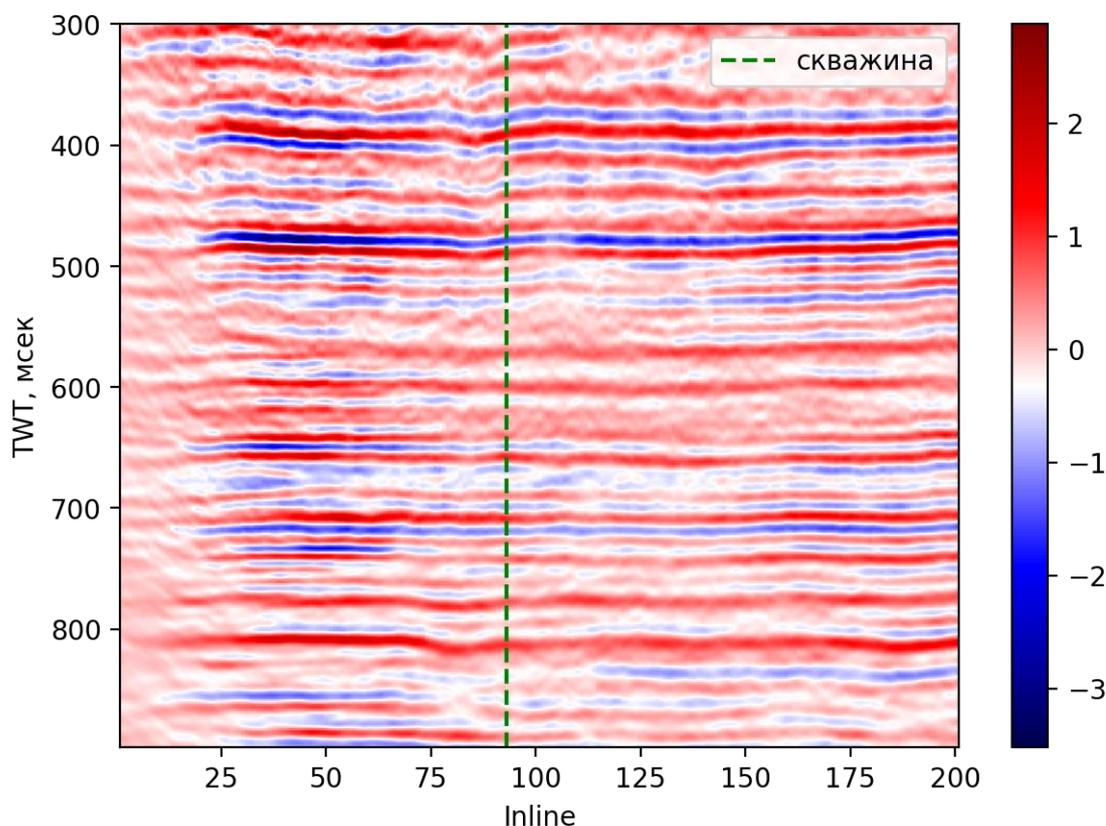


Рисунок 20 Суммарный 2D сейсмический разрез

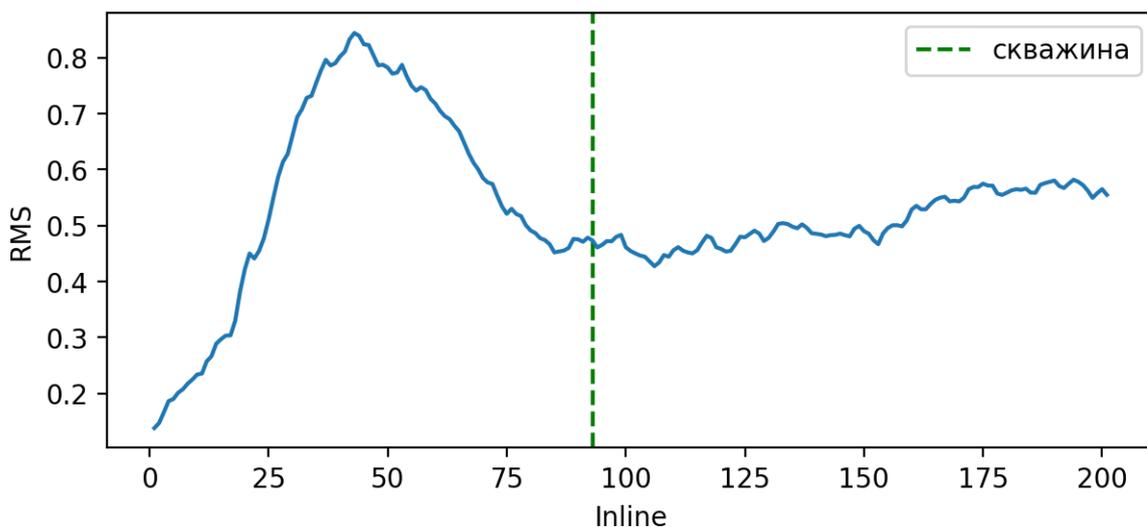


Рисунок 21 Распределение среднеквадратической амплитуды трасс вдоль разреза

Для восстановления акустического импеданса используем двухступенчатый подход, реализованный в примере использования модуля «PoststackInversion» [9]. На первом шаге используется потрассовой алгоритм инверсии с явным «решателем» и регуляризацией по Тихонову, на втором применяется алгоритм одновременной инверсии с итеративным «решателем», пространственной регуляризацией и результатом работы первого шага в качестве начального приближения.

