

Список докладов для SEG-2003

1. *А.А. Табаков, А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков, К.В. Баранов. Методика 2D, 3D+ВСП совместных сейсмических наблюдений на поверхности и в скважине.
*A.A. Tabakov, A.S. Kashik, G.N. Gogonenkov, K.V. Baranov. 2D, 3D+VSP acquisition geometries combining surface and downhole measurements.
2. *А.В. Решетников, В.В. Решетников, И.Е. Солтан, А.А. Табаков. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП.
*A.V. Reshetnikov, V.V. Reshetnikov, I.E. Soltan, A.A. Tabakov. Dynamic decomposition of seismic wavefields and media model reconstruction with raytracing method by VSP data.
3. *А.В. Копчиков, А.В. Баев, А.А. Табаков. Решение обратной динамической задачи ВСП с использованием автокорреляционных функций.
*A.V. Korchikov, A.V. Baev, A.A. Tabakov. Solution of VSP dynamic inversion problem using correlated wavefields.
(стендовый)
4. *В.Н. Ференци, И.Е. Солтан, А.А. Табаков, К.В. Баранов. Обработка данных ВСП на базе 1D-3D модели.
*V.N. Ferentsi, I.E. Soltan, A.A. Tabakov, K.V. Baranov. VSP data processing based on 1D-3D model of medium.
(стендовый)
5. *А.Ю. Барков, А.А. Табаков, К.В. Баранов, А.К. Душутин. Редактирование сейсмических волновых полей и коррекция записей ВСП с применением нейронных сетей и минимизации энтропии двумерных спектров.
*A.Yu. Barkov, A.A. Tabakov, K.V. Baranov, A.K. Dushutin. Seismic wavefields editing and correction using neural networks and entropy minimization of 2D spectrum.
(стендовый)
6. *А.В. Баев, И.Е. Солтан, А.А. Табаков, И.В. Яковлев. Векторная миграция сейсмических волновых полей на материалах ВСП.
*A.V. Baev, I.E. Soltan, A.A. Tabakov, I.V. Yakovlev. Vector migration of VSP wavefields.

* - докладчик

МЕТОДИКА 2D, 3D+ВСП СОВМЕСТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ И В СКВАЖИНЕ

* А. А. Табаков¹, А.С. Кашик¹, Г. Н. Гогоненков¹, К. В. Баранов²
1 – ОАО «ЦГЭ», Россия, 123298 Москва, ул. Народного ополчения, д. 38, корп.3;
2 – ООО «ГЕОВЕРС»

2D, 3D+VSP acquisition geometries combining surface and downhole measurements

* A. A. Tabakov¹, A. S. Kashik¹, G. N. Gogonenkov¹, K. V. Baranov²
1 – CGE, 38-1, Narodnogo opolcheniya str., Moscow 123298, Russia; 2 – Geovers ltd.

Summary

Two applications of combined surface and downhole acquisition geometries are described. They are called “2D+VSP” and “3D+VSP”. The advantages are based on the use of downhole arrival times and signatures to improve surface seismic data. The case stories approve the proclaimed features of proposed technology.

Аннотация

Рассмотрена технология совмещенных наземно-скважинных сейсмических наблюдений в вариантах «2D+ВСП» и «3D+ВСП». Преимущество этой технологии основано на использовании годографов первых вступлений и формы импульсов глубинного прибора для коррекции записей наземных сейсмоприемников. Приведенные примеры применения технологии подтверждают преимущества использования таких наблюдений.

Введение

Основными геофизическими методами, используемыми при поисках, разведке и мониторинге нефтяных и газовых месторождений, являются геофизические исследования скважин (ГИС), сейсморазведка на поверхности (2D и 3D) и в скважинах (ВСП, НВСП).

Методы ГИС обладают высокой разрешающей способностью по глубине, однако изучают самую ближайшую область около скважины. Сейсморазведка на поверхности обладает возможностью получения связного изображения больших объектов, но недостаточной разрешенностью и точностью для решения задач высокой детальности. ВСП обеспечивает большую детальность изучения околоскважинного пространства по сравнению с наземной сейсморазведкой, но в ограниченном диапазоне удалений от скважины.

При эксплуатационном бурении на нефть и газ часто возникает потребность детального изучения продуктивных пластов на расстояниях до 1.5 – 2 км от скважины, не достигаемых для исследований методом ВСП. Наличие глубокой скважины может существенно повысить точность и детальность исследований 2D- или 3D-сейсморазведки в окрестностях этой скважины, если использовать одновременные наблюдения на поверхности и в скважине, то есть совместить преимущества сейсморазведки на поверхности и ВСП. Методика совмещенных наблюдений, при которой возбуждения на поверхности на профиле 2D (или сетке 3D) регистрируются зондом ВСП, расположенным вблизи забоя глубокой скважины, названа “Локальный проект 2D+ВСП” (“Локальный проект 3D+ВСП” соответственно). По сути, предлагаемая технология базируется на трехмерных системах наблюдения.

Описание метода

Рассматривается методика наблюдений многоточечным трехкомпонентным зондом ВСП вблизи забоя глубокой скважины для оценки неоднородностей верхней части разреза и компенсации различий формы импульса возбуждения в сейсмограммах наземных приемников [4].

На рисунке 1 приведена упрощенная схема системы наблюдений и хода лучей в сечении 2D для условной двукратной системы наблюдений.

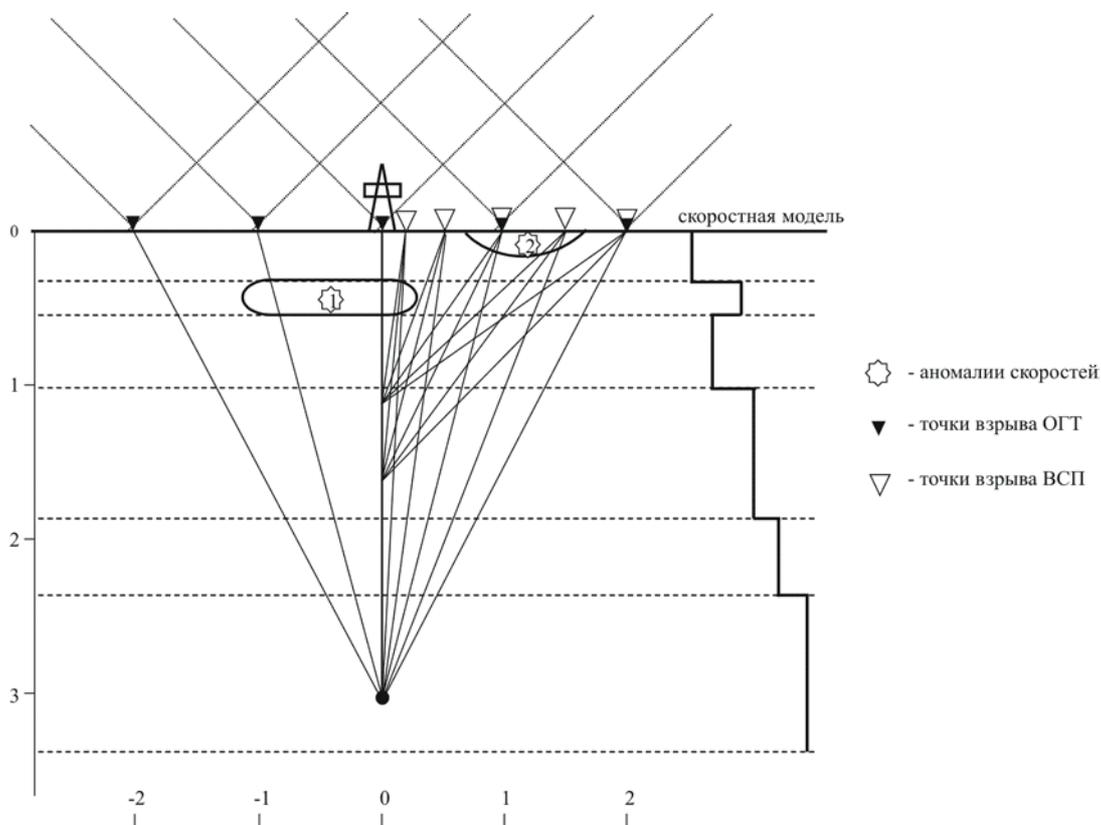


Рис. 1 Схема проведения полевых работ по методике «2D+VСП»

Каждое возбуждение на профиле 2D (или сетке 3D) регистрируется многоточечным трехкомпонентным зондом, расположенным вблизи забоя глубокой скважины, с шагом между приемниками не менее 15 м. Использование многоточечного трехкомпонентного зонда обеспечивает возможность выделения прямой продольной волны для последующей компенсации изменений формы сигнала в записях наземных сейсмоприемников. Система наблюдений для наземных расстановок проектируется по обычным принципам.

В скважине проводятся также работы VСП из ближнего и нескольких удаленных пунктов возбуждения. Данные ближнего пункта возбуждения VСП используются для привязки отражений, регистрируемых на поверхности, к литологическому разрезу, прогнозу геологического разреза ниже забоя скважины, а также для повышения разрешающей способности методов наземных наблюдений путем применения дополнительной деконволюции разрезов ОГТ по трассе однократных отражений VСП.

Проведение VСП из нескольких пунктов взрыва позволяет более достоверно и точно оценить скоростную модель среды (скорости, коэффициенты анизотропии, наклоны пластов) в окрестности скважины.

Описание графа обработки

Обработка данных совмещенных наблюдений состоит из трех этапов. На первом этапе осуществляется обработка данных VСП из всех пунктов возбуждения. Основным результатом первого этапа является скоростная модель среды [3].

Далее выполняется обработка записей глубинного зонда VСП, которая включает в себя кинематическую и динамическую обработку [1]. Основой для кинематической обработки служит годограф первых вступлений зонда VСП. Предполагается, что функциональная зависимость годографа от координат источников обусловлена следующими факторами:

- средой распространения, описываемой слоисто-однородной моделью;

- локальными неоднородностями ВЧР;
- неоднородностями условий возбуждения.

Разность между наблюдаемым годографом и синтетическим, рассчитанным с использованием скоростной модели среды, определяет поле статических поправок. Гладкая составляющая этих поправок характеризует локальные неоднородности скоростей ВЧР, а высокочастотная - неоднородности условий возбуждения.

Динамическая обработка записей контрольного зонда ВСП служит для выравнивания формы импульса возбуждения и состоит из выделения падающей волны и получения эталонного сигнала для расчета корректирующего оператора. Эталонный сигнал рассчитывается путем накопления трасс падающих волн, имеющих равное удаление от устья скважины.

Результатами этого этапа являются поправки за аномалии скоростей ВЧР и операторы, компенсирующие различия формы импульса возбуждения.

На последнем этапе выполняется обработка записей наземных сейсмоприемников с учетом результатов, полученных на предыдущих этапах. В заключение обработки выполняется деконволюция разреза ОГТ с использованием трассы однократных отражений ВСП. Эта процедура обеспечивает расширение спектра трасс ОГТ и приведение формы импульса к нуль-фазовому [3].

Результаты обработки

Основные специфические результаты применения методики совмещенных наблюдений, обеспечивающие преимущества перед стандартной сейсморазведкой, получаются на втором этапе обработки.

Первое преимущество использования такой методики наблюдений заключается в получении карты скоростей верхней части разреза, которая используется для коррекции среднечастотных статических сдвигов в записях наземных сейсмоприемников. Пример такой карты, построенной по наблюдениям «3D+ВСП» на одном из месторождений Западной Сибири, приведен на рисунке 2. На рисунке также изображен реальный речной комплекс, с наличием которого на этой площади связаны зоны растепления вечной мерзлоты, сопровождающиеся существенным понижением скорости в ВЧР.

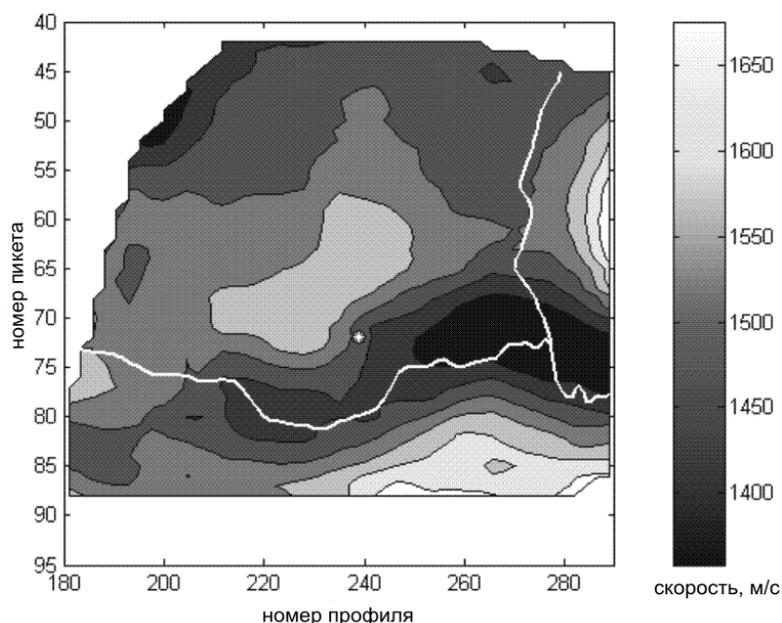


Рис. 2 Карта скоростей слоя, включающего зону мерзлоты (белая точка – скважина, белая линия – речной комплекс)

Другим преимуществом такой методики является возможность использования операторов, выравнивающих неоднородности формы импульса в записях наземных сейсмоприемников. На рисунке 3 приведены исходные записи одного из наземных приемников от нескольких взрывов и результат коррекции статических поправок и компенсации различий формы импульса. Заметно улучшение коррелируемости отраженных волн, что подтверждает возможность использования

статических поправок и операторов, рассчитанных по записям глубинного зонда, для компенсации влияния неоднородностей условий возбуждения в записях наземных приемников.

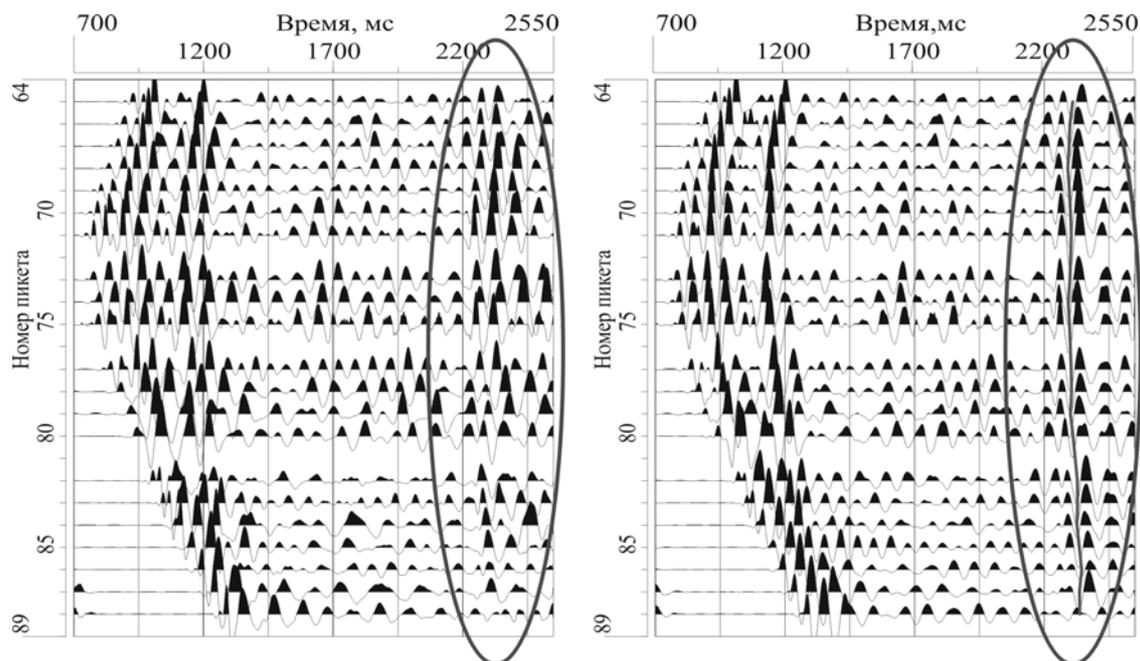


Рис. 3 Записи наземного приемника для нескольких пунктов взрыва (слева – до коррекции, справа – после коррекции формы импульса и статики с использованием записей зонда ВСП)

Выводы

Методика совмещенных наблюдений позволяет получить преимущества перед наземной сейсморазведкой при наличии глубокой скважины на площади исследований [2].

Основные преимущества совмещенных наземно-скважинных наблюдений можно сформулировать следующим образом:

- возможность компенсации неоднородностей условий возбуждения за счет контроля формы импульса каждого воздействия и деконволюции по форме сигнала,
- возможность использования достоверных статических поправок за возбуждения,
- возможность использования точного скоростного закона на скважине по данным ВСП и учета горизонтального градиента скоростей ВЧР, оцениваемого по вариации времен прихода прямой волны при возбуждении на сетке наземных наблюдений.

Литература

1. Баранов К.В., Табаков А.А., Бикеев В.С., Яковлев И.В., Барков А.Ю., 2001, Коррекция статических поправок и формы импульса возбуждения при наземно-скважинных наблюдениях «Локальный проект 3D+ВСП»: Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 5-летию юбилею ООО «КогалымНИПИнефть», Когалым, 91 - 97.
2. Баранов К.В., Бикеев В.С., Стариков Н.В., Табаков А.А., 2002, Результаты применения методик «3D+ВСП Локальный проект» и «2D+ВСП Локальный проект» в условиях Западной Сибири: Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», М., 69.
3. Гальперин Е.И., 1994, Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты: М., Наука – 320 с.
4. Табаков А.А., Бикеев В.С., Баранов К.В., Яковлев И.В., Барков А.Ю., 2001, Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства: Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», М., 32.

МЕТОДИКА 2D, 3D+VSP СОВМЕСТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ И В СКВАЖИНЕ

* А. А. Табаков¹, А.С. Кашик¹, Г. Н. Гогоненков¹, К. В. Баранов²

1 – ОАО «ЦГЭ», Россия, 123298 Москва, ул. Народного ополчения, д. 38, корп.3;

2 – ООО «ГЕОВЕРС»

2D, 3D+VSP acquisition geometries combining surface and downhole measurements

* A. A. Tabakov¹, A. S. Kashik¹, G. N. Gogonenkov¹, K. V. Baranov²

1 – CGE, 38-1, Narodnogo opolcheniya str., Moscow 123298, Russia; 2 – Geovers ltd.

Summary

Two applications of combined surface and downhole acquisition geometries are described. They are called “2D+VSP” and “3D+VSP”. The advantages are based on the use of downhole arrival times and signatures to improve surface seismic data. The case stories approve the proclaimed features of proposed technology.

Аннотация

Рассмотрена технология совмещенных наземно-скважинных сейсмических наблюдений в вариантах «2D+VSP» и «3D+VSP». Преимущество этой технологии основано на использовании годографов первых вступлений и формы импульсов глубинного прибора для коррекции записей наземных сейсмоприемников. Приведенные примеры применения технологии подтверждают преимущества использования таких наблюдений.

Introduction

The basic geophysical methods used by prospecting and monitoring of oil and gas deposits, are logging (LOG), seismic prospecting on a surface (2D and 3D) and seismic prospecting in wells (VSP).

LOG methods possess high resolution by the depth, however that methods study only the most nearest area around a well. Seismic prospecting on a surface possesses an opportunity of receiving of the coherent image of the large objects, but such methods have insufficient resolution and accuracy to solve problems of high detail. In comparison with ground seismic prospecting VSP provides more detail studying of borehole environment, but in the limited range of distances from a well.

At production drilling on oil and gas frequently there is a need of detailed studying of productive layers on distances up to 1.5 – 2 km from a well, not achievable for prospecting by VSP method. Presence of a deep well can increase sharply accuracy of 2D and 3D seismic prospecting in vicinities of this well, if simultaneous supervision on a surface and in a well is used. This provides combination of advantages of seismic prospecting on a surface and VSP. The technique of the combined acquisition means that every shot of 2D or 3D survey is acquired by VSP geophone set located close the well bottom. As a matter of fact, this technology is based on three-dimensional acquisition geometry.

Method description

The technique of supervision by multipoint three-component VSP geophone is discussed. VSP geophone is positioned close to the well bottom. Using this technique it is possible to estimate the heterogeneity of the top part of well environment. Also it is possible to compensate variations of the shot signatures in surface seismograms [4].

In figure 1 the simplified scheme of supervision system and rays trajectory in section 2D for simplified double field CDP covering is presented.