На первой ступени требуется задать параметр регуляризации по Тихонову « $\epsilon_{psI}$ ». Нахождение оптимального значения осуществляется перебором данного параметра, для каждого из значений осуществляется 2D инверсия, записываются критерии качества решения (рисунок 22). Здесь к двум основным показателям качества добавлены еще два дополнительных. Первый показатель вычисляется как отношение RMS амплитуды разности отфильтрованного импеданса по ГИС и восстановленного импеданса к RMS амплитуде импеданса в скважине (т.е. аналог «misfit» для значений импеданса). Данный параметр может быть полезен в случаях, когда форма кривой импеданса восстанавливается хорошо (коэффициент корреляции высокий), но значения сильно отлетают по амплитуде от контрольных точек. Второй дополнительный параметр вычисляется как отношение RMS восстановленного импеданса в трассе, совпадающей со скважиной, к RMS импеданса, восстановленного в участке с повышенными амплитудами сейсмической записи. Так как мы предполагаем, что повышенные амплитуды волнового поля в интервале inline 25-75 связаны с влиянием ВЧР, то на распределении импеданса эта область не должна характеризоваться аномальными значениями, а значит величина дополнительного критерия должна быть близка к

единице. Однако, как мы увидим далее, на практике она достигает лишь 0.5 – 0.6, т.к. алгоритм стремится восстановить наблюдаемое волновое поле не «задумываясь» о природе имеющихся амплитуд.

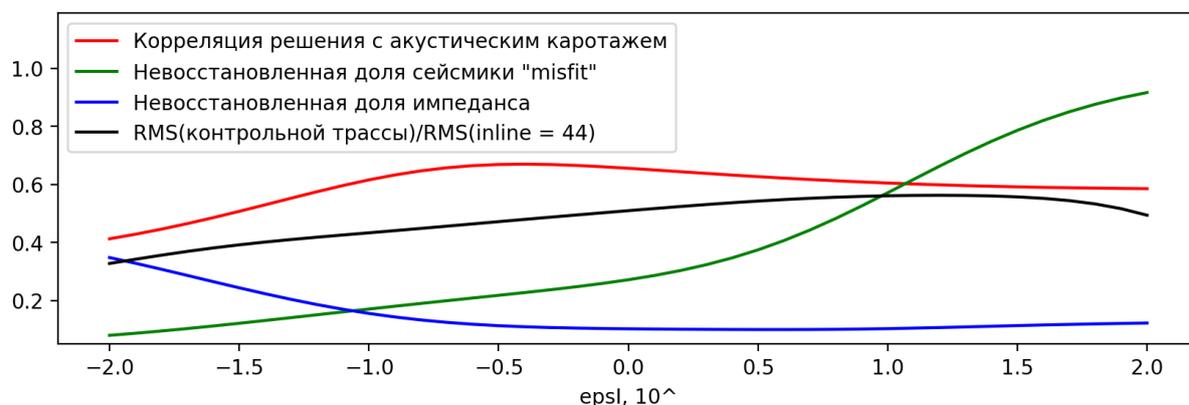


Рисунок 22 Процесс подбора параметра регуляризации для первого шага инверсии

В данном случае выбор оптимального параметра можно осуществить по следующей схеме: из кривой корреляции вычитаются кривая «misfit»-а и аналога «misfit» для импеданса, находится максимум полученной разности (рисунок 23).