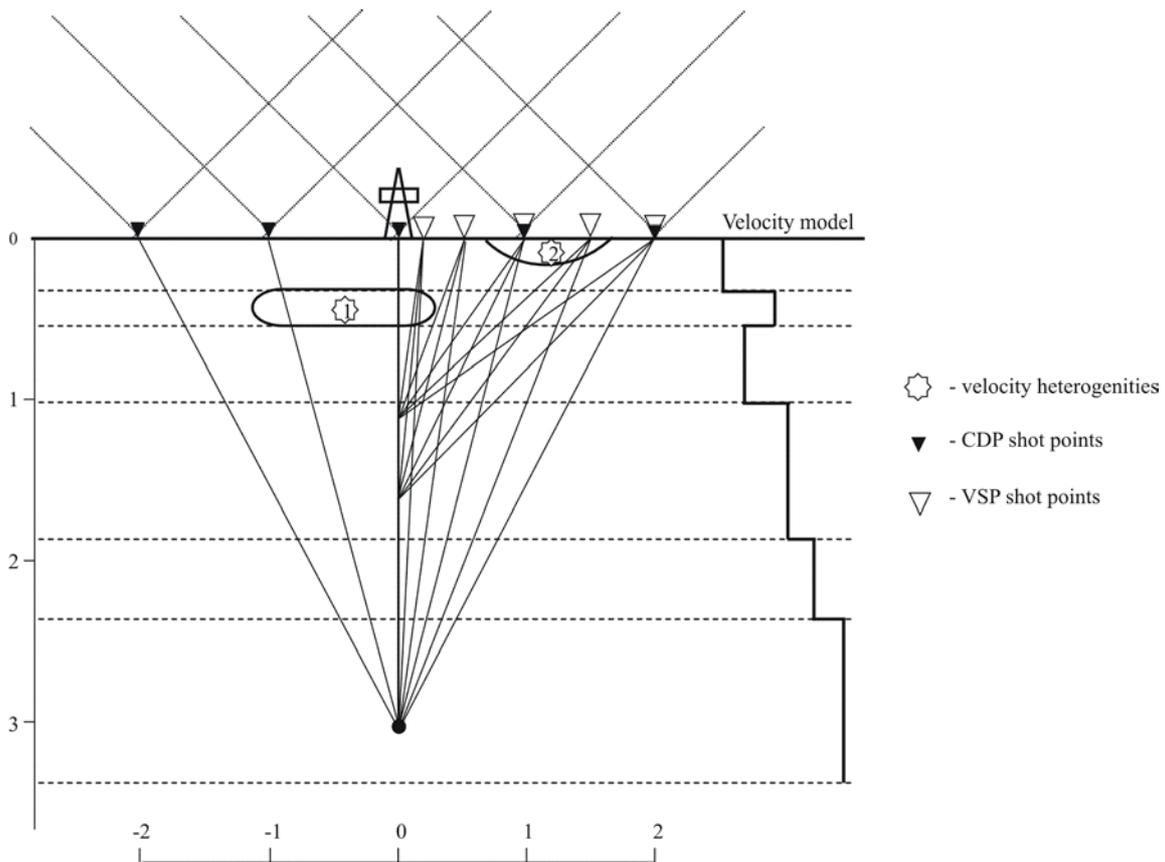


Fig. 1 Field measurement scheme by a technique "2D+VSP" or 3D survey

Each shot of 2D or 3D survey is registered by the multipoint three-component geophone located close to the well bottom, with step between receivers not less than 15 m. Using of a multipoint three-component geophone provides an opportunity of extraction of a direct P-wave for subsequent signature determination in surface geophones records.

Usual VSP zero and offset surveys are provided in the well. The data from the nearest shot point are used for correlation of surface reflections with lithologic section. Also this data are used to forecast a geological section lower than a well bottom, and also to increase the resolution of surface survey by applying to CDP sections additional deconvolution by the VSP primary reflections.

Carrying out of the VSP from several shot points provides accurate velocity model of environment (velocities, factors of anisotropy and inclinations of layers) in a well.

Processing description

Data processing of the combined acquisition consist of three stages. At the first stage data processing of the VSP from all shot points is carried out. The basic result of the first stage is the velocity model of environment [3].

Further processing of records of the VSP deep geophone is carried out. This includes kinematics and dynamic processing [1]. As a basis for kinematics processing serves first break hodograph of the VSP geophone records. It is supposed, that space hodograph is influenced by next factors:

- the environment, described by layered model;
- local variations of weathering layer;
- variations of shot conditions.

The difference between observed hodograph and synthetic hodograph, which designed using velocity model of environment, defines a field of static corrections. The smooth component of these corrections characterizes local variations of the weathering layer, and high-frequency component characterizes variations of shot conditions.

Dynamic processing of VSP records serves for equalizing the signatures of different shots. This processing consists of extraction of a downgoing wave and combining of a reference signal for calculation of the correcting operator. The reference signal is provided by stacking of traces of downgoing waves having close equal offset from the wellhead.

Results of this stage are corrections for anomalies of weathering model velocities and the operators compensating differences of signatures.

At the last stage surface seismograms are corrected before usual processing chain. In this processing results received at the previous stages are used.

Deconvolution CDP to VSP is applied to 3D cube or 2D profile to provide strictly zero phase signature[3].

Processing results

The basic specific results of combined acquisition technique, that provide some advantages compare to standard technique are obtained at the second stage of processing.

The first advantage proposed technique is exact estimation of weathering layer model, which is used for correction of mid-frequency static shifts in surface seismograms. The example of such map, constructed by “3D+VSP” geometry on productive field in Western Siberia, is presented in figure 2. The real river complex is depicted to show good correlation with defrozing zones which sharply declines velocities in weathering layer.

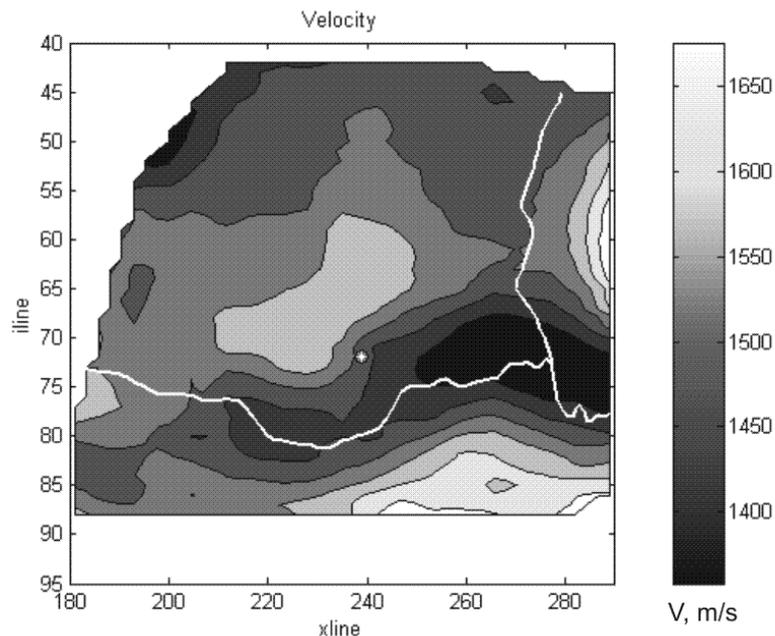


Fig. 2 Layer velocities map including a permafrost zone (white point – well, white line – river complex)

Other advantage of such technique is the possibility to use operators, smoothing signatures in surface seismograms. In figure 3 initial records of one ground geophone from several explosions and result of correction of static shifts and signature differences are presented. Reflected waves correlation improvement is obvious. That confirms the possibility of using static corrections and operators, designed by VSP geophone set, to compensate influence of differences in shot conditions in ground geophones records.

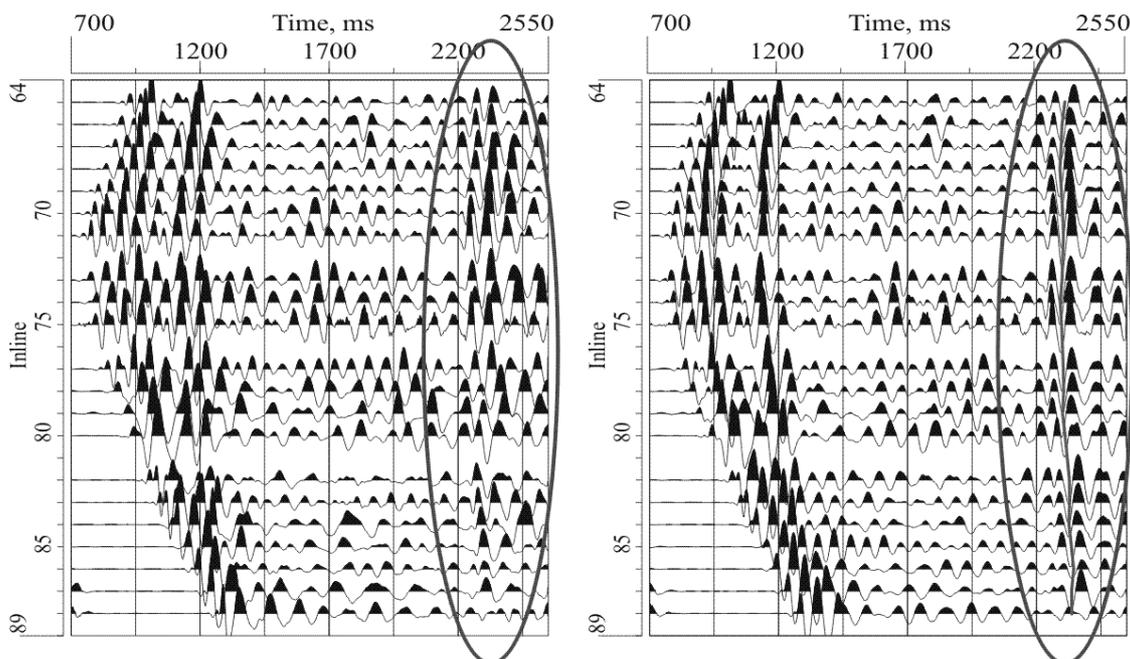


Fig. 3 Surface common receiver gathers for several shot points (at the left – before correction, on the right – after correction of the signatures and static corrections using downhole geophone records)

Conclusions

The combined acquisition technique allows to get advantages compared to seismic prospecting when the deep well is present on the prospect area [2].

The basic advantages of combined surface-well geometry can be formulated as follows:

- it is possible to compensate differences in shot conditions controlling signature of each shot and applying signature deconvolution,
- it is possible to use true static corrections,
- it is possible to use exact well velocity model according to the VSP, also it is possible to consider a horizontal gradient of weathering layer velocities. This gradient is estimated from the variation of the direct wave arrival times obtained for surface survey.

References

1. Баранов К.В., Табаков А.А., Бикеев В.С., Яковлев И.В., Барков А.Ю., 2001, Коррекция статических поправок и формы импульса возбуждения при наземно-скважинных наблюдениях «Локальный проект 3D+ВСП»: Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 5-летию юбилею ООО «КогалымНИПИнефть», Когалым, 91 - 97.
2. Баранов К.В., Бикеев В.С., Стариков Н.В., Табаков А.А., 2002, Результаты применения методик «3D+ВСП Локальный проект» и «2D+ВСП Локальный проект» в условиях Западной Сибири: Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», М., 69.
3. Гальперин Е.И., 1994, Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты: М., Наука – 320 с.
4. Табаков А.А., Бикеев В.С., Баранов К.В., Яковлев И.В., Барков А.Ю., 2001, Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства: Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», М., 32.

ПРИМЕНЕНИЕ ЛУЧЕВОГО МЕТОДА В ЗАДАЧЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ И РЕКОНСТРУКЦИИ МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ ВСП.

* А. В. Решетников, В. В. Решетников, И. Е. Солтан, А. А. Табаков
ООО «Геоверс», 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б

Dynamic decomposition of seismic wavefields and media model reconstruction with raytracing method by VSP data.

* A. V. Reshetnikov, V. V. Reshetnikov, I. E. Soltan, A. A. Tabakov
Geovers ltd., 69B Novocheryomushkinskaya Str., Moscow 117418, Russia

Summary

New method of VSP seismic data processing and interpretation is proposed. The method is applicable to inhomogeneous media models with partially-smooth interfaces. Accuracy of results is checked by comparison of ray-tracing and finite-difference methods.

Аннотация

В предлагаемом докладе представляется новая методика обработки и интерпретации данных сейсморазведки ВСП для моделей неоднородных сред с кусочно-гладкими границами. Проводится сопоставление годографов и амплитуд прямой волны, рассчитанных лучевым методом и снятых с поля, вычисленного методом конечных разностей.

Введение

Как правило, процессы обработки и интерпретации данных сейсморазведки разделены во времени и выполняются различными пакетами программ. При этом доступная информация используется далеко не в полном объеме, что связано, главным образом, с использованием упрощенных подходов при обработке сейсмических полей.

В настоящее время наибольшее распространение при решении задач построения изображений геологического разреза получили методы, основанные на лучевых и различных миграционных преобразованиях, но каждый из таких методов в отдельности обладает рядом серьезных недостатков. При этом для построения изображений используется, как правило, не волновое поле в целом, а выделенная из всего поля информация определенного рода, например, поля продольных отраженных волн.

Кроме того во многих случаях используются сильно упрощенные модели среды (такие как плоские границы разделов, отсутствие градиентов скоростей и т.д.), что приводит к большим погрешностям при интерпретации.

В предлагаемом докладе представляется начальный этап новой методики обработки и интерпретации данных сейсморазведки ВСП в сложно-построенных средах, состоящих из связанной системы произвольно-неоднородных тел с кусочно-гладкими границами.

Регулярные волны различных типов и кратностей последовательно вычитаются из исходного поля и проектируются на изображение с использованием опорной модели. Причем для вычитания используются годографы и амплитуды, рассчитанные по начальной модели среды в рамках лучевого метода.

Полученное изображение можно использовать для уточнения начальной модели, что может служить основой для следующей итерации на пути подбора модели адекватной волновому полю.

В дальнейшем метод этот будем называть методом динамической декомпозиции и реконструкции (ДДР).

Формулировка задач

Для реализации метода ДДР необходимо решить следующие задачи:

1. Построение модели среды, удовлетворяющей условиям лучевого метода.
2. Расчет кинематических и динамических характеристик волн в средах с изменяющимися градиентами скоростей.
3. Оценка формы волны.
4. Проектирование волны на разрез.
5. Уточнение модели среды.

В методе модель среды реализуется в наиболее общем виде, представляющем собой систему связанных тел с границами, описываемыми кусочными параметрическими сплайнами со сглаживанием. Критерием сглаживания границ тел является ограничение на максимальную кривизну. Каждое из тел предполагается произвольно неоднородным.

Для расчета кинематических и динамических характеристик волн различных типов разработаны технологичные вычислительные методы, основанные на использовании локально точных решений дифференциальных уравнений лучевого метода.

Поскольку реальные среды обладают тонкой слоистостью, форма рассеянных волн всегда не совпадает с формой импульса возбуждения. Поэтому форма волны, отраженной от соответствующей границы опорной модели, должна определяться из реальных записей.

Для последующего уточнения модели, форма волны должна быть изображена в глубинном масштабе в точке рассеяния. Уточнение модели может быть выполнено путем смещения границ в положение, соответствующее осям синфазности на изображении.

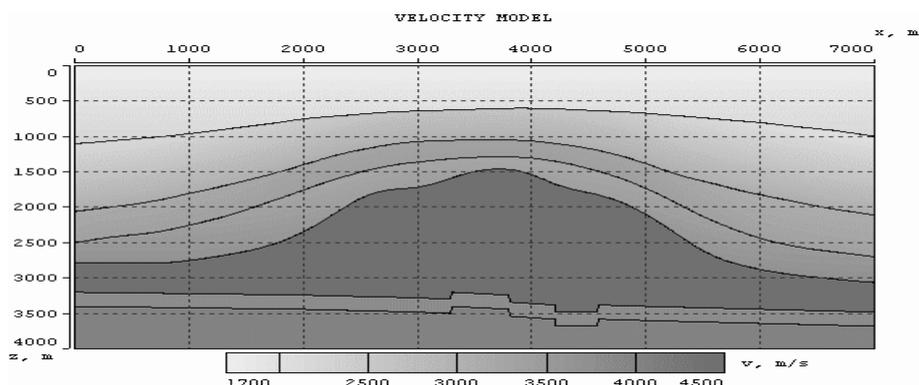


Рис. 1 Модель среды использованная для дальнейших расчетов.

Сопоставление параметров волн, рассчитанных лучевым и конечно-разностным методами

Кинематические параметры волн рассчитанные лучевым методом и выделенные из поля, рассчитанного конечно-разностным методом, хорошо согласуются друг с другом. В то время как динамические характеристики хорошо совпадают только в отдельных интервалах глубин.

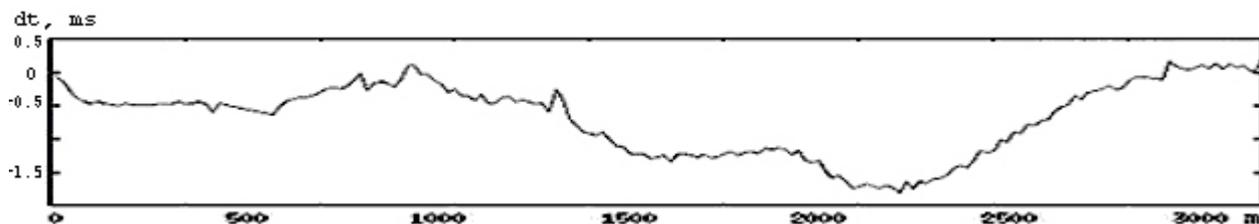


Рис. 2 График разности времен географов рассчитанных лучевым методом и снятых с поля построенного при помощи конечных разностей.

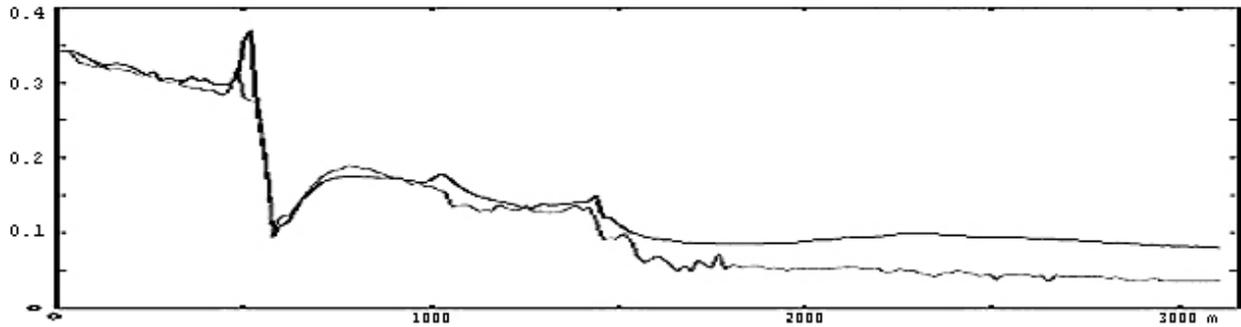


Рис.3. Графики амплитуд, рассчитанных лучевым методом и снятых с поля построенного при помощи конечных разностей.

Технология ДДР

Технология обработки данных ВСП по методике ДДР состоит из нескольких процедур:

1. Построение первого приближения модели среды в результате решения обратной кинематической задачи по годографам и поляризациям всех визуально коррелируемых волн.
2. Для каждой волны от каждой границы модели выполняется расчет модельной волны с временем, амплитудами и поляризацией.
3. Выполняется оценка формы волны вдоль расчетного годографа с использованием расчетного распределения амплитуд и поляризации.
4. Выделенная волна вычитается из исходного поля и проектируется в точки рассеяния на изображение с пересчетом на коэффициент отражения продольной волны по внешней нормали к границе. Волны разных типов от одной точки границы накапливаются с весами пропорциональными их амплитуде. Процесс повторяется для всех типов волн и всех границ, пока на волновом поле не останется регулярных волн. Обрабатываются не только однократные, но и кратные волны.

После получения изображения опорная модель может быть уточнена и процесс повторяется, пока изображение с необходимой точностью не будет соответствовать модели.

На рисунке 4 результат вычитания самой сильной прямой продольной волны по вычисленному годографу и с использованием расчетных амплитуд и поляризаций.

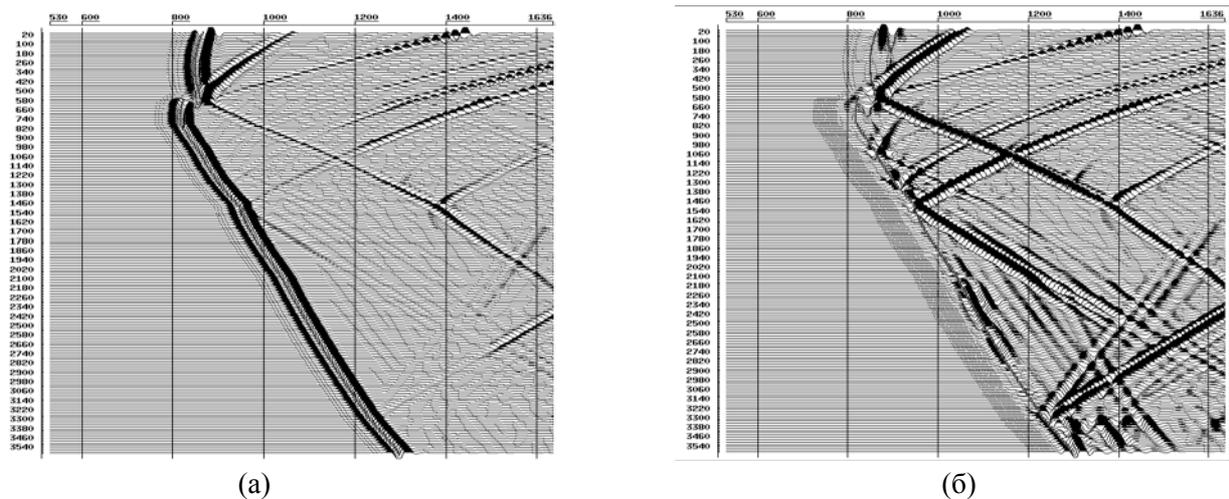


Рис 4. Поля, рассчитанные методом конечных разностей: а) полное поле, б) поле после вычитания прямой волны.