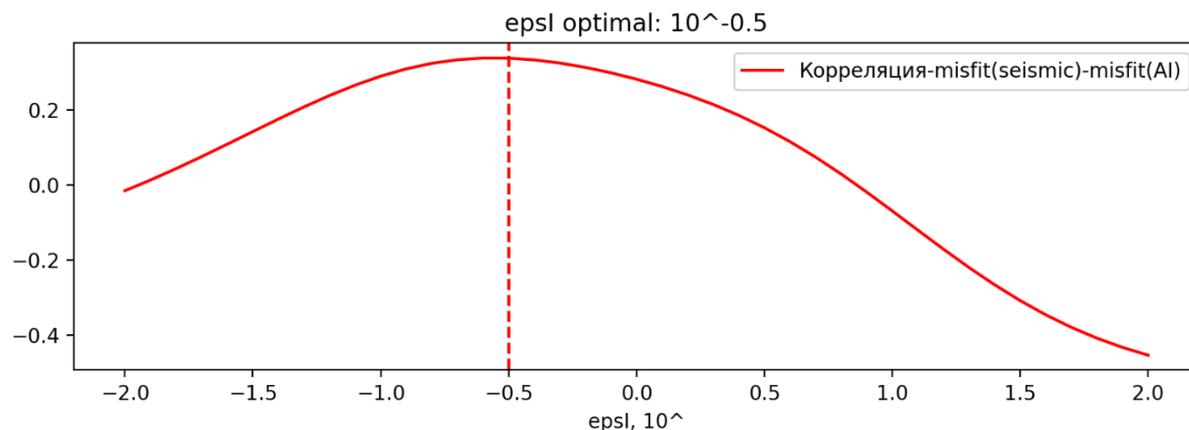


Рисунок 23 Выбор параметра регуляризации для первого шага инверсии

После подбора необходимого параметра осуществлен первый шаг инверсии, результаты представлены ниже (рисунок 24). Посчитаны критерии качества инверсии (рисунки 25-26). Как мы видим, в области, характеризующейся повышенными значениями RMS сейсмических амплитуд, алгоритм восстановил аномально высокие значения импеданса, а также в этой области наибольшая ошибка по восстановлению сеймики. Возможно, в дальнейшем эту проблему отчасти удастся решить с помощью пространственной регуляризации.

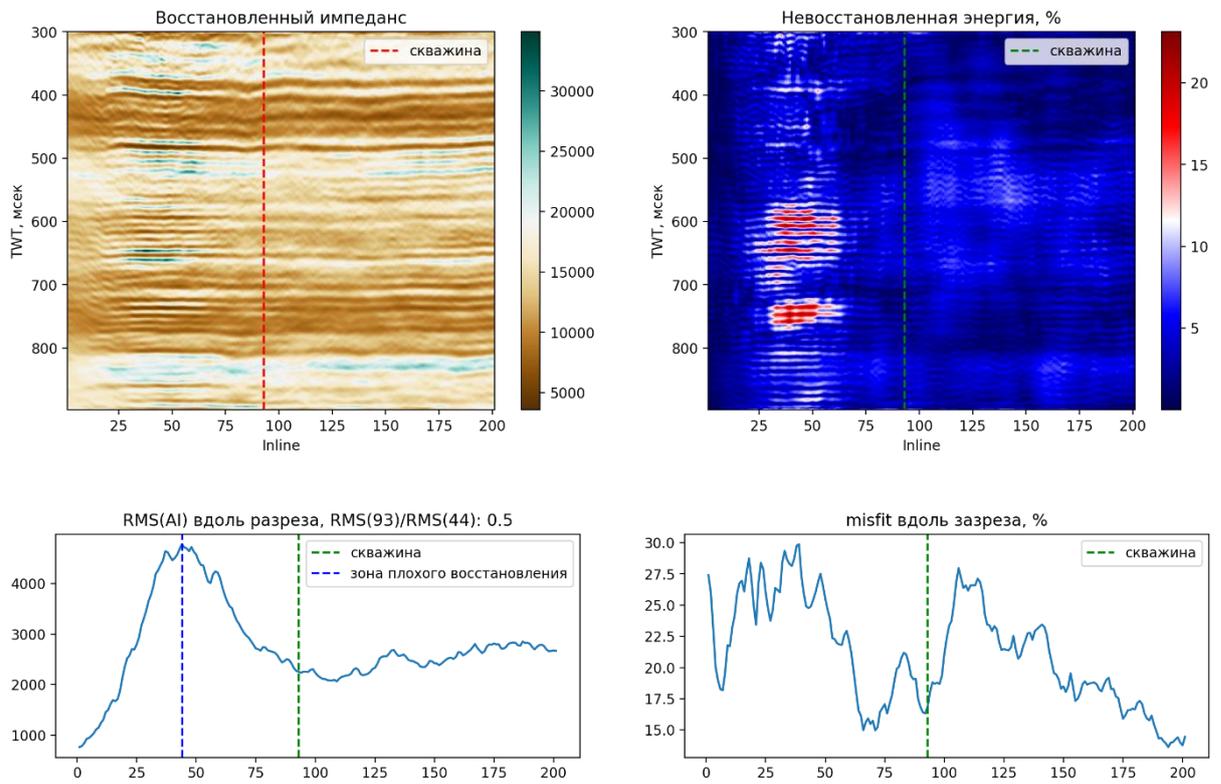


Рисунок 24 Результаты первого шага инверсии

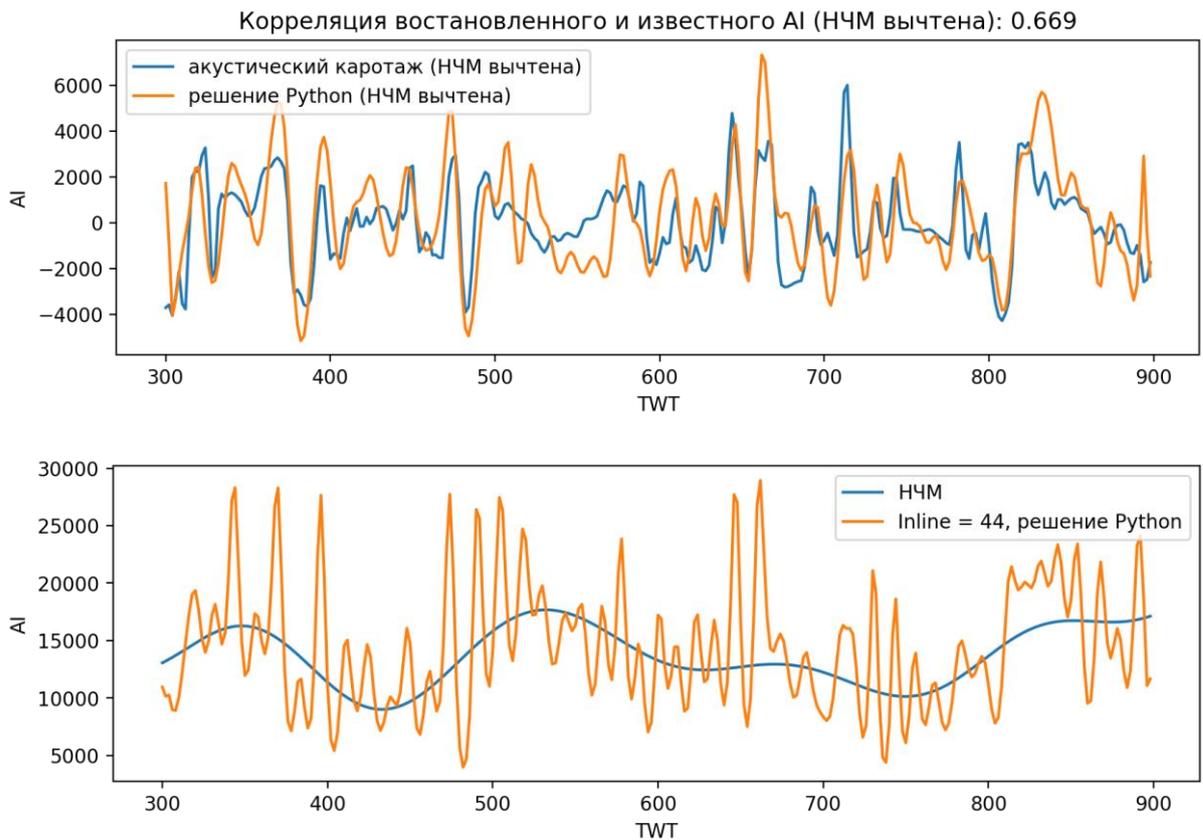


Рисунок 25 Восстановленный импеданс в месте расположения скважины и в участке повышенных амплитуд



Рисунок 26 Энергия сейсмической трассы (оглабляющая Гильберта) и невозможной части сейсмологии в месте расположения скважины

На второй ступени осуществлена одновременная по всем трассам инверсия, за начальную модель принято решение, полученное на первой ступени. Для настройки пространственной регуляризации необходимо подобрать ряд параметров. Методика подбора такая же, как для параметра первого шага инверсии (рисунки 27-29).

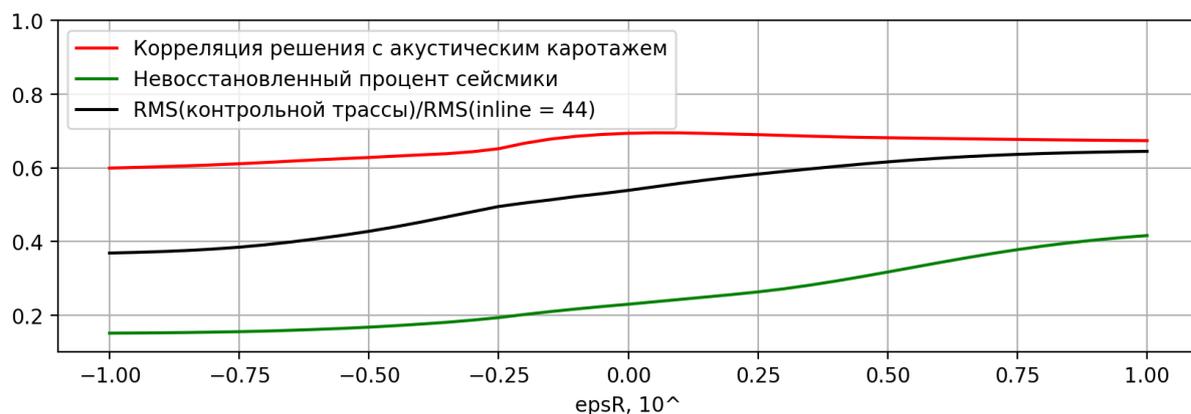


Рисунок 27 Подбор параметра «epsR»