Выводы

- В рамках технологии ДДР разработаны эффективные методы описания произвольных двумерных сред и методы расчета лучей в средах с переменными градиентами скоростей.
- Правильность расчета лучей в описанных средах подтверждается хорошим совпадением с результатами конечно-разностного моделирования.
- Технология ДДР позволяет итеративно решать двумерную обратную задачу для векторных волновых полей, совмещая и совершенствуя, как процессы обработки (векторная селекция волн), так и вопросы интерпретации - построение изображения среды.

Благодарности

Авторы выражают благодарность компании SEPTAR, предоставившей модель по которой выполнено сопоставление конечно-разностных и лучевых методов.

Литература

1. Г. И. Петрашень. Распространение волн в анизотропных упругих средах. Л., 1978г., 247с.
2. Г. И. Петрашень. Распространение сейсмических волновых полей в слоистых средах. Часть I. //Интерференционные волны в слоистых средах. 4. - СПб., 2001г., стр. 295.
3. Г. И. Петрашень. Распространение сейсмических волновых полей в слоистых средах. Часть II. //Интерференционные волны в слоистых средах. 5. - СПб., 2001г., стр. 11-142.
4. А. С. Алексеев, Б. Я. Гельчинский. О лучевом методе вычисления полей волн в случае неоднородных сред с криволинейными границами раздела. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник III. – Л., 1959г., стр. 11-107.
5. А. С. Алексеев, Б. М. Бабич, Б. Я. Гельчинский. Лучевой метод вычисления интенсивности волновых фронтов. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник V. – Л., 1961г., стр. 3-35.
6. Б. Я. Гельчинский. Формула для геометрического расхождения. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник V. – Л., 1961г., стр. 47-53.
7. Н. Н. Матвеева, Л. Н. Антонова. Метод и программа расчета кинематики и динамики объемных волн в трехмерных неоднородно блоковых средах. //Программы для интерпретации сейсмических наблюдений. 2. - Л., 1977г., стр. 173-211.
8. А. А. Табаков, И. Е. Солтан, А. В. Решетников, В. В. Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП. //Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2002» - М., 2002г., стр. 12-13.
9. В. Н. Троян, Ю. М. Соколов. Методы аппроксимации геофизических данных на ЭВМ. – Л., 1989г. М. 300с.
10. V. Cerveny, I. A. Molotkov, I. Psencik. Ray method in seismology. – Praha, 1977, 214p.

ПРИМЕНЕНИЕ ЛУЧЕВОГО МЕТОДА В ЗАДАЧЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ И РЕКОНСТРУКЦИИ МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ ВСП.

* А. В. Решетников, В. В. Решетников, И. Е. Солтан, А. А. Табаков
ООО «Геоверс», 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б;

Dynamic decomposition of seismic wavefields and media model reconstruction with raytracing method by VSP data.

* A. V. Reshetnikov, V. V. Reshetnikov, I. E. Soltan, A. A. Tabakov
Geovers ltd., 69B Novocheryomushkinskaya Str., Moscow 117418, Russia

Summary

New method of VSP seismic data processing and interpretation is proposed. The method is applicable to inhomogeneous media models with partially-smooth interfaces. The results comparison of ray-tracing and finite-difference methods is made.

Аннотация

В предлагаемом докладе представляется новая методика обработки и интерпретации данных сейсморазведки ВСП для моделей неоднородных сред с кусочно-гладкими границами. Проводится сопоставление годографов и амплитуд прямой волны рассчитанных лучевым методом и снятых с поля, вычисленного методом конечных разностей.

Introduction

As a rule, the processing and interpretation of the seismic data are divided in time and often are carried out by the different software packages. Thus the information about model is used not in complete volume, and some simplified approaches are available in this surrounding.

Now most imaging procedures are based on ray-tracing and various migration transformations, but each of such methods separately has a number of serious disadvantages. Only parts of whole wave field, for example imaging P or PS waves are used.

Besides in many cases the strongly simplified models of environment (such as flat boundaries, absence of gradients of velocities etc.) are used, that results in the large errors in interpretation.

The first approach to the new technique of processing and interpretation of the VSP data in complex models consisting of adjacent system of arbitrary-non-uniform bodies with fragmentally regular borders, is presented lower.

The regular waves of various types and orders have to be consistently located and subtracted from an initial field and projected on the image with use of basic model. For subtraction the time graph and amplitudes calculated on initial model of environment are used within the framework of a ray-tracing method.

The obtained image can be used for correction of initial model, and this way is one of iterative steps to determine model which is adequate to interpreted wave field.

In the further this method we shall call as a method of Dynamic Decomposition and Reconstruction (DDR).

The formulation of problems

To apply DDR method it is necessary to solve the following problems:

1. Construction of model satisfying to conditions of a ray-tracing method.
2. Calculation of times, amplitudes and polarization of wave by ray-tracing method.
3. Estimation of a wave signature.
4. Depicting a wave on a section.
5. Correction of a model.

The model of sections realized in a most general case as adjacent system of bodies with boundaries, described by the fragmentally parametrical splines with smoothing. Criterion of smoothing of borders of bodies is the restriction on the maximal curvature. Each of bodies is supposed arbitrary non-uniform.

For calculation of kinematics and dynamic characteristics of various wave types technological computing methods are developed, based on use of the locally exact decisions of differential equations for a ray-tracing method.

As the real media are a thin-layered, the form of scattered waves always does not coincide with the form of short signature. Therefore the signature of a wave scattered on the appropriate boundary of basic model, should be defined from real records.

For the subsequent specification of model, the form of a wave should be represented in deep scale in a point of scattering. The specification of model can be executed by displacement of boundaries to the position which corresponds to the wave position in seismogram.

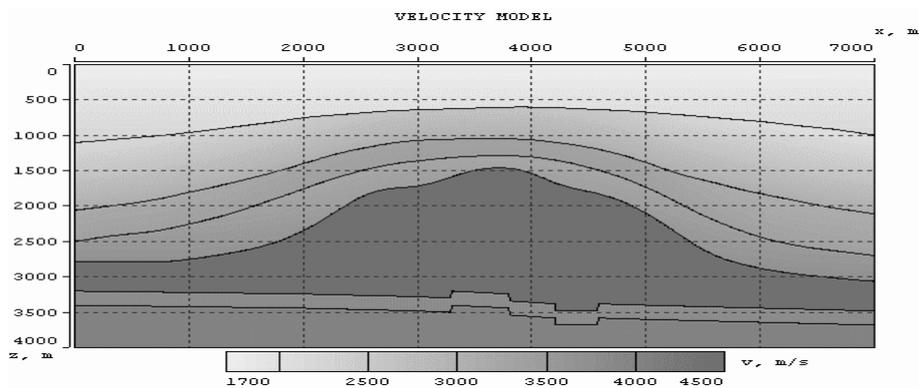


Fig. 1 Model of environment used for the further accounts.

Comparison of parameters of waves designed by the ray-tracing and finite-difference methods

Kinematics parameters of waves calculated by a ray-tracing method and determined from a field calculated by a finite-difference method have close correlation to each other. While the dynamic characteristics well coincide only in separate intervals of depths.

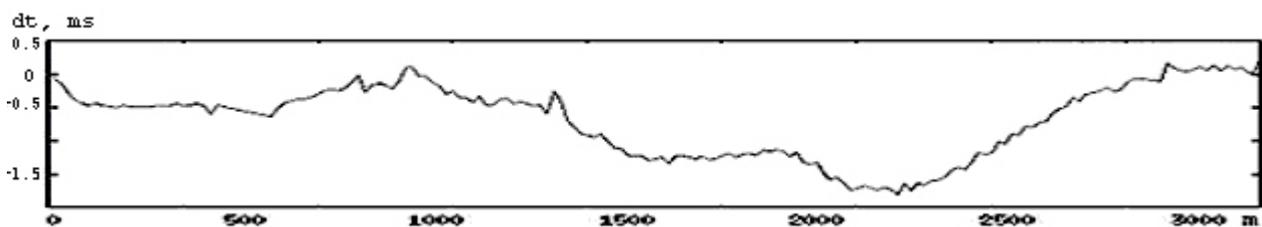


Fig. 2 Diagram of a difference of arrival-times calculated by a ray-tracing method and received from a field calculated by finite-difference method.

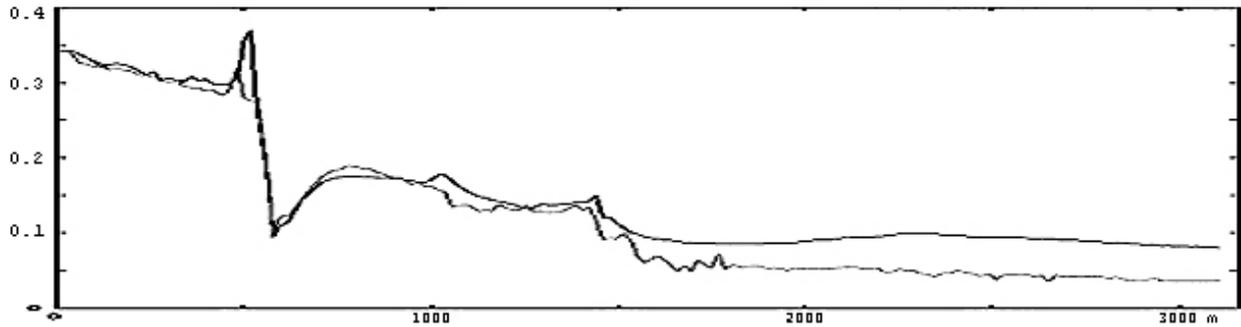


Fig. 2 Diagrams of a amplitudes calculated by a ray-tracing method and received from a field constructed through finite-difference method

DDR technology

The technology of VSP data processing on a DDR technique consists of several procedures:

1. Construction of the first approach to model as a result of kinematic inversion of travel times and polarizations for visually correlated events in original data.
2. The synthetic wave parameters are calculated by ray-tracing method for strongest event.
3. The estimation of the form of a wave along calculated arrival times-graph with use of designed distribution of amplitudes and polarization is carried out
4. The located wave is subtracted from an initial field and is projected in points of scattering on the image with recalculation on factor of reflection of a P-wave on external perpendicular to border. The waves of various types from the same point of boundary are stacked with weights proportional to their original amplitude. The process is repeated for all types of waves and all boundaries until all regular events are subtracted and projected on section. Not only primary, but also multiple waves may be used in the process.

After imaging the basic model can be corrected and the process may be repeats until the image will correspond to model with necessary accuracy.

In figure 4 the result of subtraction of direct wave with use of computed times, amplitudes and polarization is depicted.

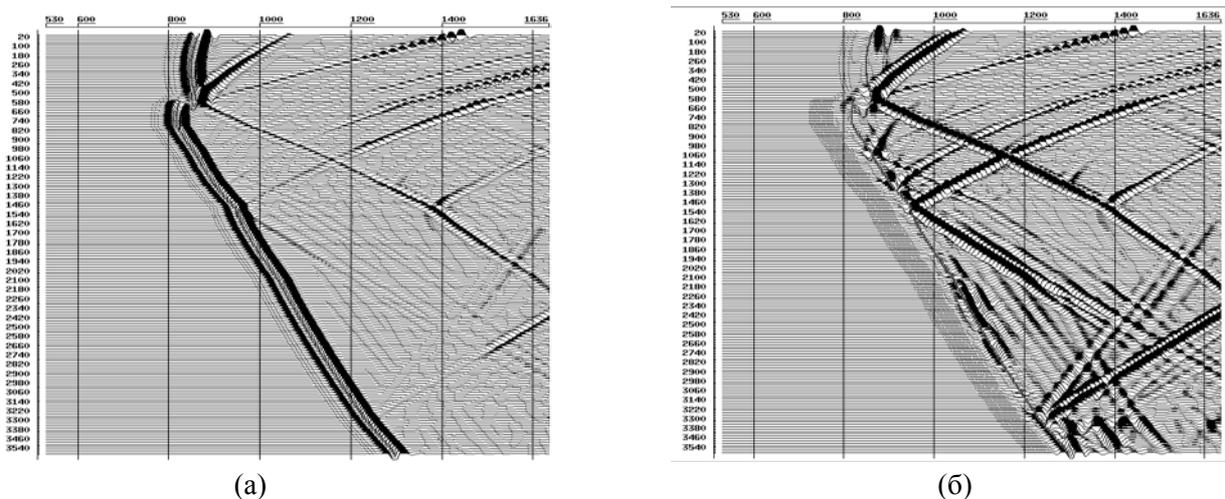


Fig 4. Fields designed by a method of finite-difference: a) a complete field, б) a field after subtraction of a direct wave.

Conclusions

- Within the framework of DDR technology the efficient methods of description the two-dimensional models and the methods of ray-tracing in gradient block fragmented media are developed.
- Ray-tracing method is proved by comparison with finite difference of the modeling results.
- The DDR technology provides the way to find iterative solution of a two-dimensional inverse problem for vector wave fields, combining improved of model based method of wave separation and imaging.

Greetings

The authors express to SEPTAR Company for the model which was used for comparison of finite difference and ray-tracing method.

References

1. Г. И. Петрашень. Распространение волн в анизотропных упругих средах. Л., 1978г., 247с.
2. Г. И. Петрашень. Распространение сейсмических волновых полей в слоистых средах. Часть I. //Интерференционные волны в слоистых средах. 4. - СПб., 2001г., стр. 295.
3. Г. И. Петрашень. Распространение сейсмических волновых полей в слоистых средах. Часть II. //Интерференционные волны в слоистых средах. 5. - СПб., 2001г., стр. 11-142.
4. А. С. Алексеев, Б. Я. Гельчинский. О лучевом методе вычисления полей волн в случае неоднородных сред с криволинейными границами раздела. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник III. – Л., 1959г., стр. 11-107.
5. А. С. Алексеев, Б. М. Бабич, Б. Я. Гельчинский. Лучевой метод вычисления интенсивности волновых фронтов. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник V. – Л., 1961г., стр. 3-35.
6. Б. Я. Гельчинский. Формула для геометрического расхождения. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник V. – Л., 1961г., стр. 47-53.
7. Н. Н. Матвеева, Л. Н. Антонова. Метод и программа расчета кинематики и динамики объемных волн в трехмерных неоднородно блоковых средах. //Программы для интерпритации сейсмических наблюдений. 2. - Л., 1977г., стр. 173-211.
8. А. А. Табаков, И. Е. Солтан, А. В. Решетников, В. В. Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработки данных ВСП. //Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2002» - М., 2002г., стр. 12-13.
9. В. Н. Троян, Ю. М. Соколов. Методы аппроксимации геофизических данных на ЭВМ. – Л., 1989г. М. 300с.
10. V. Cervený, I. A. Molotkov, I. Psencik. Ray method in seismology. – Praha, 1977, 214p.

РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОКОРРЕЛЯЦИОННЫХ ФУНКЦИЙ

* А.В. Копчиков¹, А.В. Баев², А.А. Табаков³

¹ ООО «Геоверс», 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б;

² Московский государственный университет;

³ ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Solution of VSP dynamic inversion problem using correlated wave-fields

* A.V. Korchikov¹, A.V. Baev², A.A. Tabakov³

¹ Geovers ltd., 69B Novocheryomushkinskaya Str., Moscow 117418, Russia;

² Moscow State University;

³ JSC Central Geophysical Expedition

Summary

A possibility of using correlation functions for a VSP reverse dynamic problem solution is discussed. The correlation functions are used when dealing with data obtained during the drilling process. An algorithm for the one-dimensional reverse problem solution is constructed. This algorithm involves autocorrelations of source data. The theoretical basis of the method as well as the result of the numerical experiment is given in this paper.

Аннотация

Рассматривается возможность использования корреляционных функций для решения обратной динамической задачи ВСП. Необходимость использования корреляционных функций возникает при регистрации колебаний, возбуждаемых буровым долотом. Разработан алгоритм решения одномерной обратной динамической задачи ВСП по автокорреляционным полям исходных данных. Приведены теоретические обоснования используемого метода и результаты модельного эксперимента.

Введение

Анализ корреляционных полей сейсмических трасс ВСП позволяет утверждать, что в них содержится полная информация о геологическом разрезе вдоль скважины. При этом оказывается, что на основе корреляционных полей в схеме с поверхностным источником можно восстановить сейсмический разрез как ниже, так и выше уровня расположения регистрирующих датчиков. Показано, что задачу прогнозирования геологической среды удастся решить также в случае источника, расположенного на глубине. Таким источником может служить долото бура, что позволяет осуществить обработку данных ВСП в режиме мониторинга. Предлагаемая методика была опробована на модельных данных ВСП. В результате было показано, что качество прогнозирования на автокорреляциях сопоставимо с качеством прогнозирования по полным трассам ВСП. Предложенным методом интерпретации корреляционных полей смещений, регистрируемых на дневной поверхности, можно решать задачу определения геологического разреза непосредственно в режиме бурения скважин, а также определять текущее положение бурового долота.

Описание метода

Волновое поле продольного ВСП в горизонтально-слоистой среде содержит падающие и восходящие волны. На каждом уровне наблюдений полная сейсмограмма S может быть представлена суммой полей падающих S_1 и восходящих S_2 волн.

При решении задачи прогнозирования разреза ниже уровня наблюдения, исходной информацией является отражательная характеристика среды G , определяемая как результат деконволюции отраженных волн.

Без учета регуляризации имеем:

$$G(\omega) = \frac{S_2(\omega)}{S_1(\omega)}. \quad (1)$$

В случае если исходными данными являются не сами волновые поля, а их автокорреляции, также возможна оценка отражательной характеристики среды.

На вертикальном профиле автокорреляционных трасс ВСП (Рис.2) можно выделить вертикальное и два наклонных направления. Первое представлено автокорреляцией падающих и восходящих волн, второе – корреляцией первично-падающих и восходящих волн, третье – корреляцией восходящих и вторично-падающих волн. Сумма второго и третьего членов точно равна корреляциям полных падающих и восходящих волн.

Поскольку волны этих трех направлений могут быть получены селекцией волн по скоростям, то по автокорреляциям трасс ВСП, можно оценить сумму автокорреляций падающих и восходящих волн, а также взаимную корреляцию падающих и восходящих волн.

Покажем, что этого достаточно для оценки отражательной характеристики среды. Введем обозначения:

$$\begin{aligned} K_0(\omega) &= |S_1(\omega)|^2 + |S_2(\omega)|^2, \\ K_1(\omega) &= S_1^*(\omega)S_2(\omega). \end{aligned} \quad (2)$$

Для отношения $\frac{K_0}{K_1}$, имеем:

$$\frac{K_0}{K_1} = \frac{|S_1(\omega)|^2 + |S_2(\omega)|^2}{S_1^*(\omega)S_2(\omega)} = \frac{S_1(\omega)}{S_2(\omega)} + \frac{S_2^*(\omega)}{S_1^*(\omega)} = \frac{1}{G} + G^*. \quad (3)$$

Решением этого уравнения является выражение:

$$G(\omega) = \frac{1}{2} \frac{K_0}{K_1} - \frac{1}{2K_1} \sqrt{|K_0|^2 - 4|K_1|^2}. \quad (4)$$

Модельный эксперимент

Предлагаемый алгоритм был опробован на модельных данных ВСП.

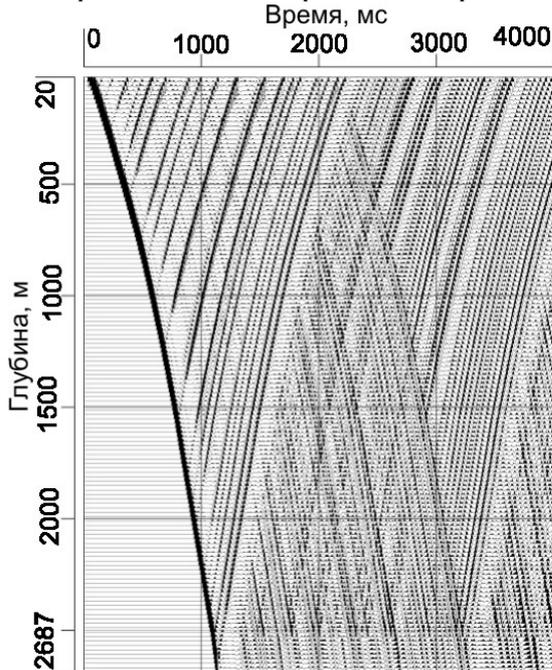


Рис.1. Модельное поле ВСП

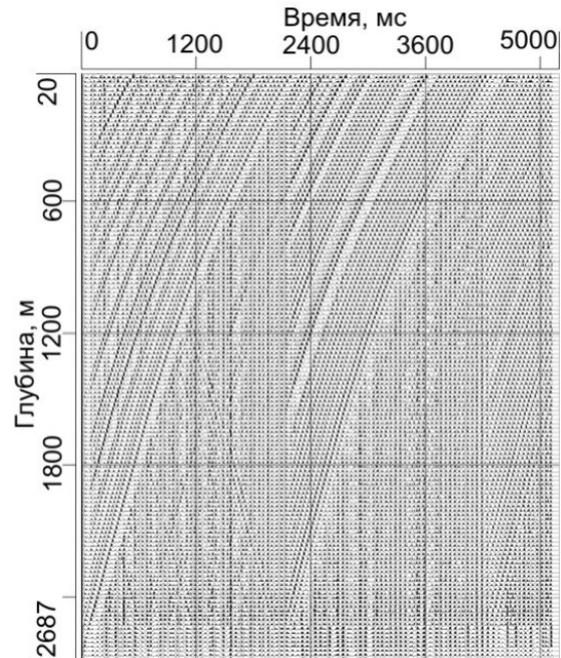


Рис.2. Автокорреляция модельного поля ВСП

На первом рисунке изображено исходное модельное поле ВСП в горизонтально-слоистой среде. На рисунке отчетливо выделяются первичные падающие волны, вторичные падающие волны и кратные отраженные волны. На втором рисунке изображено поле автокорреляций, рассчитанное по исходному модельному полю ВСП. В приведенном автокорреляционном поле выделяются: вертикальное направление, восходящие волны на двойных задержках и вторичные падающие волны на обратных двойных задержках. После применения процедур селекции эти поля отчетливо разделяются. На следующих трех иллюстрациях изображены волновые поля автокорреляций трасс ВСП после процедуры селекции. На рисунках представлены три основных направления: вертикальное и два наклонных (Рис.3). Отчетливо видна корреляционная волна от свободной поверхности.