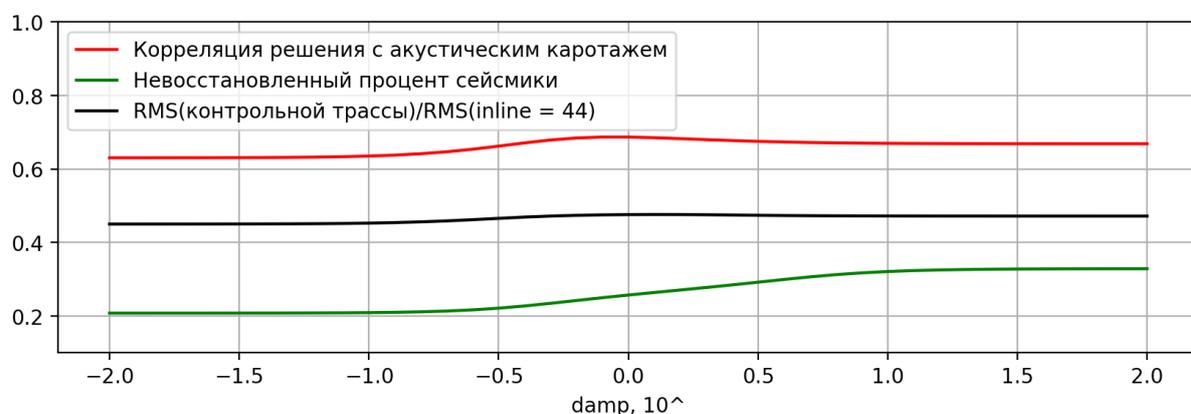


Рисунок 28 Подбор параметра «damp» (внутренняя настройка «решателя»)

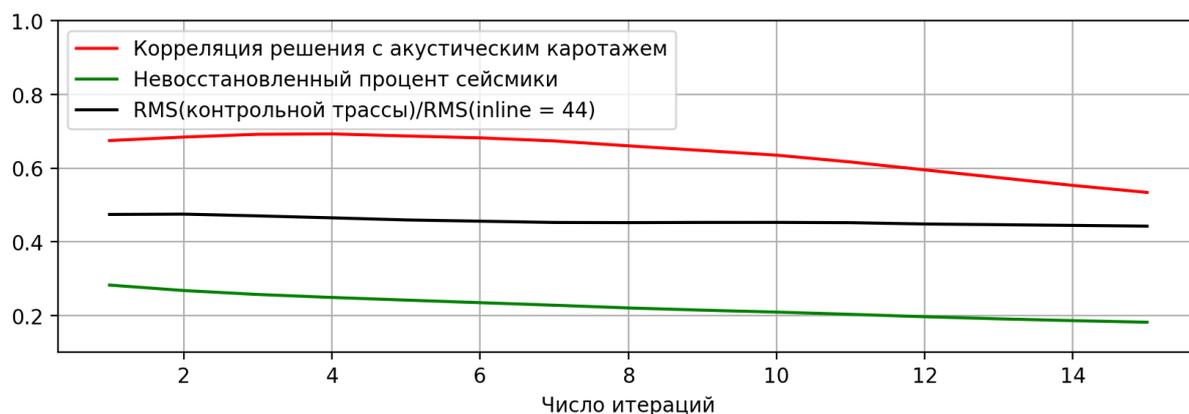


Рисунок 29 Подбор оптимального числа итераций

После подбора параметров осуществлен второй шаг инверсии (рисунок 30), посчитаны критерии качества инверсии (рисунки 31-32). Как мы видим, пространственная регуляризация помогла уменьшить аномальные значения импеданса в высокоамплитудной зоне. Однако достигнуто это ценой повышения доли невосстановленной сеймики. Таким образом, окончательно справиться с влиянием ВЧР с помощью инверсии в данном случае не удаётся. В подобных случаях проблему подавления сквозных аномалий амплитуд можно решить на уровне волнового поля, путём масштабирования амплитуды на RMS в широком окне.

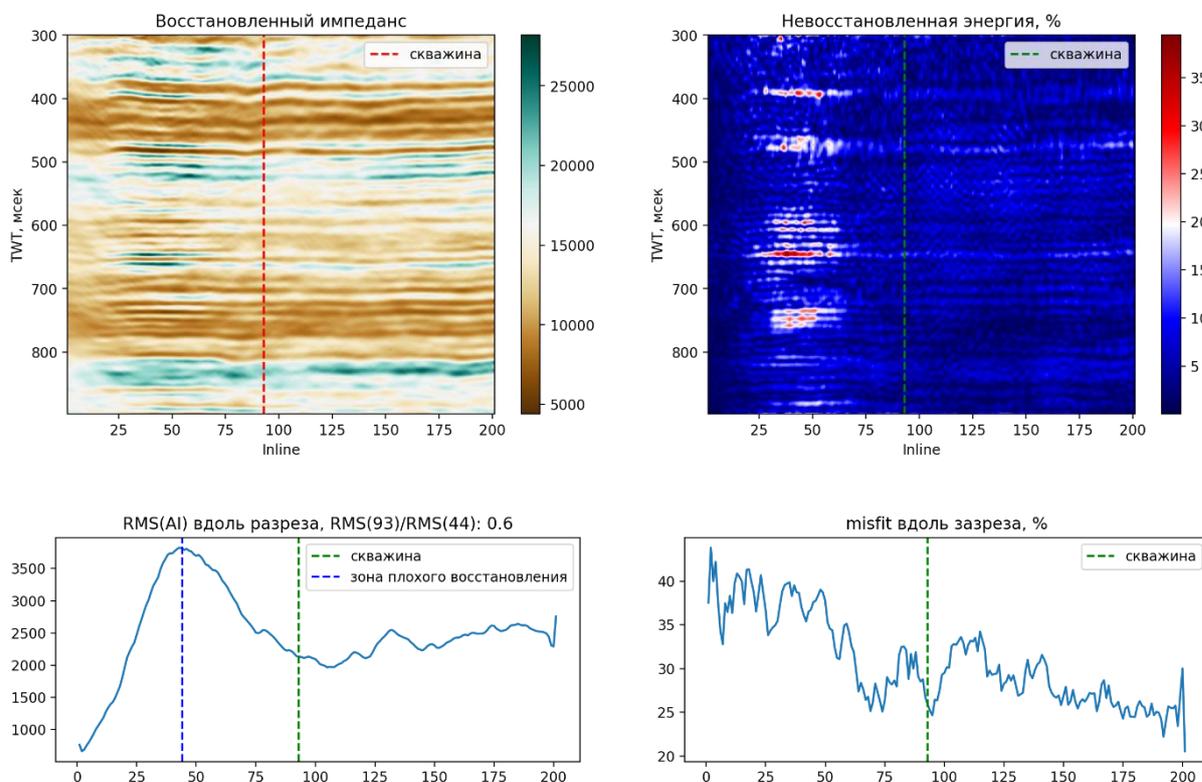


Рисунок 30 Результаты второго шага инверсии

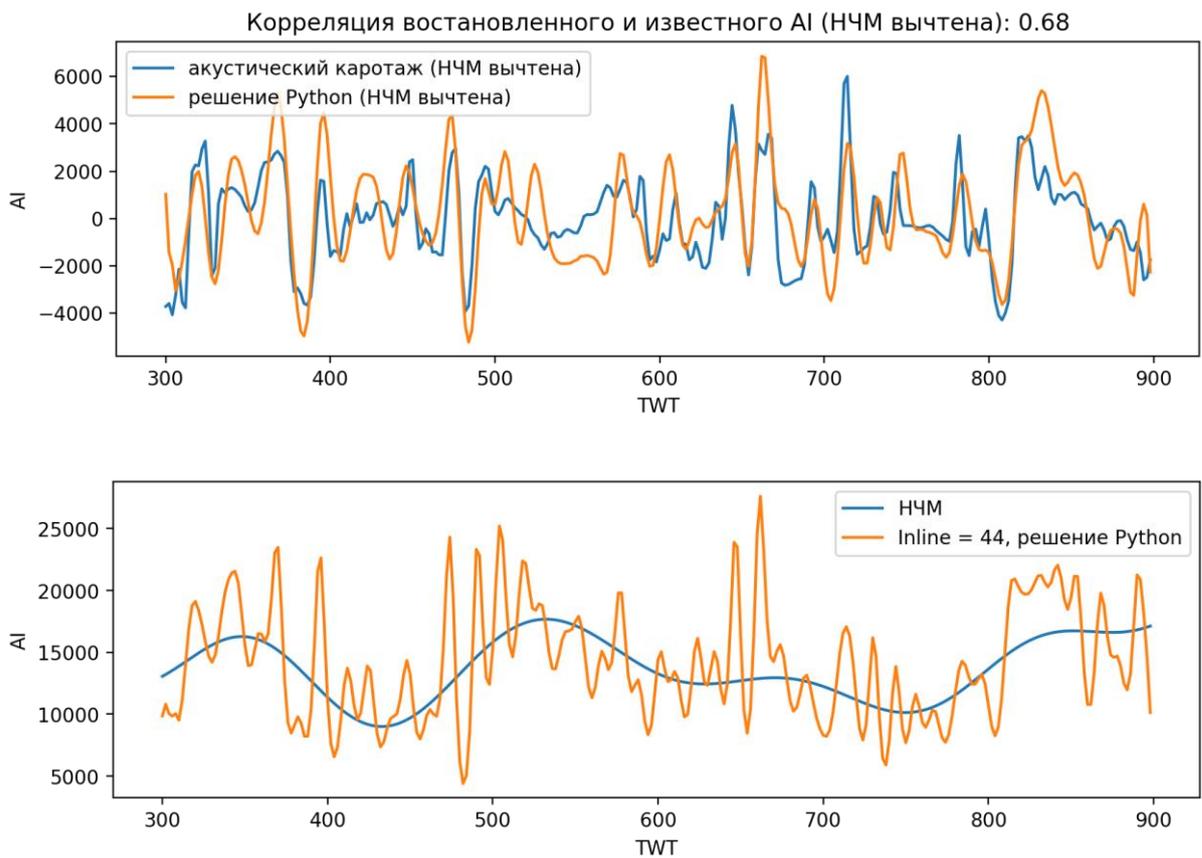


Рисунок 31 Восстановленный импеданс в месте расположения скважины и в участке повышенных амплитуд



Рисунок 32 Энергия сейсмической трассы (огibaющая Гильберта) и невосстановленной части сеймики в месте расположения скважины

Теперь сравним результаты инверсии, полученные с использованием «Petrel» и «Python» (рисунки 33-35). При подобранных параметрах, «Python» показывает более качественное восстановление волнового поля (доля невосстановленной энергии сеймики меньше), однако побороть аномальные значения акустического импеданса лучше удалось «Petrel».