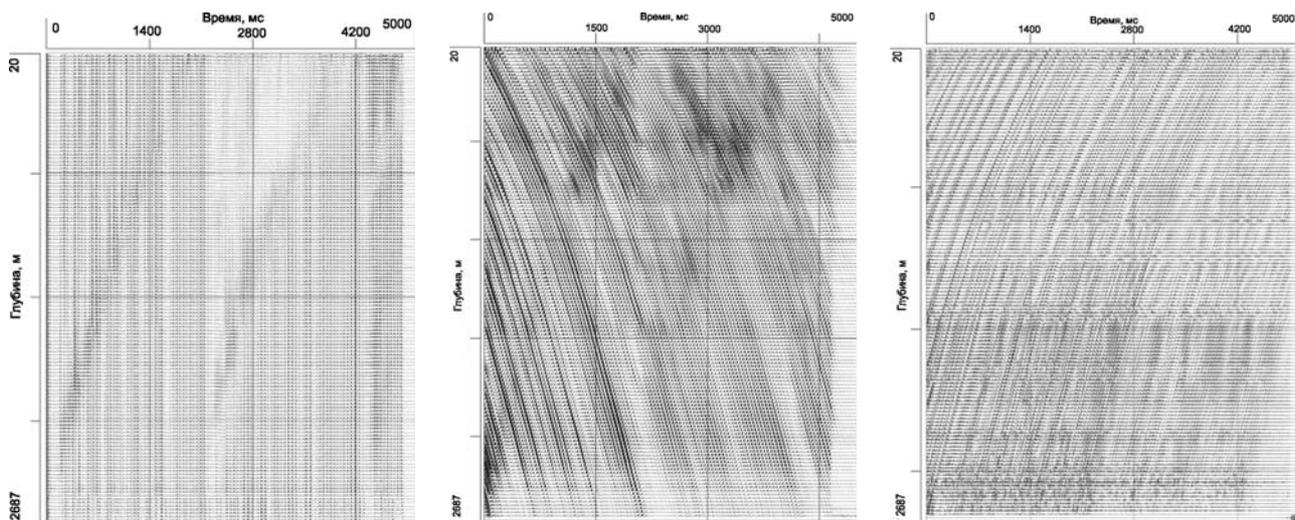


Рис.3 Волновые поля автокорреляций трасс ВСП после селекции

На следующих трех рисунках изображены акустические импедансы ниже интервала наблюдений в масштабе глубин (а – модельный, б – прогноз по ВСП, в – прогноз по автокорреляциям ВСП).

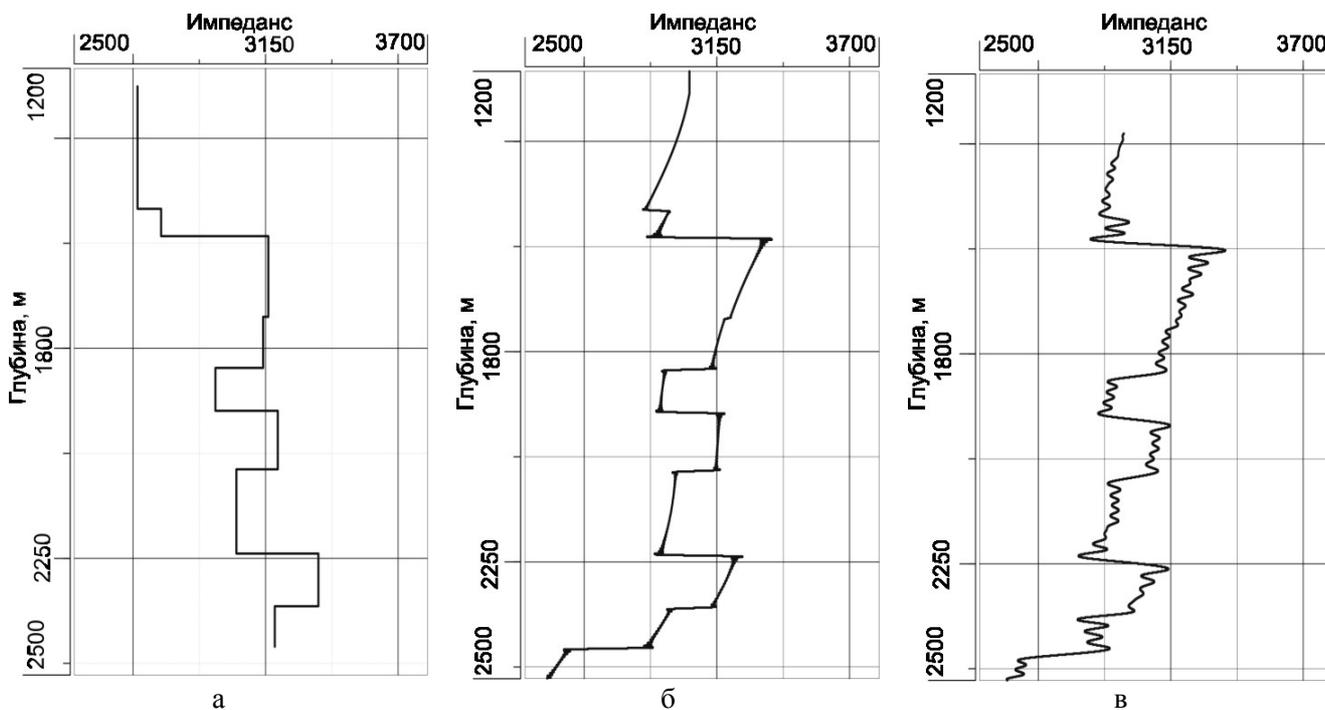


Рис.4. Акустические импедансы ниже интервала наблюдений в масштабе глубин

Заключение

Предложен альтернативный и при некоторых условиях точный метод изучения разреза и прогнозирования разреза ниже уровня расположения долота, основанный на использовании автокорреляционных функций. Показано, что замена обычных трасс ВСП на их автокорреляции позволяет, несмотря на потерю половины информации, решать обратные задачи оценки изучаемого разреза. Предложенным методом интерпретации корреляционных полей смещений, регистрируемых на дневной поверхности, можно решать задачу определения геологического разреза непосредственно в режиме бурения скважин, а также определять текущее положение бурового долота. Данная методика позволяет существенно повысить перспективы высокоразрешенного прогнозирования разреза ниже забоя скважины по шумам долота, так как при этом отпадает необходимость регистрации сигнала на буровом инструменте. Внедрение подобного мониторинга при бурении скважин может оказаться весьма эффективным в связи с все более широкой разработкой наклонных и горизонтальных скважин.

Литература

1. Табаков А.А., Везденев Е.М., Зарипова Д.М. Возможности прогнозирования разреза вверх и вниз по автокорреляциям трасс ВСП. В сб.: Геофизические исследования на нефть и газ в Узбекистане. Ташкент. Изд-во САИГИМС. 1978. Вып. 34. С. 78–84.
2. А.В. Баев, А.А. Табаков. Решение обратных задач сейсмопрофилирования и мониторинг при бурении скважин. Докл. РАН. 1992. Т. 324. № 1. С. 73–76.
3. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан, А.В. Копчиков. Решение обратных задач ВСП и мониторинг при бурении скважин на основе корреляционных полей. Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2002». 2002. С. 167-170.

РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОКОРРЕЛЯЦИОННЫХ ФУНКЦИЙ

* А.В. Копчиков¹, А.В. Баев², А.А. Табаков³

¹ ООО «Геоверс», 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б;

² Московский государственный университет;

³ ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Solution of VSP dynamic inversion problem using correlated wave-fields

* A.V. Korchikov¹, A.V. Baev², A.A. Tabakov³

¹ Geovers ltd., 69B Novochemyomushkinskaya Str., Moscow 117418, Russia;

² Moscow State University;

³ JSC Central Geophysical Expedition

Summary

VSP dynamic inversion problem solution with the use of correlation functions is discussed. The correlation functions are used when dealing with data obtained during the drilling process. An algorithm for the one-dimensional inversion problem solution is constructed. This algorithm involves autocorrelations of source data. The theoretical basis of the method as well as the results of the numerical experiment are described.

Аннотация

Рассматривается возможность использования корреляционных функций для решения обратной динамической задачи ВСП. Необходимость использования корреляционных функций возникает при регистрации колебаний, возбуждаемых буровым долотом. Разработан алгоритм решения одномерной обратной динамической задачи ВСП по автокорреляционным полям исходных данных. Приведены теоретические обоснования используемого метода и результаты модельного эксперимента.

Introduction

An analysis of correlated VSP seismic wave-fields shows that they contain complete information about a geological section along the well. On the basis of the correlated wave-fields it is possible to reconstruct the geological section both below and above geophone string. It is known that inversion problem has a solution also in the case of the deep source. Thus, the drilling bit can be used as a source. The proposed method was tested on the synthetic VSP data. It is appeared that the quality of media reconstruction with the use of autocorrelation wave-fields in comparison with regular VSP procedures results is acceptable. The suggested technique of interpretation of the correlated wave-fields recorded at the free surface allows to solve the problem of the reconstruction of the investigated geological section during the drilling process. The current position of the drilling bit can be determined as well.

Method description

The VSP wave-field corresponding to the horizontally layered media consists of downgoing and upgoing waves. For each record the full seismogram S can be treated as the sum of the downgoing wave S_1 and upgoing wave S_2 .

The initial information for inversion problem below the observation level is the reflection serial G , defined as a result of the upgoing waves deconvolution.

Thus, we have:

$$G(\omega) = \frac{S_2(\omega)}{S_1(\omega)}. \quad (1)$$

An estimation of the reflection serial is also possible in the case when only autocorrelations of the raw wave-fields can be used as the initial data.

There is one vertical direction and two inclined directions in the set of the auto-correlated VSP traces. The first direction is formed by sum of autocorrelations for downgoing and upgoing waves. The second direction is the result of the correlation between the primary downgoing and upgoing waves and the third direction is the result of correlation between upgoing and secondary downgoing waves.

Due to the fact that all these directions can be determined as a result of the wave selection procedure, autocorrelation fields of the VSP traces allow to yield the sum of the downgoing and upgoing waves autocorrelations as well as the mutual correlation of the downgoing and upgoing waves.

This information is sufficient for the estimation of the reflection serial. Let us assume:

$$\begin{aligned} K_0(\omega) &= |S_1(\omega)|^2 + |S_2(\omega)|^2, \\ K_1(\omega) &= S_1^*(\omega)S_2(\omega). \end{aligned} \quad (2)$$

For $\frac{K_0}{K_1}$ ratio, we have:

$$\frac{K_0}{K_1} = \frac{|S_1(\omega)|^2 + |S_2(\omega)|^2}{S_1^*(\omega)S_2(\omega)} = \frac{S_1(\omega)}{S_2(\omega)} + \frac{S_2^*(\omega)}{S_1^*(\omega)} = \frac{1}{G} + G^*. \quad (3)$$

The solution of the above equation is the following expression:

$$G(\omega) = \frac{1}{2} \frac{K_0}{K_1} - \frac{1}{2K_1} \sqrt{|K_0|^2 - 4|K_1|^2}. \quad (4)$$

Numeric experiment

The suggested technique was applied to the synthetic VSP data.

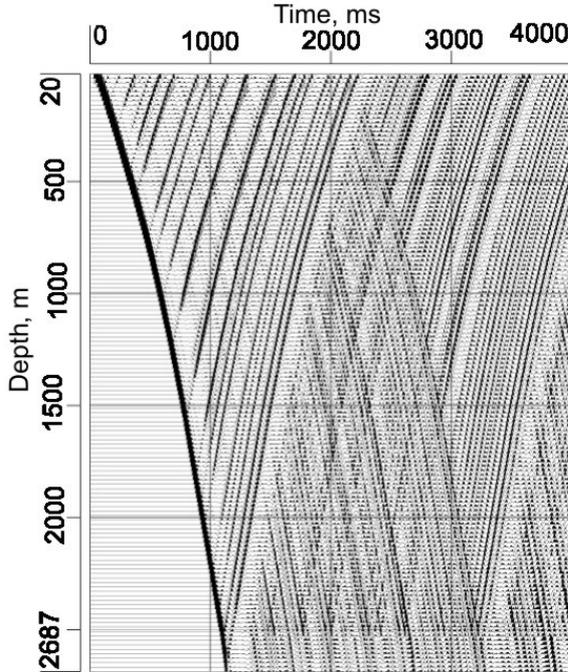


Fig.1. Synthetic VSP wave-field

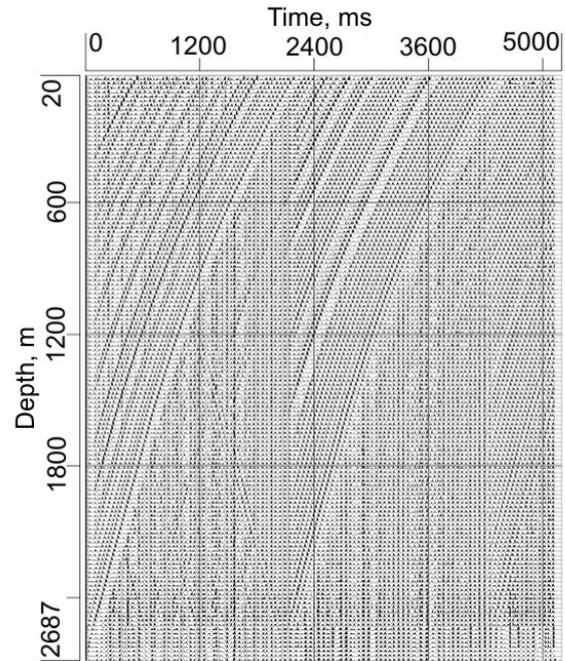


Fig.2. Autocorrelation field of source synthetic VSP data

The synthetic VSP wave-field obtained for the horizontally layered media is displayed in the Fig.1. Primary downgoing waves, secondary downgoing waves as well as multiples are clearly indicated. The Fig.2 shows the autocorrelation field of the source VSP data. Here one can see the vertical direction, the upgoing

waves and the secondary downgoing waves. After applying the selection procedure all of these wave types can be separated. They are shown in the Fig.3. The correlated wave reflected from the free surface is clearly recognized.

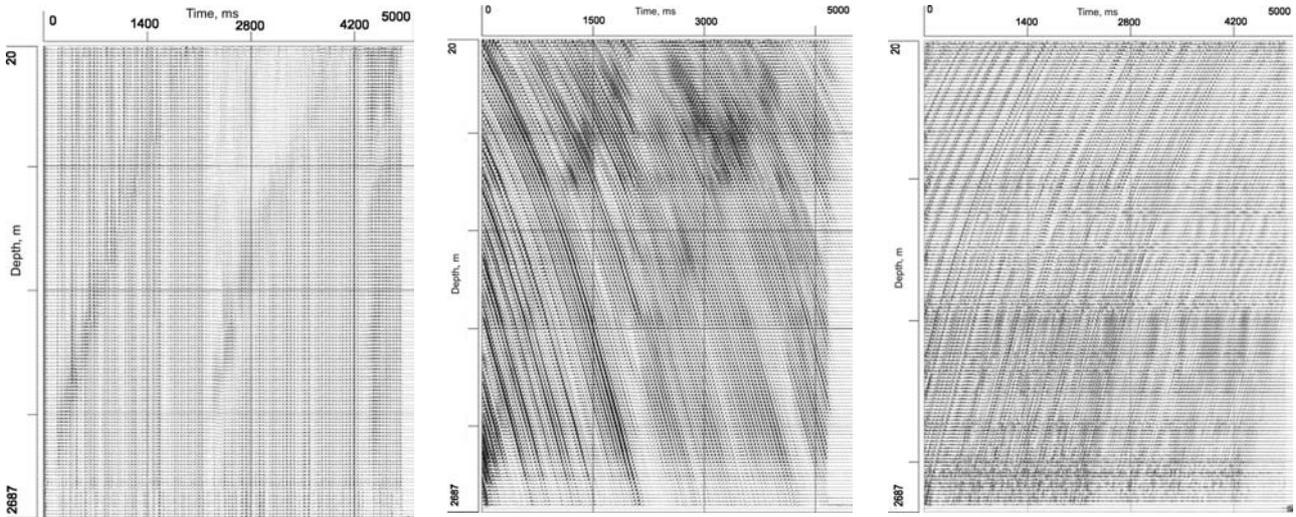


Fig.3. Autocorrelation wave-fields after selection procedure

Fig. 4 shows the acoustic impedances reconstructed below the observation area (a – source impedance used in modeling, b – impedance reconstructed by VSP data, c – impedance reconstructed by auto-correlated VSP data).

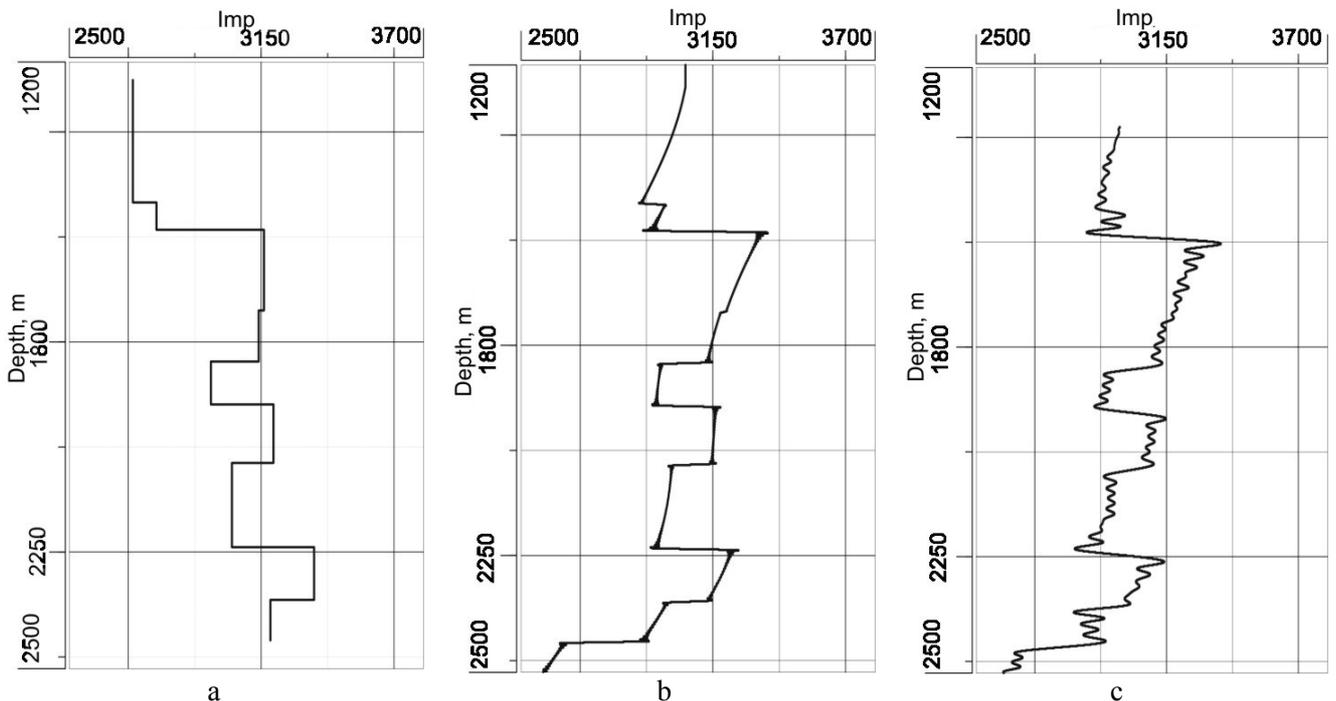


Fig.4. Acoustic impedances reconstructed below the line

Conclusion

The method of the media reconstruction below the drilling bit involving autocorrelation function is proposed. It is shown that substitution of the ordinary VSP records by their autocorrelations allows to solve the inversion problem for the investigated section. The suggested technique of interpretation of the correlated wave-fields recorded at the free surface allows to solve the problem of the reconstruction of the investigated geological section during the drilling process. This technique increases the possibilities of the reconstruction

of the high-resolution section below the downhole based on the using of drilling bit as source because reference geophone on drilling tubes is not used. The introduction of such monitoring during drilling process can appear rather effective due to more and more wide development of inclined and horizontal wells.