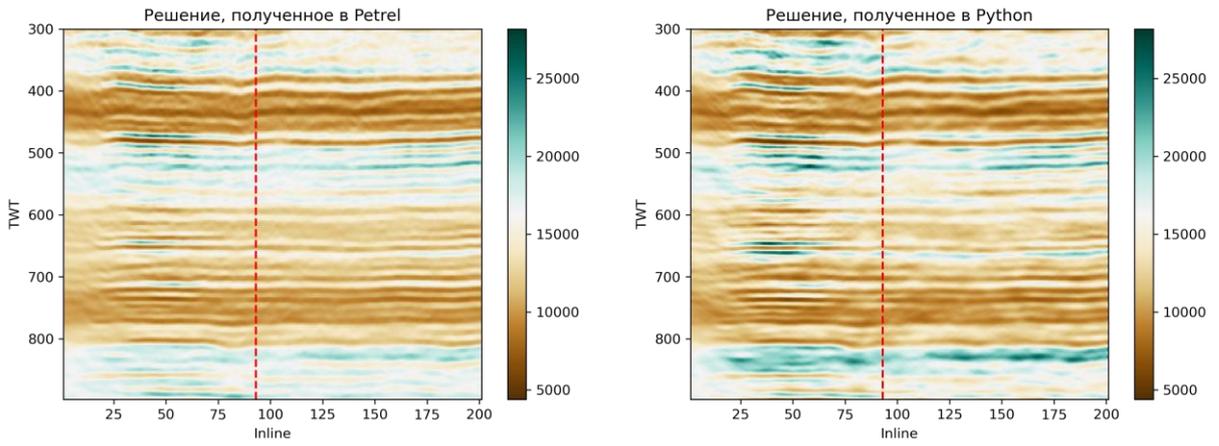


Рисунок 33 Разрезы акустического импеданса, восстановленные с помощью «Petrel» и «Python»

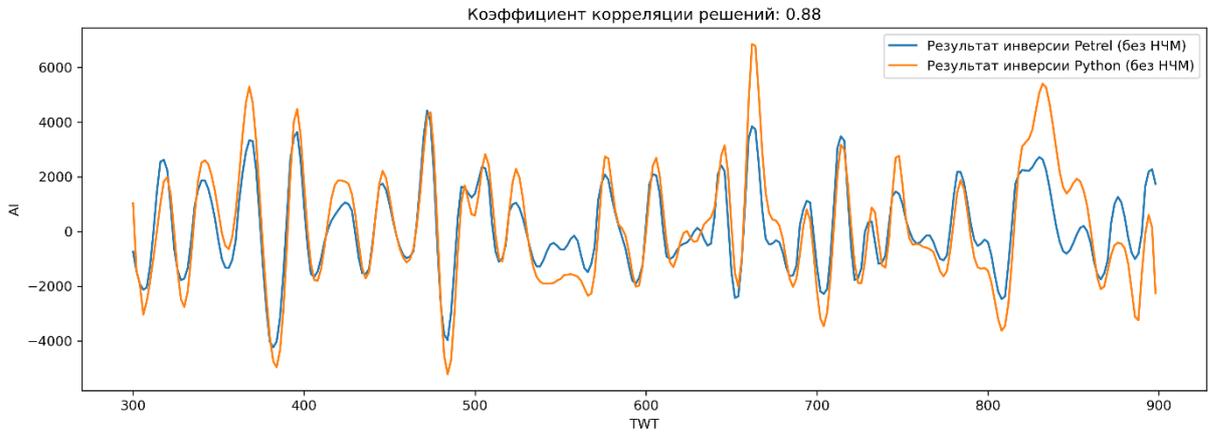


Рисунок 33 Распределение акустического импеданса, полученное вдоль траектории скважины в «Petrel» и «Python»

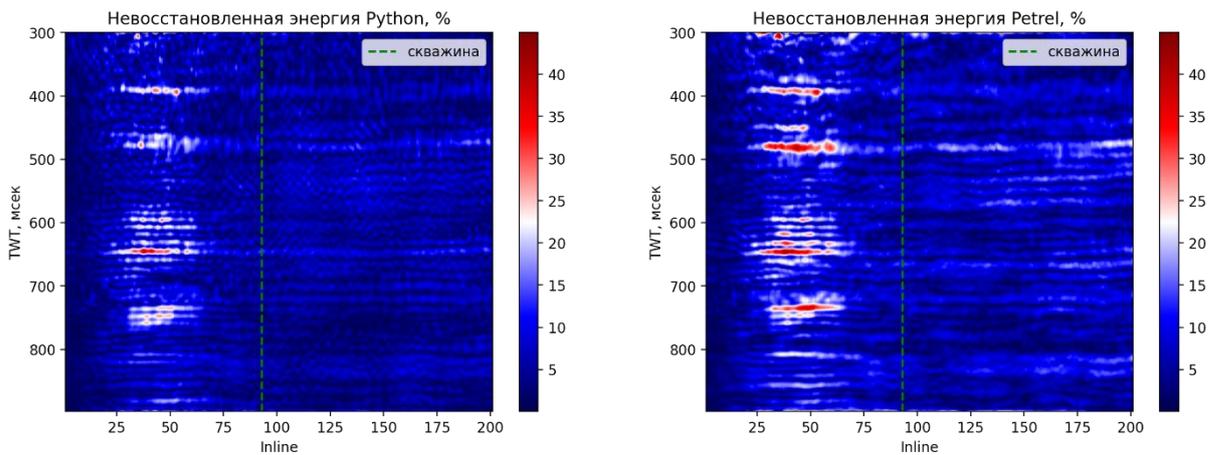


Рисунок 35 Энергия невосстановленной части сеймики для «Petrel» и «Python»

Сравнение результатов инверсии в «Petrel» и «Python» показывает, что некоммерческое ПО может быть успешно использовано при решении задачи инверсии.