References

1. Табаков А.А., Везденев Е.М., Зарипова Д.М. Возможности прогнозирования разреза вверх и вниз по автокорреляциям трасс ВСП. В сб.: Геофизические исследования на нефть и газ в Узбекистане. Ташкент. Изд-во САИГИМС. 1978. Вып. 34. С. 78–84.
2. А.В. Баев, А.А. Табаков. Решение обратных задач сейсмопрофилирования и мониторинг при бурении скважин. Докл. РАН. 1992. Т. 324. № 1. С. 73–76.
3. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан, А.В. Копчиков. Решение обратных задач ВСП и мониторинг при бурении скважин на основе корреляционных полей. Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2002». 2002. С. 167-170.

ОБРАБОТКА ДАННЫХ ВСП НА БАЗЕ 1D-3D МОДЕЛИ СРЕДЫ.

**В.Н.Ференци¹, И.Е. Солтан², А.А.Табак³, К.В.Баранов⁴*

1,4 - ООО «Геоверс», 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б, 2,3 - ОАО ЦГЭ, Москва

VSP data processing based on 1D-3D model of medium.

**V.N.Ferentsi¹, I.E. Soltan², A.A.Tabakov³, K.V.Baranov⁴*

1,4 - «Geovers» Ltd., Moscow, 2,3 - JSC CGE, Moscow.

Summary

The conceptual VSP-oriented 1D-3D model is presented as convenient base of VSP processing and interpretation. The results of processing confirm the efficiency of technology in various applications.

Аннотация

Концепция 1D-3D модели представляется как удобная основа для обработки и интерпретации данных ВСП. Результаты подтверждают эффективность технологии применения модели на основных этапах обработки.

Введение

Кроме решения традиционных задач ВСП (идентификация и отождествление волн с данными наземной сейсморазведки, оценка одномерной модели среды и акустических импедансов во вскрытой части и ниже забоя скважины, получение изображения среды в околоскважинном пространстве [1,2,4]), основным направлением развития метода остается: решение по векторным данным ВСП трехмерной обратной динамической задачи ВСП и прогнозирование 3D модели среды в околоскважинном пространстве и ниже забоя скважины. Составляющими успешного решения этой задачи являются:

- эффективная реализация основных этапов обработки данных ВСП, основанная на применении 1D-3D моделей среды, в процессе которой осуществляется итеративное уточнение самой модели [3],
- развитие концепции представления самой модели и алгоритмов решения прямых и обратных динамических задач.

В сообщении представляется концепция задания 1D-3D модели и особенности ее применения на ключевых этапах обработки данных ВСП.

Подбор 1D и 3D модели. Представление 3D модели.

Процесс подбора модели среды начинается с оценки одномерной модели по годографу первых вступлений данных ВСП ближнего пункта взрыва (ПВ). Подбор модели (скоростей ее слоев при заданном априорно распределении глубин их границ) производится оптимизационным методом с заданной точностью отклонения времен теоретического годографа, рассчитанного по модели, от реального годографа. Учитывается удаление и глубина источника и геометрия ствола скважины (данные инклинометрии). Достигаемая величина разности времен теоретического и реального годографа, как правило, не превышает 1 мс.

Трехмерная (3D) модель среды, применяемая при обработке данных ВСП с удаленными ПВ, оценивается на основе полученной одномерной модели среды. С этой целью представление одномерной модели среды расширяется путем добавления двух параметров – угла и азимута наклона границ. В результате введения этих параметров пространственная среда разбивается на блоки (тела), ограниченные плоскостями. Допускается выклинивание. Сформированная таким образом 3D модель с плоскими разно-наклонными границами (в частном случае, с плоскопараллельными) и параметрами слоев (скорости, плотности и глубины границ слоев) одномерной модели уточняется с помощью оптимизационного алгоритма по одному или нескольким годографам первых вступлений данных ВСП с удаленными ПВ. При оценке модели среды по данным удаленных ПВ учитывается расположение ПВ в пространстве (удаление, глубина, азимут) и геометрия ствола скважины (данные инклинометрии). Кроме значений скоростей получаются также оценки коэффициентов анизотропии

в эллиптическом приближении. Если известны годографы поперечных волн (SV или SH), то, подобным образом, получаются оценки скоростей и коэффициентов анизотропии поперечных волн.

Селекция волн по кажущимся скоростям

Эффективность селекции волн по кажущимся скоростям при обработке данных ВСП при применении полученной 3D модели существенно возрастает. И связано это со значительно большей надежностью теоретических оценок времен годографов и поляризации волн различного типа по сравнению с экспериментальными оценками.

Применяются две разновидности технологии селекции волн.

В первой, по заданной 1D-3D модели среды, для заданного типа волны (падающая продольная или поперечная, отраженная продольная или поперечная, обменная проходящая или отраженная) и указанной в поле трасс ВСП точке генерируется годограф и рассчитываются оценки поляризации волны данного типа. Рассчитанный годограф визуализируется в поле трасс. Для него задается окно, в пределах которого производится последующее вычитание данной волны. Если на вход процедуры поданы трассы в векторном представлении (трех или двух компонентные), то перед вычитанием волны осуществляется разворот ее в следящую компоненту, а после вычитания – обратный разворот в географическую систему координат.

Во второй, по заданной модели среды для заданного типа волны (восходящая продольная, восходящая обменная поперечная, падающая обменная поперечная) производится вывод волны заданного типа на вертикаль. Если на вход процедуры поданы трассы в векторном представлении (трех или двух компонентные), то при выводе волны на вертикаль осуществляется адаптивный (для каждого отсчета) разворот трасс в следящую компоненту. После вычитания волны осуществляется возврат ее и трасс поля остатков на исходные времена с одновременным обратным разворотом из следящей компоненты в географическую систему координат. Эта технология удобна при селекции волн в волновом поле ВСП для удаленных ПВ, где наблюдается сильная изменчивость формы годографов волн отраженных (преломленных) от (на) разных границах по глубине.

Оценка акустических импедансов по ближнему ПВ

При обработке данных ВСП для ближнего ПВ (удаление ПВ 100-200м) после выделения восходящих продольных волн и их деконволюции производится выведение их на вертикаль и последующее «коридорное» суммирование с целью оценки трассы однократно отраженных волн. Процедура выведения трасс восходящих волн на вертикаль основана на применении полученной 1D или 3D модели среды и учитывает оценки коэффициентов анизотропии, расположение ПВ в пространстве и геометрию скважины. Учет всех названных факторов позволяет получать трассы однократно отраженных волн хорошего качества в широком спектре частот (до 150-200Гц).

При последующей динамической инверсии трассы однократно отраженных волн получают оценки акустических импедансов (АИ) в ограниченной полосе частот. Потеря низкочастотной компоненты импедансов отрицательным образом сказывается на увязке кривой импедансов с данными АК и ГИС, а также при расчете кривой импедансов в масштабе глубин и прогнозировании АИ ниже забоя скважины.

Добавление низкочастотной компоненты из полученной одномерной модели среды позволяет улучшить получаемые в результате оценки акустических импедансов.

Получение изображения среды для удаленных ПВ

Очевидно, что качество и достоверность получаемого изображения среды при обработке данных ВСП в масштабе глубин существенно зависит от представительности используемой 3D модели. Учет наклонов границ и анизотропии позволяет получать изображения ВСП-ОГТ и результаты миграции высокой детальности на продольных и поперечных восходящих волнах при удалении источника до 2500м. Хорошие изображения верхней части разреза при больших удалениях источника могут быть получены при применении падающих обменных SV-волн.

Примеры обработки

На рис. 1 и рис. 2 приведен пример обработки данных ВСП ближнего ПВ с использованием 1D-3D модели. Очевидно хорошее подобие кривой акустических импедансов ВСП и кривой АК.

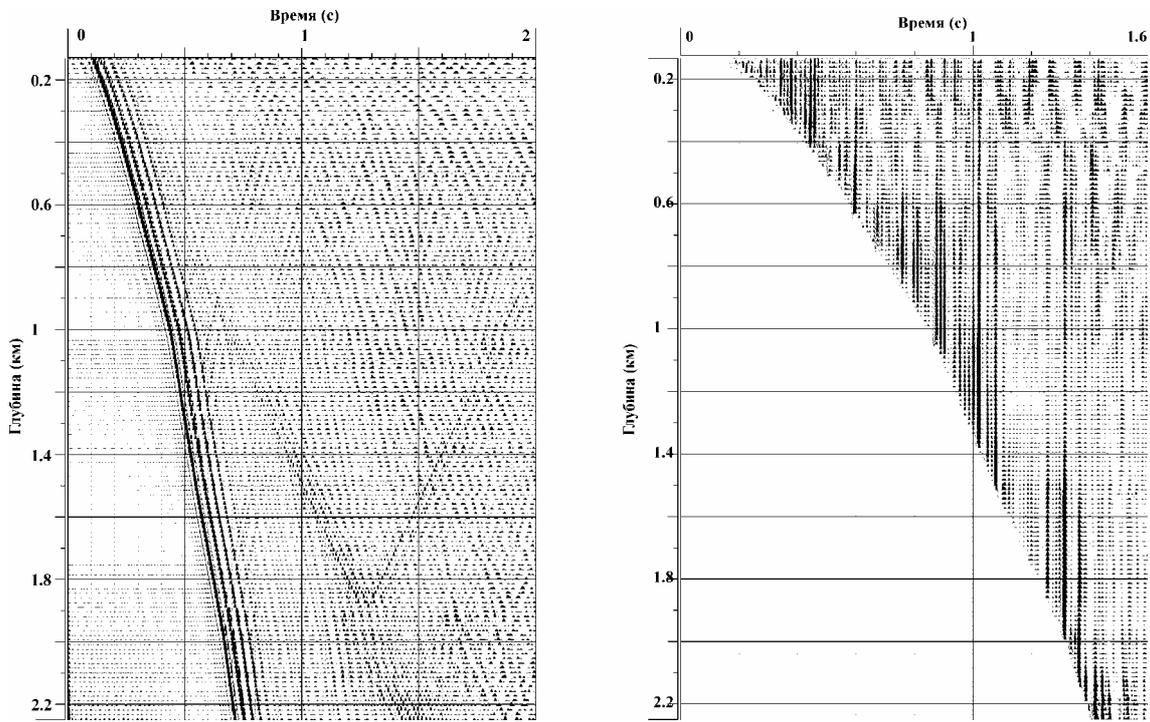


Рис.1. Результаты обработки данных ВСП ближнего ПВ. Слева - исходные данные ВСП, справа - выведенное на вертикаль поле восходящих волн после деконволюции.

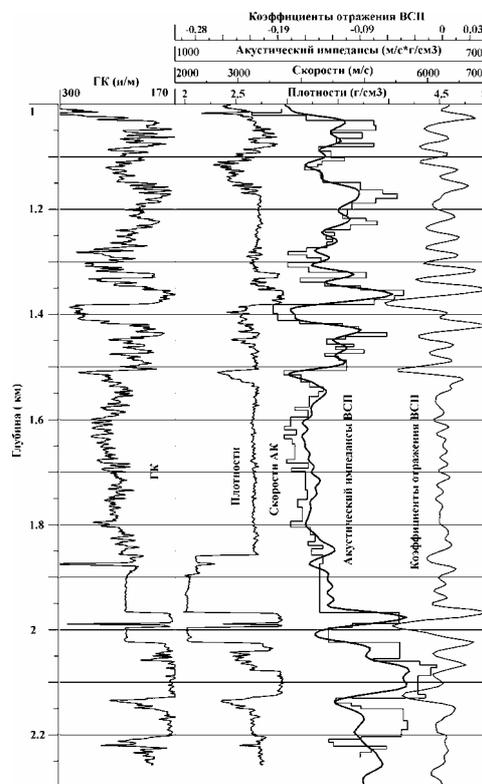


Рис.2. Оценка акустического импеданса по трассе однократно отраженных волн, полученной по данным на рис. 1, и сопоставление ее с данными АК и ГИС.

На рис.3 приведены изображения среды соответственно для продольных P и поперечных PS волн. Изображение для PS волн представляется более информативным в верхней части разреза.

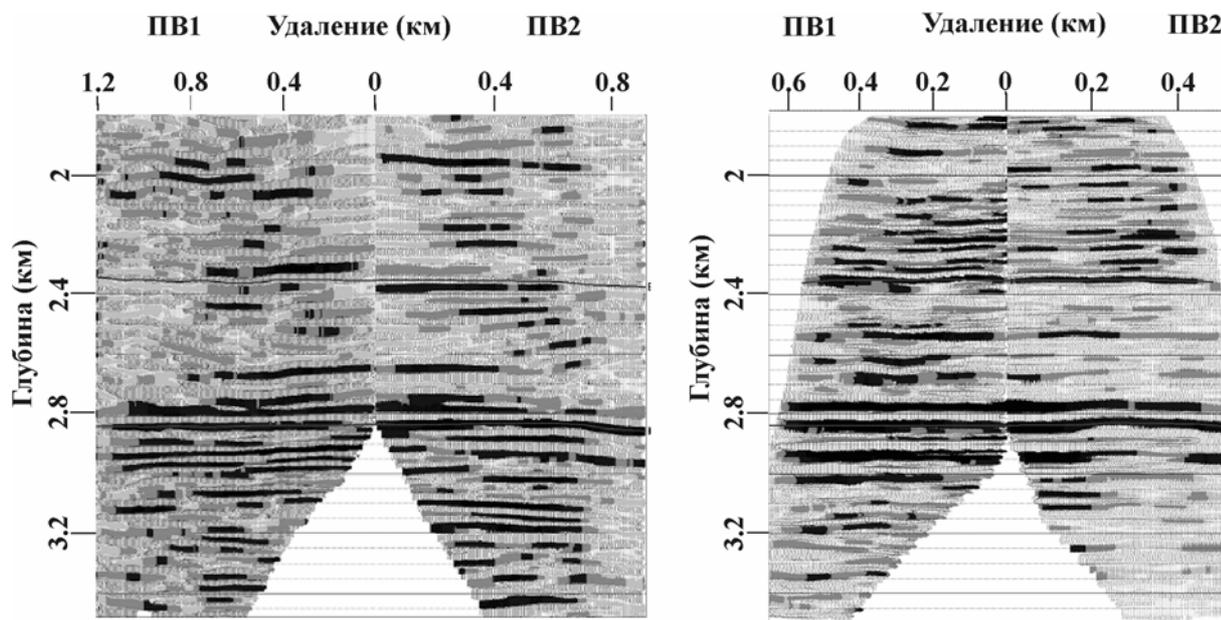


Рис.3. Изображения среды в масштабе глубин для продольных (слева) и поперечных обменных волн (справа).

Заключение

Оценка и применение достоверных 1D-3D моделей среды при обработке данных ВСП позволяет существенно повысить детальность и информативность ее результатов. Заложенная в представление 1D-3D модели концепция блоков (тел), ограниченных поверхностями их раздела, позволяет создавать модели практически неограниченной сложности, применение которых позволит эффективно применять ВСП в районах со сложной тектоникой.

Литература

1. Гальперин, Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты, М., "Наука", 1994, с.320.
2. Tal-Virsky B.B., Tabakov A.A. High resolution prediction of acoustic impedances below bottom-of-hole //Geophys. Prospect. 1983. Vol. 31, 225-236.
3. Солтан, И.Е., Табаков А.А., Чистов П.И., Ференци В.Н. Оценка истинных амплитуд изображений околоскважинного пространства на продольных и поперечных волнах с использованием лучевых преобразований векторных волновых полей ВСП на базе трехмерной модели среды. В сб. "Гальперинские чтения 2001". Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП". Тезисы докладов. М., 2001. с.17-20.
4. Ференци В.Н., Табаков А.А., Мельников Г.Ю., Баранов К.В., Душутин А.К. Детальная оценка акустических импедансов разреза во вскрытой части и ниже забоя скважины по данным ВСП. В сб. "Гальперинские чтения 2001". Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП". Тезисы докладов. М., 2001. с.39-41.

VSP data processing based on 1D-3D model of medium.

**V.N.Ferentsi¹, I.E. Soltan², A.A.Tabakov³, K.V.Baranov⁴*

*1,3 - «Geovers» Ltd. 69B Novocheryomushkinskaya St.r, Moskow, 117418, Russia,
1,2 -JSC CGE, Moskow .*

Summary

The conceptual VSP-oriented 1D-3D model is presented as convenient base of VSP processing and interpretation. The results of processing confirm the efficiency of technology in various applications.

Introduction

Except for solving the traditional VSP problems: correlation of reflection events on the surface to log data, estimation of one-dimensional model of medium and acoustic impedances in the well and below the bottom, imaging of nearborehole space [1,2,4], the major target is reconstruction of 3D model which corresponds to 3C wavefields recorded on the VSP profile. Components of the successful decision of this problem are:

- VSP data processing, based on application of 1D-3D models of medium, with iterative correction of the model [3],
- representation concept development of model itself and algorithms of the decision of direct and return dynamic problems.

The features of the decision of the first problem for key stages of VSP data processing is described and illustrated.

Generation of 1D-3D model

Model estimation process begins with an estimation of one-dimensional model on first breaks hodograph of zero offset shot point (SP) VSP data. The model (layers boundaries are to be chosen previously) is found by optimization method with the given accuracy of a deviation of theoretical hodograph times, designed on model, from real hodograph. The distance both depth of a source and a well bore geometry (deviation survey data) is taken into account. The achievable size of a difference of theoretical and real hodograph times, as a rule, does not exceed one ms.

Three-dimensional (3D) model of medium used in VSP data processing for offset shot point is estimated on the base of the received one-dimensional model of medium. Initial one-dimensional model is extended by additional two parameters - angle and azimuth of boundaries dip. As a result of introduction of these parameters spatial medium is divided into blocks (bodies) limited by planes. Pinching-out may be modeled. Thus 3D model with flat differently-inclined borders (in specific case, with flat-parallel) and parameters of layers (velocities, densities and depths of layers boundaries) one-dimensional model is optimized for several first breaks hodographs offset VSP data with far SP. At an estimation of medium model on the far SP data the SP space location (distance, depth, azimuth) and geometry of a well bore (directional survey data) is taken into account. Elliptical anisotropy is also calculated in optimization process. If hodographs of shear waves (SV or SH) are known, the estimations of velocities and anisotropy of shear waves may be estimated in the same way.

Velocity wave separation

The use of correct 1D-3D model gives rise to better estimates of time shifts and polarization and better wave separation.

Two versions of technology of waves selection procedure are applied.

In first, on the given model of medium, for the given type of a wave (downgoing compressional or shear, reflected compressional or shear, converted transmitted or reflected) and point, specified in a field of VSP traces, hodograph is generated and the estimations of wave polarization of given wave type is calculated. Designed hodograph is visualized in a field of traces. Then in given window the shape of wave is determined and subtracted from each trace. For 3C data polarization from model is used for better selection.

In the second approach dynamic corrections and turning into optimal component is applied to wavefields before selection. This technology is convenient for selection of offset VSP data , where the strong variability of the wave hodographs shape is observed.

Estimation of acoustic impedances

For zero offset VSP separated waves after spike deconvolution in optimal component are dynamically corrected to the depth of reflecting horizons in the well. This provides correct corridor stack for dipping horizons. Due to inphase stacking wise spectrum (up to 150-200Hz) is usually achieved in primary reflections. Primary reflections are then dynamically inverted with optimization procedure. The low frequency content is extracted from model and mixed to primary reflections to provide true values of acoustic impedances.

Imaging for offset VSP

It is obvious, that the quality and reliability of the received image after VSP data processing in scale of depths essentially depends on reliability and accuracy of 3D model. Taking into account of all ray factors while imaging in depth scale provides representative amplitudes and high quality of images.

The same ray tracing procedure is used to obtain images from PS upgoing and downgoing waves.

Processing examples

In a fig. 1 and fig. 2 the example of VSP data processing of near SP with use 1D-3D model is given. It is obvious good similarity of the received curve acoustic impedances of VSP and acoustic logging curve.