Преимуществом осуществления сейсмической инверсии с помощью открытых библиотек языка программирования «Python» является возможность автоматизации подбора параметров инверсии, удобство в изучении их влияния на критерии качества инверсии, возможность при необходимости вводить и рассматривать дополнительные критерии качества. Кроме того, значимым преимуществом использования открытых решений является «прозрачность» всех используемых алгоритмов. Это означает, что при желании можно детально изучить схему работы алгоритма, обратившись к исходному коду решения. Коммерческое ПО является закрытым, поэтому детальное рассмотрение и модификация запрограммированных в нём алгоритмов как правило невозможно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрена классификация видов сейсмической инверсии. Обсуждаются различные постановки обратной динамической задачи сейморазведки (акустический и упругий случаи). Особое внимание уделено акустической инверсии, рассмотрены наиболее часто применяемые алгоритмы. Предложено два основных критерия оценки качества инверсии. Осуществлена акустическая инверсия с использованием коммерческого программного пакета «Petrel», а также с помощью средств открытой библиотеки «Pylops» языка программирования «Python», произведено сопоставление полученных решений. Рассмотрено влияние геологических характеристик изучаемого объекта (мощность, контрастность по импедансу) и качества сейсмических данных (отношение сигнал-шум) на эффективность инверсии. Приведём основные выводы работы:

- Для оценки качества сейсмической инверсии могут быть использованы коэффициент линейной корреляции между получаемым решением вдоль траектории скважины и сглаженным импедансом по данным ГИС, а также доля невозстановленной энергии волнового поля. К указанным критериям могут быть добавлены дополнительные, например аналог критерия «misfit», вычисляемый для импедансов. Данный критерий проявляет большую чем коэффициент корреляции чувствительность к высокоамплитудным выбросам в значениях восстанавливаемого упругого параметра;
- Сейсмическая инверсия может выступать как средство повышения разрешающей способности, что позволяет выделять тонкие пласты по материалам сейморазведки и в целом рассматривать инверсию как мощный инструмент качественной интерпретации;
- Чем контрастнее и мощнее изучаемые с помощью инверсии объекты, тем более достоверно удаётся их обнаружить. Увеличение контрастности в упругих параметрах эквивалентно повышению отношения сигнал-шум. Прирост точности в определении тонкого пропластка для данных с  $SNR=16$  по отношению к данным с  $SNR=2$  можно оценить в 2-3 раза;
- Алгоритму инверсии не всегда удаётся точно восстановить абсолютные значения импеданса. Ошибки могут возникать в связи с особенностями изучаемых разрезов или из-за неоптимального подбора параметров

алгоритма. Некорректное восстановление абсолютных значений импеданса препятствует использованию результатов инверсии для количественной интерпретации;

- При восстановлении импеданса использование алгоритмов инверсии с пространственной регуляризацией не позволяет полностью избавиться от негативного влияния сквозных амплитудных аномалий волнового поля;
- Инструменты некоммерческой библиотеки «Pylops» языка программирования «Python» могут быть использованы для осуществления акустической инверсии. Получаемый результат не уступает по качеству решению коммерческого программного продукта «Petrel».



Шишкин М.И.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ампилов Ю. П., Барков А. Ю. и др. (2009). Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 1. Технологии сейсморазведки 2009, №4, 3–16с.
2. Барклай Ф., Бруун А. и др. (2008). Сейсмическая инверсия: читая между строк. Нефтегазовое обозрение 2008-весна, 50-75с.
3. Воскресенский Ю.Н. (2001). Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Москва, 2001.
4. Данько Д.А. (2016). Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным. Геофизика 1.2016.
5. Дмитрачков Д.К., Протасов М.И (2021). Сейсмическая инверсия результатов глубинной миграции. Геофизические технологии 2021, №4, 4-15с.
6. Кирилов А. С., Закревский К. Е. (2014). Практикум по сейсмической интерпретации в PETREL. Москва: МАИ-ПРИНТ 288с.
7. Кондратьев И. К., Рыжков В. И. и др. (2011). Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии. Москва: издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина 62с.
8. Кубышта И.И., Павловский Ю.В. и др. (2016). Эффективность технологий инверсии данных сейсморазведки 3D как основа построения и уточнения сейсмогеологической модели вендских отложений месторождения Восточной Сибири. PRO Нефть октябрь 2016 выпуск 01, 27-37с.
9. Pylops, Read the Docs: v2.0.0,  
<https://pylops.readthedocs.io/en/latest/tutorials/poststack.html> (дата обращения: 20.02.2023).