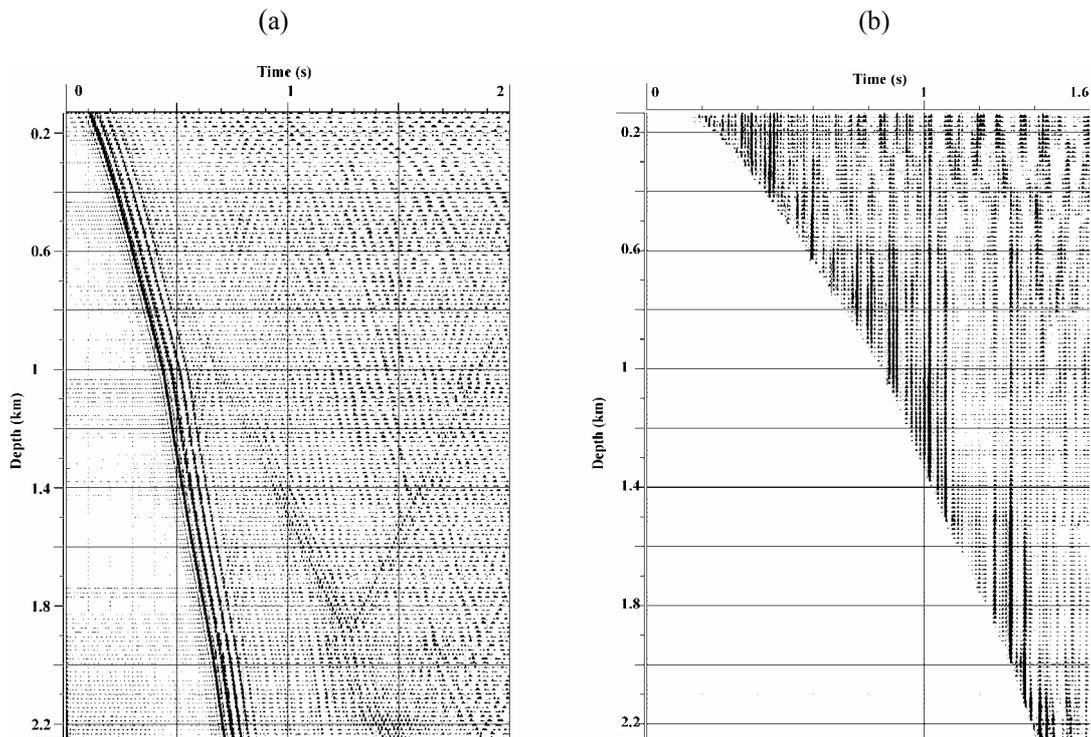


Fig 1. Results of VSP data processing of near SP: (a) the initial VSP data, (b) the field of upgoing waves after deconvolution moved out to a vertical.

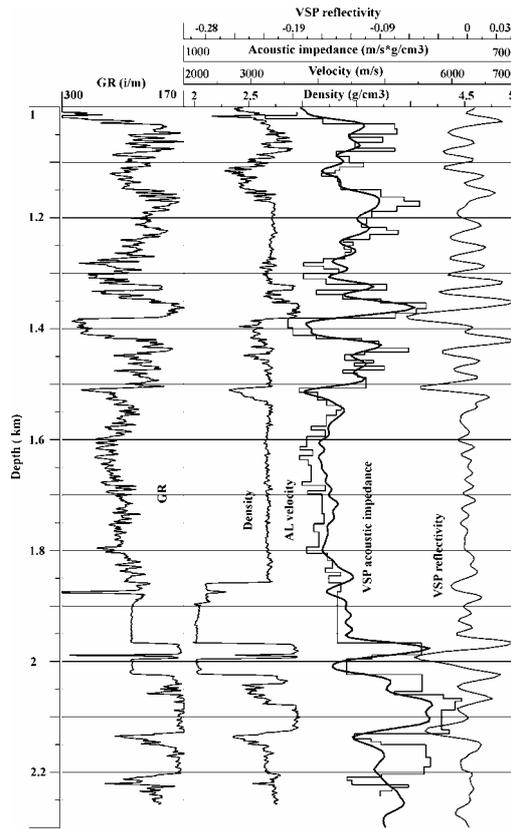


Fig. 2. Estimation of an acoustic impedance on a trace of the primary reflected waves received on the data in a fig. 1b, and comparison it with the acoustic logging and geophysical well logging data.

In fig. 3a and fig. 3b the P and PS are depicted. In this example PS image may be treated as more informative than P image in upper part of section.

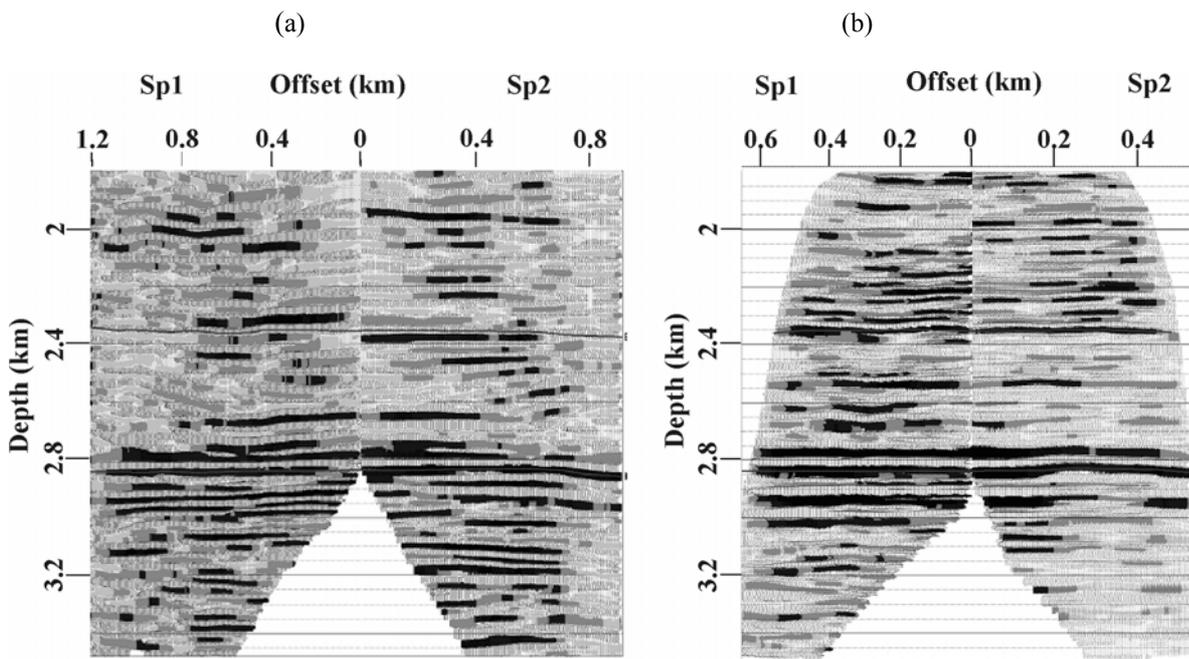


Fig. 3. The images of medium in scale of depths for compressional (a) and shear converted waves (b).

Conclusion

The estimation and application of the reliable 1D-3D models of medium at VSP data processing gave rise to more detail images in true amplitudes. The wide class of models for nearborehole space may be correctly formed and taken into account while processing and imaging of 3C data.

References

1. Гальперин, Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты, М., "Наука", 1994, с.320.
2. Tal-Virsky B.B., Tabakov A.A. High resolution prediction of acoustic impedances below bottom-of-hole //Geophys. Prospect. 1983. Vol. 31, 225-236.
3. Солтан, И.Е., Табаков А.А., Чистов П.И., Ференци В.Н. Оценка истинных амплитуд изображений околоскважинного пространства на продольных и поперечных волнах с использованием лучевых преобразований векторных волновых полей ВСП на базе трехмерной модели среды. В сб. "Гальперинские чтения 2001". Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП". Тезисы докладов. М., 2001. с.17-20.
4. Ференци В.Н., Табаков А.А., Мельников Г.Ю., Баранов К.В., Душутин А.К. Детальная оценка акустических импедансов разреза во вскрытой части и ниже забоя скважины по данным ВСП. В сб. "Гальперинские чтения 2001". Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП". Тезисы докладов. М., 2001. с.39-41.

РЕДАКТИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ И КОРРЕКЦИЯ ЗАПИСЕЙ ВСП С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ И МИНИМИЗАЦИИ ЭНТРОПИИ ДВУМЕРНЫХ СПЕКТРОВ

*А.Ю. Барков¹, А.А. Табаков², К.В. Баранов¹, А.К. Душутин¹

¹ ООО "ГЕОВЕРС", 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б;

² ОАО "Центральная геофизическая экспедиция"

Seismic wave-fields editing and correction using neural networks and entropy minimization of 2D spectrum

*A.Yu. Barkov¹, A.A. Tabakov², K.V. Baranov¹, A.K. Dushutin¹

¹ GEOVERS ltd, 69B, Novocheryomushkinskaya, Moscow 117418, Russia;

² JSC Central Geophysical Expedition

Summary

Editing of spike and harmonic noises superimposed to seismic record is discussed. Proposed method is based on the neural networks recognition. The static shifts in VSP records are corrected by combined entropy minimization of two halves of two-dimensional spectrum. The methods provide the automatical implementation.

Аннотация

Рассматривается метод редактирования аддитивных и гармонических помех в сейсмических трассах. Метод основан на анализе признаков, характеризующих помеху, и принятии решения на основе предшествующего опыта. После принятия решения о наличии помехи производится коррекция участка трассы, содержащего помеху. Также предложен метод оценки статических сдвигов в волновых полях ВСП. Метод базируется на минимизации энтропии двумерных спектров.

Введение

Наличие шумов и статических сдвигов в сейсмических записях ВСП существенно снижает качество результатов обработки. Применение алгоритмов редактирования шумов с использованием нейронных сетей для их локализации позволяет усилить подавление пиковых и локальных гармонических шумов при минимальном искажении полезной информации. Для коррекции статических сдвигов применен метод одновременной минимизации энтропии двумерных спектров падающих и восходящих волн. Приведенные подходы позволяют автоматизировать процесс редактирования исходных данных.

Редактирование сейсмических волновых полей с применением нейронных сетей

Для борьбы с пиковыми выбросами и нелинейными искажениями сейсмических записей используется метод, основанный на локализации искажения, его оценке в области высоких частот, где отсутствуют сейсмические сигналы, и вычитании из записи.

После высокочастотной фильтрации полезный сигнал подавляется почти полностью, а отфильтрованная сейсмограмма представляет собой свертку шумовых импульсов с собственным процессом фильтра. Для оценки времен и амплитуд шумов применяется итеративное вычитание с уточнением.

При отсутствии соседствующих импульсов точность определения шумов очень высокая. Однако для близко расположенных импульсов результаты значительно хуже - вплоть до ухудшения исходных данных. Проблема решена путем предварительного распознавания шумовых отсчетов, что резко повышает однозначность результатов. Распознавание шумовых отсчетов выполняется с использованием нейронных сетей по алгоритму с обучением.

Для распознавания шумов каждый отсчет записи характеризуется некоторым набором параметров, по которому производится классификация. После того, как положения шумовых отсчетов найдены, с помощью интерполяции предварительно оценивается их амплитуда. Найденные таким образом параметры помехи подаются на процедуру итеративного уточнения и вычитания.

После предварительного обучения на заданных образах алгоритм работает не требуя никаких дополнительных параметров.

На рис.1 приведен пример редактирования сильных нелинейных искажений.

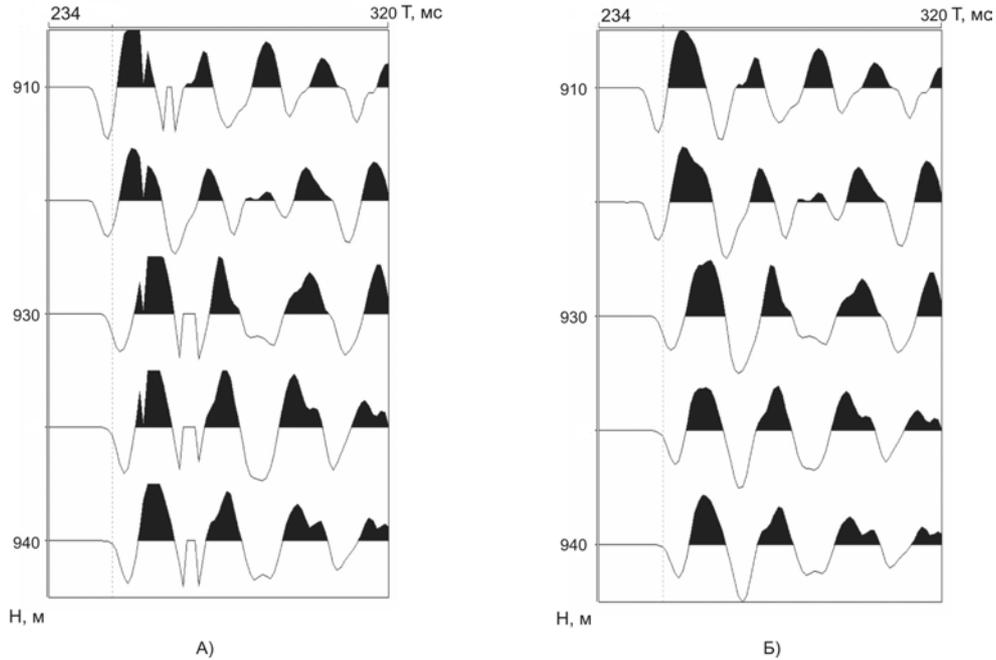


Рис.1. Редактирование пиковых выбросов и нелинейных искажений в исходных данных:
А) фрагмент исходного поля ВСП, Б) фрагмент отредактированного поля ВСП.

Для борьбы с гармоническими помехами, локализованными по времени (Рис.2), также применяются методы распознавания образов. Исследуемая сейсмическая трасса разбивается на равные временные интервалы, и анализируются их спектры. В процессе обучения формируется принцип классификации. После выявления и локализации помехи по соседним участкам трассы формируется спектральный образ интервала, содержащего помеху, и строится фильтр, подавляющий в нем шумовые частоты. Методика действует локально, не искажая полезного сигнала всей трассы, и после предварительного обучения может работать над поиском и устранением помехи без подстройки входных параметров.

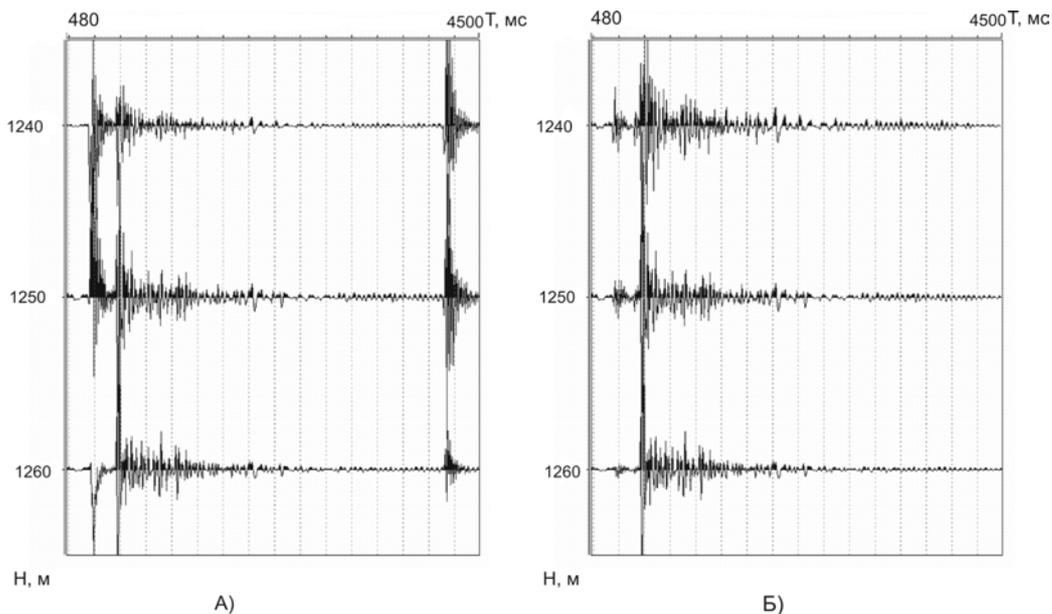


Рис.2. Редактирование локальных гармонических шумов в исходных данных ВСП:
А) исходная запись, Б) запись после редактирования.

Коррекция записей ВСП с применением минимизации энтропии двумерных спектров

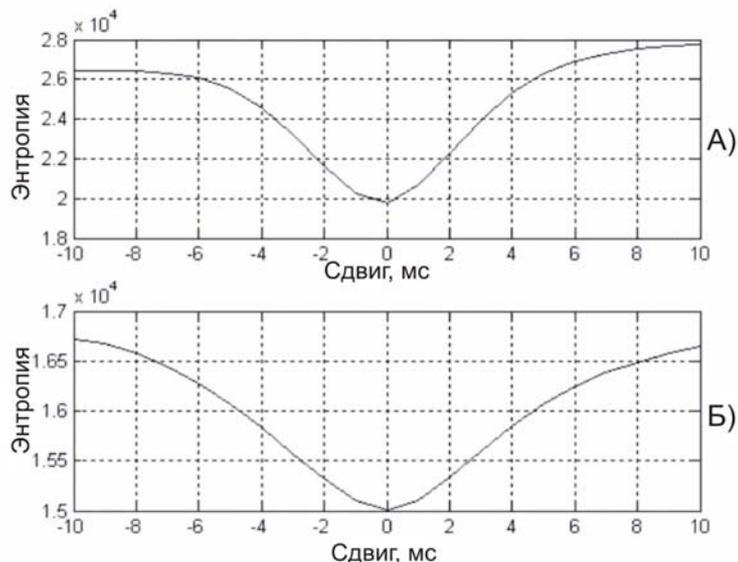


Рис. 3 График зависимости уровня энтропии двумерного спектра поля ВСП от сдвигов отдельно взятой трассы: А) в зоне восходящих волн, Б) в зоне падающих волн. Минимум обоих графиков указывает на истинное положение трассы в поле.

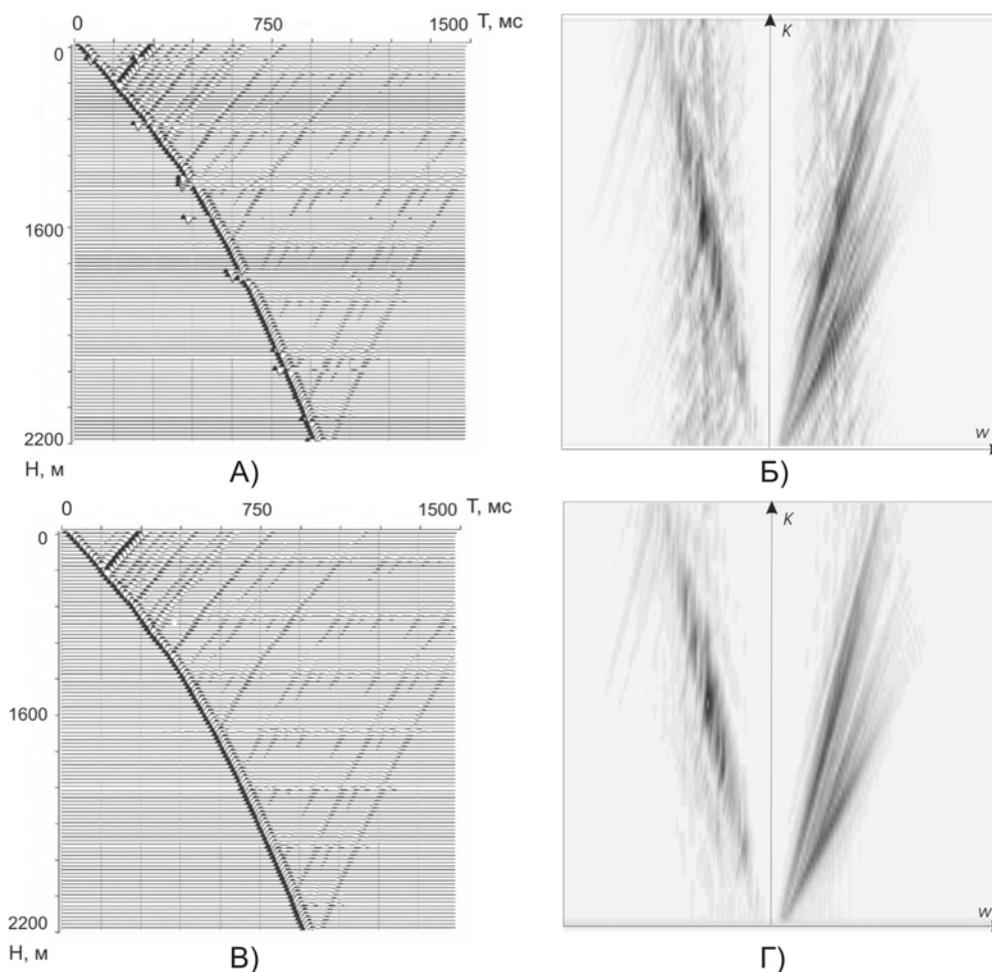


Рис.4. Коррекция статических поправок минимизацией энтропии двумерных спектров: А) модельное волновое поле ВСП с внесенными статическими сдвигами, Б) двумерный спектр модельного поля ВСП со сдвигами, В) скорректированное модельное поле ВСП, Г) двумерный спектр модельного волнового поля ВСП

Предложен метод коррекции статических поправок, основанный на минимизации энтропии двумерных спектров. Идея метода основывается на том, что наличие случайных сдвигов в исходном волновом поле ВСП приводит к возрастанию энтропии его двумерного спектра. При коррекции статических сдвигов параллельно минимизируется энтропия спектров в области падающих и восходящих волн, что предотвращает спрямление осей синфазности (Рис.3).

На рис.4 приведен пример коррекции статических сдвигов на примере модельного волнового поля ВСП.

Выводы

Предлагаемые методы редактирования и коррекции данных позволяют:

- эффективно удалить аддитивные шумы и нелинейные искажения из исходных сейсмических записей с минимальным искажением полезного сигнала;
- рассчитать и ввести статические поправки в волновом поле ВСП при отсутствии записей контрольного прибора;
- автоматизировать процесс предобработки исходных данных;
- минимизировать участие обработчика в процессе предобработки данных.

Литература

1. D. M. McCormack, D. E. Zaucha, D. W. Dushek. First-break refraction event picking and seismic data trace editing using neural networks. *Geophysics*. 1993. Vol. 58. No. 1. P. 67-78.
2. D. E. Rumelhart, G. E. Hinton, R. J. Williams. Learning internal representations by error propagation in parallel distributed processing. Cambridge, MA: MIT Press. 1986. Vol. 1. P. 318-362.
3. В.Н. Ференци, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков. Редактирование гармонических и всплесковых шумов в записях ВСП. Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП». 2001. С. 69.
4. А.Ю. Барков, И.В. Яковлев. Автоматическое редактирование сейсмограмм. Тезисы международной конференции «Новые идеи в науках о земле». 2001.

РЕДАКТИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ И КОРРЕКЦИЯ ЗАПИСЕЙ ВСП С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ И МИНИМИЗАЦИИ ЭНТРОПИИ ДВУМЕРНЫХ СПЕКТРОВ

*А.Ю. Барков¹, А.А. Табаков², К.В. Баранов¹, А.К. Душутин¹

¹ ООО "ГЕОВЕРС", 117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, 69Б;

² ОАО "Центральная геофизическая экспедиция"

Seismic wave-fields editing and correction using neural networks and entropy minimization of 2D spectrum

*A.Yu. Barkov¹, A.A. Tabakov², K.V. Baranov¹, A.K. Dushutin¹

¹ GEOVERS ltd, 69B, Novocheryomushkinskaya, Moscow 117418, Russia;

² JSC Central Geophysical Expedition

Summary

Editing of spike and harmonic noises superimposed to seismic record is discussed. Proposed method is based on the neural networks recognition. The static shifts in VSP records are corrected by combined entropy minimization of two halves of two-dimensional spectrum. The methods provide for automatic implementation.

Аннотация

Рассматривается метод редактирования аддитивных и гармонических помех в сейсмических трассах. Метод основан на анализе признаков, характеризующих помеху, и принятии решения на основе предшествующего опыта. После принятия решения о наличии помехи производится коррекция участка трассы, содержащего помеху. Также предложен метод оценки статических сдвигов в волновых полях ВСП. Метод базируется на минимизации энтропии двумерных спектров.

Introduction

Presence of noise and static shifts in VSP seismic wave-fields essentially reduces quality of processing results. Application of algorithms of noise editing with the use of neural networks for their localization allows to strengthen suppression of peak impulses and local harmonic noises with minimal distortion of useful information. The method applied for correction of static shifts is combined entropy minimization of two-dimensional spectra. The resulted technology gives rise to automatic edit procedures.

Seismic wave-fields editing using neural networks

The method for peak impulses and nonlinear distortions editing in seismic records is based on localization of distortion, its estimation in the of high frequency band and subtraction from record.

After a high-frequency filtration useful signal is suppressed almost completely, and filtered record represents convolution of noise impulses with the filter. Iterative subtraction is applied for an estimation of times and amplitudes of noise.

In the absence of neighboring impulses accuracy of definition of noise is very high. However for closely located impulses results are much worse, up to deterioration of the initial data. This problem is solved by preliminary recognition of noise samples, which sharply raises unambiguity of results. Recognition of noise samples is carried out with the use of neural networks by algorithm with training.

While recognizing the noise, each sample of seismic record is characterized by some set of parameters on which classification is made. When the noise samples are determined, their amplitude is preliminary estimated with the help of an interpolation technique. These parameters of a noise samples used in procedure of iterative specification and subtraction.

After preliminary training on the set images the algorithm works not demanding any additional parameters.

On fig. 1 the example of editing of strong nonlinear distortions is shown.

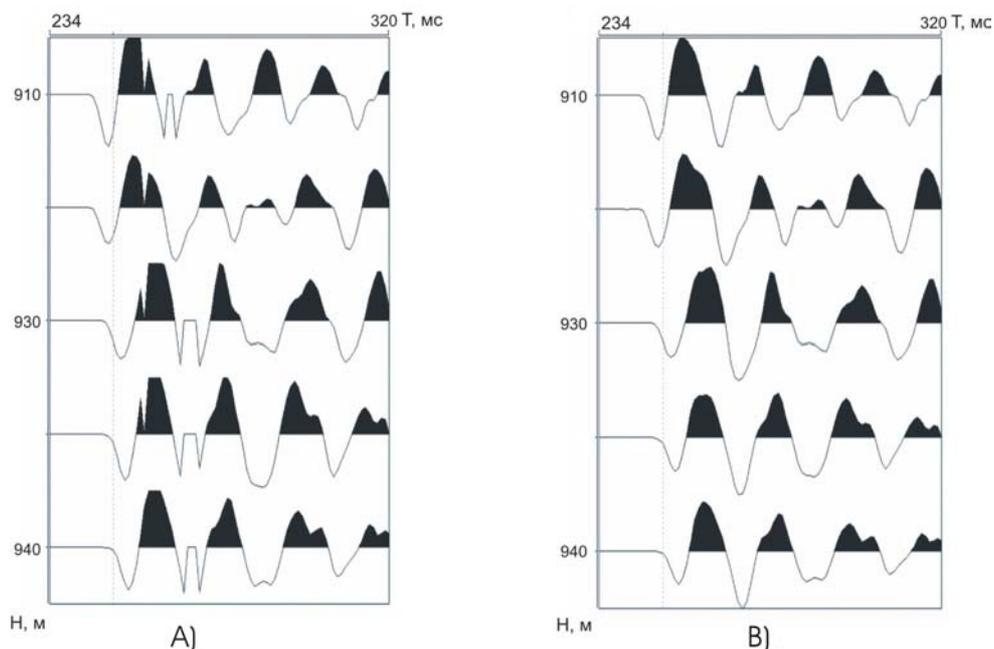


Fig.1. Editing of nonlinear distortions in the initial records: A) a fragment of initial VSP field, B) a fragment of edited VSP field.

For the located in time harmonic noise editing (Fig. 2), methods of recognition are also applied. The seismic record is divided into equal time intervals, and their spectra are analyzed. During training the principle of classification is formed. After localization of noise, the spectral image of the noise interval is formed using information from the adjacent intervals. Then the filter is constructed reducing the noise frequencies. The technique operates locally, not affecting the useful signal. After preliminary training this algorithm can search and eliminate the noise without any extra tuning.

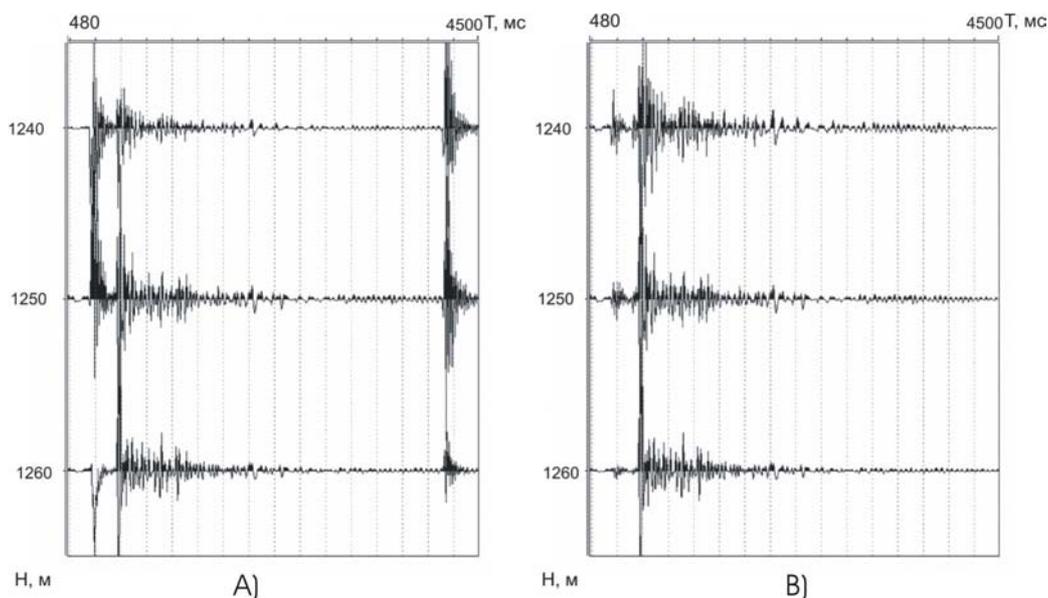


Fig. 2 Editing of local harmonious noise in initial records of VSP field: A) initial records, B) records after editing.

Seismic wave-field correction using entropy minimization of two-dimensional spectra

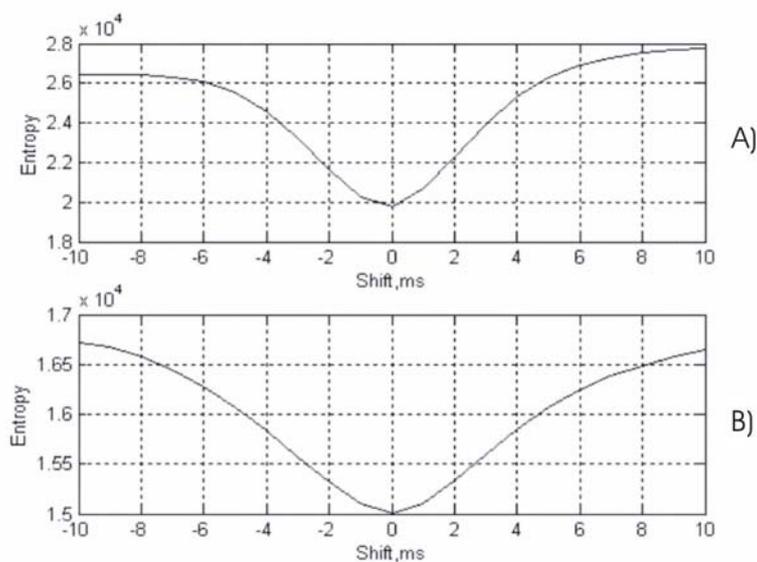


Fig. 3 scanning of entropy of two-dimensional spectrum of VSP field with varying shifts separately taken record: A) in an area downing waves, B) in an upgoing waves. The minimum of both functions specifies the true position of the record in the field.

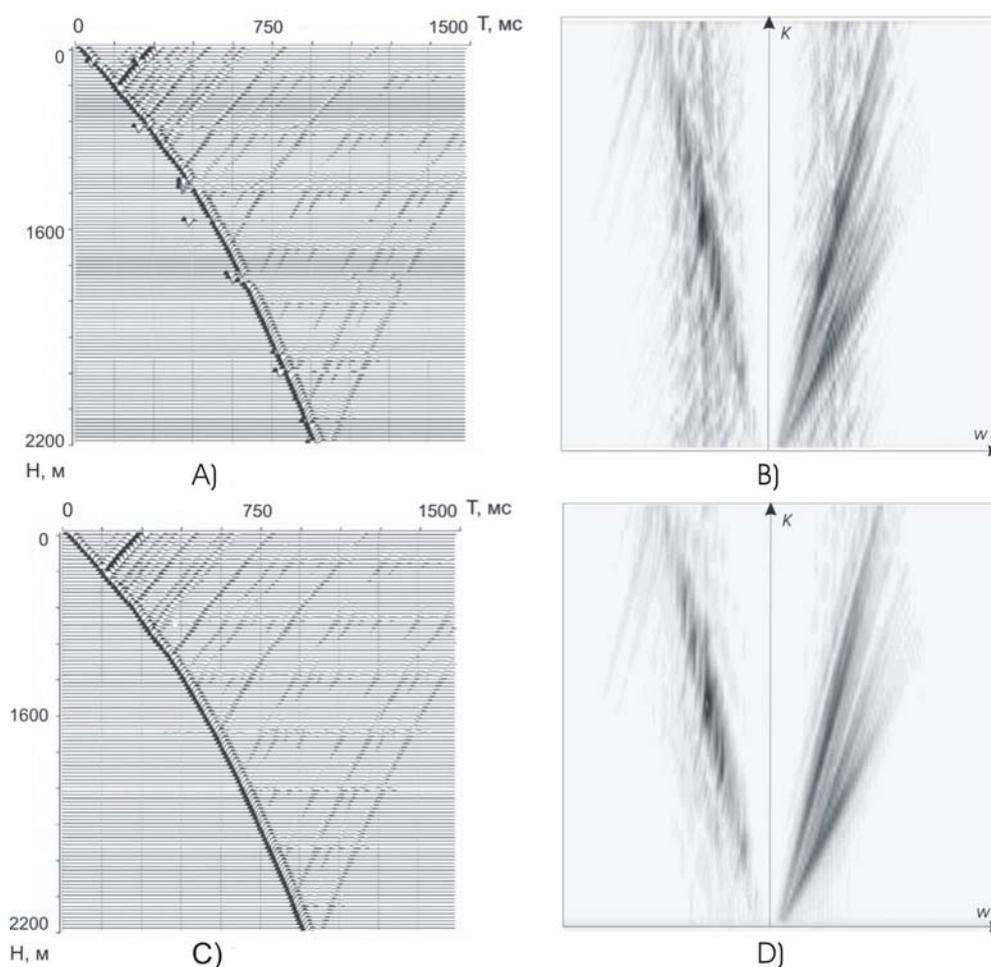


Fig. 4 Correction of static shifts by entropy minimization of two-dimensional spectra: A) Synthetic VSP wave field with static shifts, B) a two-dimensional spectrum of synthetic VSP wave-field with shifts, C) corrected synthetic VSP wave-field, D) a two-dimensional spectrum of synthetic VSP wave-field

The method of correction the static shifts, based on entropy of two-dimensional spectra minimization is offered. The idea of a method is based on the fact that presence of casual shifts in initial wave field VSP results in increase of entropy of its two-dimensional spectrum. To correct static shifts it is proposed to minimize the entropy of the two-dimensional spectrum of the wave-field simultaneously in downgoing and upgoing waves domains. This allows to prevent straightening the phase correlation lines (Fig.3).

On fig. 4 the example of correction of static shifts is given. Highly reliable result is obtained.

Conclusion

Proposed approaches give rise to technologies providing:

- Suppression additive noise and nonlinear noise from initial seismic records with the minimal distortion of a useful signal.
- Automatic static correction of VSP wave-field in the absence of control device records.
- Removing manual operations in the raw data.

References

1. D. M. McCormack, D. E. Zaucha, D. W. Dushek. First-break refraction event picking and seismic data trace editing using neural networks. *Geophysics*. 1993. Vol. 58. No. 1. P. 67-78.
2. D. E. Rumelhart, G. E. Hinton, R. J. Williams. Learning internal representations by error propagation in parallel distributed processing. Cambridge, MA: MIT Press. 1986. Vol. 1. P. 318-362.
3. В.Н. Ференци, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков. Редактирование гармонических и всплесковых шумов в записях ВСП. Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП». 2001. С. 69.
4. А.Ю. Барков, И.В. Яковлев. Автоматическое редактирование сейсмограмм. Тезисы международной конференции «Новые идеи в науках о земле». 2001.

ВЕКТОРНАЯ МИГРАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ НА МАТЕРИАЛАХ ВСП

* А.В. Баев¹, И.Е. Солтан², А.А. Табаков³, И.В. Яковлев²

¹ Московский государственный университет, 119899, Москва, Воробьевы горы; ² ООО «Геоверс»;

³ ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Vector migration of VSP wave-fields

* A.V. Baev¹, I.E. Soltan², A.A. Tabakov³, I.V. Yakovlev²

¹ Moscow State University, Vorobjovy Gory, Moscow 119899, Russia; ² Geovers Ltd.;

³ JSC Central Geophysical Expedition

Summary

In this paper we introduce a seismic migration method based on an optimization approach. 3C VSP seismic records are used as source data. As a result, a field of vector reflection coefficient is recovered. This 3C coefficient represents an image of the media. There are two significant features of the proposed method. First, it uses input seismic traces as a source function in the back propagation problem. This allows us to use initial data recorded only on the well. Second, a strong separation between migration and inversion procedures guarantees an efficiency and stability of the algorithm constructed for a solution of the problem. It is clear that in this approach the seismic field migrated to any vertical line in an object domain can be processed by means of regular VSP techniques. So, reconstruction of the image of the media appears to be an inversion procedure applied to migrated data on every vertical line in an investigated geological section. For dipping horizons any other direction of the reconstructed profile may be applied. 3C surface data can be also migrated in the same way.

Аннотация

В работе предлагается метод миграции, основанный на оптимизационной постановке. В качестве исходных данных используются трехкомпонентные трассы ВСП. В результате формируется изображение среды в виде векторного коэффициента отражения. Метод характеризуется двумя основными чертами. Во-первых, исходное волновое поле рассматривается в задаче продолжения поля с обратным временем в качестве источника. Это позволяет использовать только данные, зарегистрированные на скважине. Во-вторых, четкое разделение этапов миграции и инверсии гарантирует эффективность и устойчивость алгоритма решения задачи. Очевидно, что при таком подходе продолженное поле может быть подвергнуто стандартной обработке данных ВСП на любом вертикальном сечении исследуемой области, а процесс построения изображения среды оказывается процедурой инверсии в каждом из таких сечений. В случае наклонных границ могут быть использованы сечения произвольных направлений. Предложенная процедура также применима и к векторным данным наземной сейсморазведки.

1. Постановка задачи

В работе предлагается метод миграции [1], основанный на оптимизационной постановке. В качестве исходных данных используются трехкомпонентные (векторные) трассы ВСП в схеме с поверхностным источником. Предполагается, что априорно задаваемая опорная модель среды правильно отражает основные скоростные параметры разреза. Форма импульса источника считается неизвестной.

Прежде чем переходить к математической постановке задачи, дадим качественное описание предлагаемого подхода. Первым основным моментом метода является то, что зарегистрированное на скважине волновое поле используется не как краевое условие [2], а как источник волн в задаче продолжения с обратным временем. Такой подход теоретически снимает проблему задания исходной информации при неполной апертуре и знания выводящих производных.

Второй основной чертой предлагаемого метода является четкое разделение этапов миграции и инверсии векторных полей. Дело в том, что продолжение сейсмического поля со скважины в опорную среду является линейной задачей. Несмотря на то, что эта задача некорректна, удается построить устойчивый метод ее решения. Задача построения изображения среды, то есть инверсия продолженного поля, является нелинейной и также некорректной. Поскольку для решения этой задачи можно привлечь существенную априорную информацию о среде, то такое разделение

миграции и инверсии оказывается наиболее эффективным. Кроме того, при таком подходе продолженное поле подвергается обработке в режиме стандартной интерпретации данных ВСП на скважине. Такая скважина является, очевидно, воображаемой, а сам процесс построения изображения среды оказывается процедурой инверсии в каждом из сечений, как правило, вертикальном.

Пусть распространение упругих волн в рассматриваемой области Ω описывается уравнением

$$\mathbf{u}_{tt} - L\mathbf{u} = \mathbf{f}, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [-t_0, T],$$

где $\mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$ — вектор смещений, L — оператор Ламэ в неоднородной среде, $\mathbf{f}(\mathbf{r}, t)$ — источник колебаний. Оператор упругости L соответствует неизвестной среде с акустической жесткостью $\kappa = \kappa(\mathbf{k})$, которой соответствует векторный коэффициент отражения $\mathbf{k}(\mathbf{r}) = -(2\kappa)^{-1}\nabla\kappa$.

Задание опорной модели среды с жесткостью κ_0 , соответствующей коэффициенту отражения \mathbf{k}_0 , определяет L^0 такой, что

$$\mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} + \hat{\mathbf{R}}\delta\mathbf{k} = \mathbf{f}, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [-t_0, T], \quad (1.1)$$

где $\hat{\mathbf{R}}$ — тензор, выражающийся через тензор напряжений $\hat{\boldsymbol{\sigma}}(\mathbf{u}^0)$, \mathbf{u}^0 — решение (1.1) при $\mathbf{k} = \mathbf{k}^0$.

На границе области Ω задаются диссипативные условия, соответствующие отсутствию отраженных волн. Начальные условия полагаются нулевыми. В качестве исходной информации для процедуры миграции задается векторное поле смещений на скважине — множестве $\Omega_1 \subset \Omega$:

$$\mathbf{u}(\mathbf{r}, t) = \tilde{\mathbf{u}}(\mathbf{r}, t), \quad \mathbf{r} \in \Omega_1, \quad t \in [0, T].$$

Окончательной задачей является построение изображения среды с акустическим импедансом $\kappa(\mathbf{k})$ и определение векторного коэффициента $\mathbf{k}(\mathbf{r})$ в каждой точке \mathbf{r} области $\Omega \setminus \Omega_0$.

2. Продолжение волнового поля

Будем искать продолжение волнового поля $\tilde{\mathbf{u}}$ с множества Ω_1 на Ω как такое поле, которое, с одной стороны, наименее уклоняется от $\tilde{\mathbf{u}}$ на Ω_1 , а с другой, является волновым полем в области $\Omega \setminus \Omega_1$. Продолженное таким образом поле $\mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$ является решением следующей вариационной задачи с ограничениями:

$$J(\mathbf{u}) = \int_0^T \int_{\Omega_1} \|\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}\|^2 drdt \rightarrow \min_{\mathbf{u}} \quad \text{при} \quad \mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} = 0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T], \quad (2.1)$$

и выполняются диссипативные граничные условия.

Для решения этой вариационной задачи использован метод множителей Лагранжа.

Из рассмотрения вариационной задачи можно найти $\text{grad} J(\mathbf{u})$. Знание градиента функционала $J(\mathbf{u})$ позволяет построить продолженное поле на основе итерационного метода минимизации. Практика показывает, что уже первая итерация дает достаточно хорошее приближение к продолженному полю. Это объясняется тем, что первая итерация полностью содержит информацию об однократно отраженных волнах.

Для начала процедуры минимизации требуется задать начальное приближение \mathbf{u}^0 . Зададим его как решение уравнения

$$\mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} = \chi(\Omega_1)(\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}), \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T], \quad (2.2)$$

с нулевыми начальными условиями при $t = T$ и диссипативными граничными условиями.

Из (2.1)–(2.2) находим, что $\text{grad} J(\mathbf{u}) = -\mathbf{u}_t^0$. Отсюда, согласно методу спуска при шаге α_0 , имеем

$$\mathbf{u}^1 = \mathbf{u}^0 + \alpha_0 \mathbf{u}_t^0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T].$$

3. Инверсия продолженного поля

Задачу построения изображения среды по векторному полю, зарегистрированному на скважине, сформулируем следующим образом. Найти такой коэффициент отражения $\mathbf{k}(\mathbf{r})$ в области Ω , чтобы соответствующее ему поле $\mathbf{u} = \mathbf{u}_{\mathbf{k}}$ наименее уклонялось от $\tilde{\mathbf{u}}$ на Ω_1 при $t \in [0, T]$. Такая постановка приводит к задаче минимизации по \mathbf{k} функционала

$$\Phi(\mathbf{k}) = \int_0^T \int_{\Omega_1} \|\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}\|^2 drdt \quad \text{при} \quad \mathbf{u}_{tt} - L\mathbf{u} = 0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T]. \quad (3.1)$$

Очевидно, что решение этой задачи приводит к такому же результату, что и инверсия продолженного поля. Функционал (2.1), определяющий продолженное поле, является квадратичным,

а (3.1) нет, поэтому решение задачи (2.1) предпочтительнее. Следует заметить, что функционал (3.1) обладает следующим важным свойством, вытекающим из природы рассматриваемой задачи. Если $\tilde{\mathbf{u}}$ задано точно, то (3.1) имеет единственную точку минимума, в которой $\Phi_{\min} = 0$.

Анализ продолженного поля показывает, что его особенности отражают наличие рассеивателей в опорной среде. Для их определения рассмотрим процедуру минимизации функционала (3.1) с помощью метода градиентного спуска. При построении градиента $\Phi(\mathbf{k})$ используем метод множителей Лагранжа. Оказывается, что множитель Лагранжа удовлетворяет той же задаче с обратным временем, что и для продолженного поля.

Детальное рассмотрение задачи минимизации $\Phi(\mathbf{k})$ позволяет эффективно решить задачу построения $\text{grad } \Phi(\mathbf{k})$. Метод градиентного спуска в точке \mathbf{k}^0 дает следующий результат:

$$\delta \mathbf{k} = \frac{2\alpha_0}{\alpha_0} \int_0^T \hat{\sigma}(\mathbf{u}^0) \mathbf{u}^0 dt, \quad \text{где } \alpha_0 : J(\mathbf{u}^0 + \alpha \mathbf{u}_t^0) \rightarrow \min. \quad (3.2)$$

Формула (3.2) показывает, что продолженное волновое поле однозначно определяет векторный коэффициент отражения. Заметим, что в одномерном скалярном варианте формула (3.2) дает:

$$\delta k(x) = c(k^0) \frac{\partial}{\partial x} \int_0^T |u^0(x, t)|^2 dt, \quad (3.3)$$

где величина $c(k^0)$ эффективно определяется.

4. Численное моделирование

Для опробования разработанного метода был проведен следующий вычислительный эксперимент. В среде с одной горизонтальной границей раздела для источника продольных волн, расположенном на удалении 500 м от вертикальной скважины рассчитано векторное поле ВСП (рис.1) в интервале глубин 10–870 м. Скорости продольных волн в верхнем и нижнем слое равны соответственно 2000 м/с и 3000 м/с, скорости поперечных волн взяты вдвое меньшими, плотность во всей области постоянна.

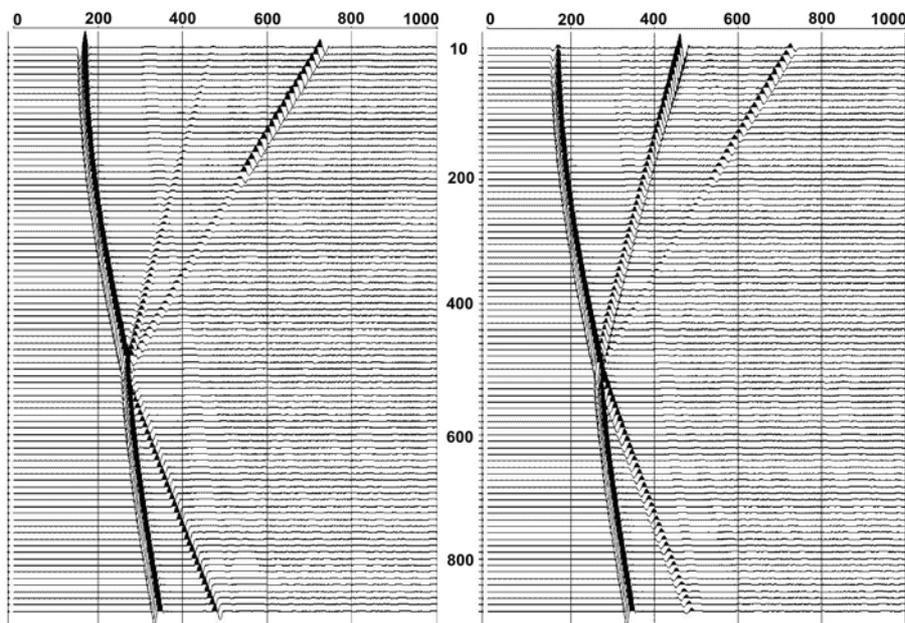


Рис.1. Модельное волновое поле. Слева x -компонента, справа z -компонента.

Решение уравнения распространения упругих колебаний осуществлялось методом конечных разностей с применением консервативной разностной схемы [3]. Размер пространственной ячейки по обеим координатам положен равным 1 м, шаг дискретизации по времени — 0.2 мс. Для исключения влияния границ расчетной области на результат моделирования были использованы неотражающие краевые условия второго порядка [4].

Волновое поле, вычисленное продолжением в обратном времени на фиктивном профиле, удаленном на 100 м от скважины в сторону пункта возбуждения, приведено на рис.2. Изображение среды в форме векторных коэффициентов отражения сформировано по упрощенному алгоритму в соответствии с (3.3). Результирующие изображения в двух компонентах показаны на рис.3.

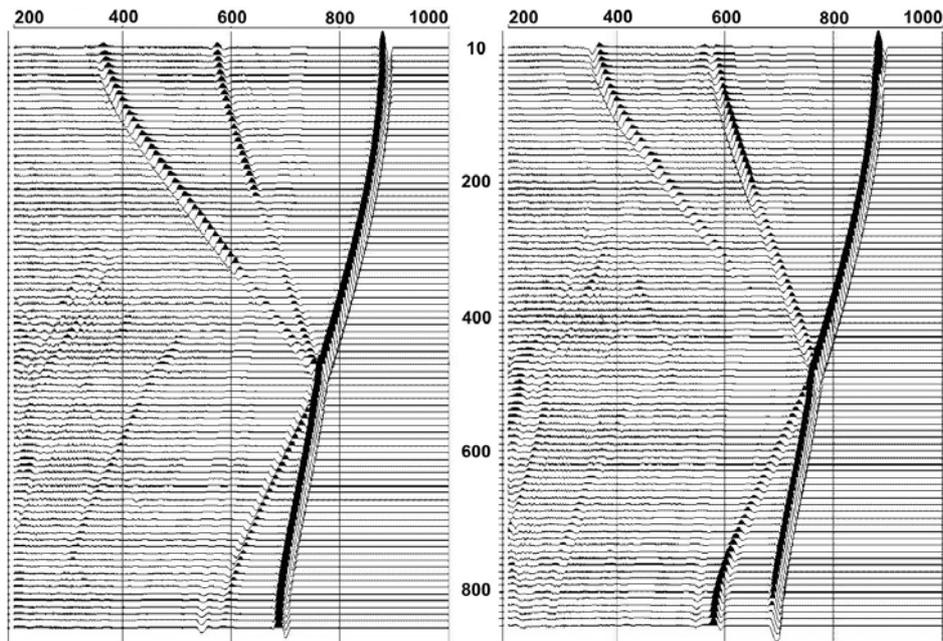


Рис.2. Продолженное волновое поле (обратное время). Слева x -компонента, справа z -компонента.

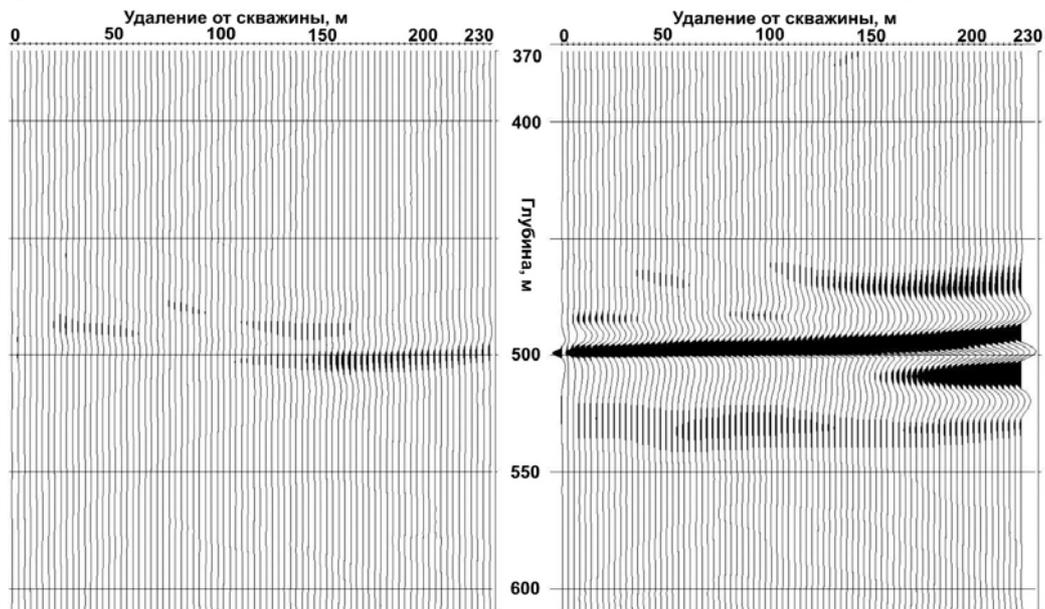


Рис.3. Изображение разреза. Слева x -компонента, справа z -компонента коэффициента отражения.

5. Выводы

В работе предложен метод миграции 3С волновых полей, позволяющий строить изображение среды, являющееся, по сути, векторным коэффициентом отражения. Результат подтвержден как теоретически, так и вычислительным экспериментом. Авторы полагают, что возможно получение аналогичного изображения для коэффициента отражения для поперечных волн. Кроме того, возможно применение такого подхода и к трехкомпонентным данным наземной сейсморазведки.

Литература

1. Д. Клаербоут. Теоретические основы обработки геофизической информации. М.: Недра, 1981.
2. Е. Газдаг, П. Сгуадзеро. Миграционное преобразование сейсмических данных. ТИИЭР. 1974. 72. №10. С. 83–99.
3. J. Zahradnik, E. Priolo. Heterogeneous formulations of elastodynamic equations and finite-difference schemes. Geophysics. 1995. 60. P. 663–676.
4. R. Stacey. Improved transparent boundary formulations for the elastic-wave equation. Bull. Seism. Soc. Am. 1988. 78. P. 2089–2097.

ВЕКТОРНАЯ МИГРАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ НА МАТЕРИАЛАХ ВСП

* А.В. Баев¹, И.Е. Солтан², А.А. Табаков³, И.В. Яковлев²

¹ Московский государственный университет, 119899, Москва, Воробьевы горы; ² ООО «Геоверс»;

³ ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Vector Migration of VSP Wave-fields

* A.V. Baev¹, I.E. Soltan², A.A. Tabakov³, I.V. Yakovlev²

¹ Moscow State University, Moscow, Russia; ² Geovers Ltd.; ³ JSC Central Geophysical Expedition

Summary

In this paper we introduce a seismic migration method based on an optimization approach. 3C VSP seismic records are used as source data. As a result, a field of vector reflection coefficient is recovered. This 3C coefficient represents an image of the media. There are two significant features of the proposed method. First, it uses input seismic traces as a source function in the back propagation problem. This allows us to use initial data recorded only on the well. Second, a strong separation between migration and inversion procedures guarantees an efficiency and stability of the algorithm constructed for a solution of the problem. It is clear that in this approach the seismic field migrated to any vertical line in an object domain can be processed by means of regular VSP techniques. So, reconstruction of the image of the media appears to be an inversion procedure applied to migrated data on every vertical line in an investigated geological section. For dipping horizons any other direction of the reconstructed profile may be applied. 3C surface data can be also migrated in the same way.

Аннотация

В работе предлагается метод миграции, основанный на оптимизационной постановке. В качестве исходных данных используются трехкомпонентные трассы ВСП. В результате формируется изображение среды в виде векторного коэффициента отражения. Метод характеризуется двумя основными чертами. Во-первых, исходное волновое поле рассматривается в задаче продолжения поля с обратным временем в качестве источника. Это позволяет использовать только данные, зарегистрированные на скважине. Во-вторых, четкое разделение этапов миграции и инверсии гарантирует эффективность и устойчивость алгоритма решения задачи. Очевидно, что при таком подходе продолженное поле может быть подвергнуто стандартной обработке данных ВСП на любом вертикальном сечении исследуемой области, а процесс построения изображения среды оказывается процедурой инверсии в каждом из таких сечений. В случае наклонных границ могут быть использованы сечения произвольных направлений. Предложенная процедура также применима и к векторным данным наземной сейсморазведки.

1. Introduction

In this paper we introduce a seismic migration [1] method based on an optimization approach. As input data 3C VSP seismic records are used for a source located at the daytime surface. It is supposed that an *a priori* reference model has right kinematical characteristics. A pulse form is a given function.

Let us give a preliminary description of proposed approach before a strict mathematical formulation of the problem is made. The first main concept is that a measured wave-field is used not as a boundary condition [2] but as a wave-field source for a reverse time propagation problem. Such an approach theoretically removes initial conditions and aperture failures.

The second concept is an algorithm stages division into wave-field migration and inversion. A wave-field continuation from a well to a media is a linear problem, but it is also incorrect. In spite of an incorrectness of the problem it is possible to propose a stable method of its solution. A section imaging problem, i.e. a continued wave-field inversion, is a nonlinear incorrect problem. The described division of the algorithm is the mostly effective approach because of an essential *a priori* information about media characteristics is known. Furthermore, with such approach, it is possible to apply standard VSP processing and interpretation techniques to the migrated wave-field. So, the section imaging process can be considered as an inversion on every vertical line located inside current media domain.

Let us consider the wave propagation problem in terms of elastodynamic formulations as follows:

$$\mathbf{u}_{tt} - L\mathbf{u} = \mathbf{f}, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [-t_0, T],$$

where $\mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$ is a displacement vector, L is the Lamé's operator in an inhomogeneous media, and $\mathbf{f}(\mathbf{r}, t)$ is a source function. An operator L corresponds to an unknown media characterized by an acoustic impedance $\varkappa = \varkappa(\mathbf{k})$, where $\mathbf{k} = \mathbf{k}(\mathbf{r}) = -(2\varkappa)^{-1} \nabla \varkappa$ is a vector reflection coefficient.

Specifying a reference model with an impedance \varkappa_0 corresponding to a reflection coefficient \mathbf{k}_0 defines an operator L^0 such as

$$\mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} + \hat{\mathbf{R}}\delta\mathbf{k} = \mathbf{f}, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [-t_0, T], \quad (1.1)$$

where $\hat{\mathbf{R}}$ is a tensor defined through a stress tensor $\hat{\boldsymbol{\sigma}}(\mathbf{u}^0)$, \mathbf{u}^0 is a solution of (1.1) if $\mathbf{k} = \mathbf{k}^0$.

Non-reflecting boundary conditions are applied for an object domain Ω . Initial displacements are supposed to be zero. As a source information for the migration procedure, vectors of displacements on a well $\Omega_1 \subset \Omega$ is taken:

$$\mathbf{u}(\mathbf{r}, t) = \tilde{\mathbf{u}}(\mathbf{r}, t), \quad \mathbf{r} \in \Omega_1, \quad t \in [0, T].$$

Thus, a final problem is a reconstruction of an image of a media with an acoustic impedance $\varkappa(\mathbf{k})$ and recovering of a vector coefficient $\mathbf{k}(\mathbf{r})$ at each point \mathbf{r} of the domain $\Omega \setminus \Omega_0$.

2. Wave-field migration

Let us determine the migrated wave-field for source data $\tilde{\mathbf{u}}$ from the domain Ω_1 to Ω as a wave-field which yields the best approximation for $\tilde{\mathbf{u}}$ on Ω_1 and satisfies to the Lamé's equation in the domain $\Omega \setminus \Omega_1$. This migrated wave-field $\mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$ is a solution of the following variation problem with constraints:

$$J(\mathbf{u}) = \int_0^T \int_{\Omega_1} \|\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}\|^2 d\mathbf{r} dt \rightarrow \min_{\mathbf{u}}, \quad \text{subject to } \mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} = 0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T], \quad (2.1)$$

and non-reflecting boundary conditions. This variation problem was solved by means of the Lagrange coefficients method.

A solution of the variation problem yields a value of $\text{grad } J(\mathbf{u})$. It allows us to construct the migrated wave-field using an iteration minimization techniques. In practice, even the first step gives an acceptable approximation for the migrated wave-field. This can be explained by the fact that the first iteration actually includes full information on primary reflections.

To start the minimization procedure it is necessary to specify an initial approximation \mathbf{u}^0 . We define it as a solution of the following equation

$$\mathbf{u}_{tt} - L^0\mathbf{u} = \chi(\Omega_1)(\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}), \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T], \quad (2.2)$$

which satisfies to zero initial conditions when $t = T$ and non-reflecting boundary conditions.

Formulations (2.1)–(2.2) lead to: $\text{grad } J(\mathbf{u}) = -\mathbf{u}_t^0$. Then, according to a gradient minimization procedure, we have for a step α_0 :

$$\mathbf{u}^1 = \mathbf{u}^0 + \alpha_0 \mathbf{u}_t^0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T].$$

3. Inversion of the migrated wave-field

Let us define the imaging problem as the following: in the domain Ω to determine a reflection coefficient $\mathbf{k}(\mathbf{r})$, such as corresponding wave-field $\mathbf{u} = \mathbf{u}_{\mathbf{k}}$ provides for the best approximation for $\tilde{\mathbf{u}}$ on Ω_1 as $t \in [0, T]$. This statement leads to the following minimization problem:

$$\Phi(\mathbf{k}) = \int_0^T \int_{\Omega_1} \|\mathbf{u} - \tilde{\mathbf{u}}\|^2 d\mathbf{r} dt, \quad \text{subject to } \mathbf{u}_{tt} - L\mathbf{u} = 0, \quad \mathbf{r} \in \Omega, \quad t \in [0, T]. \quad (3.1)$$

It is obvious that the solution of this problem produces the same result as the inversion of the migrated wave-field. Function (2.1) defining the migrated wave-field is quadratic, while function (3.1) is of a higher order. So, we would rather deal with the problem specified by (2.1). Note that function (3.1) has the following important property originating from a nature of the investigated problem. If the field $\tilde{\mathbf{u}}$ exactly corresponds to the media, then function (3.1) has only one point of the minimum and $\Phi_{\min} = 0$.

Analyzing the migrated wave-field we can see that it responds to the main characteristics of the reference media. To determine them we define a gradient minimization procedure for function (3.1). Also we use the method of the Lagrange coefficients for a construction of the $\Phi(\mathbf{k})$ gradient. The appropriate Lagrange

coefficient appears to satisfy to the same reverse time problem as was defined earlier for the migrated wave-field.

The detailed analysis of the minimization problem allows us to construct $\text{grad } \Phi(\mathbf{k})$. Then we apply the gradient method at point \mathbf{k}^0 that yields the following result:

$$\delta \mathbf{k} = \frac{2\alpha_0}{\kappa_0} \int_0^T \hat{\mathbf{g}}(\mathbf{u}^0) \mathbf{u}^0 dt, \quad \text{as } \alpha_0 : J(\mathbf{u}^0 + \alpha \mathbf{u}_t^0) \rightarrow \min. \quad (3.2)$$

Formula (3.2) shows that the reflection coefficient is directly defined by the migrated wave-field. Note that for the one-dimensional case formula (3.2) yields:

$$\delta k(x) = c(k^0) \frac{\partial}{\partial x} \int_0^T |u^0(x, t)|^2 dt, \quad (3.3)$$

where a value of $c(k^0)$ can be efficiently computed.

4. Numerical modeling

The following numerical experiment is performed to test the proposed method. We consider the media with one internal horizontal boundary and generate the synthetic 3C VSP wave-field in a depth range of 10–870 m (fig.1). A source of P-waves is located at the upper boundary of the domain at a distance of 500 m from the vertical well. P-wave velocities in the upper and lower layer are 2000 m/s and 3000 m/s, respectively, S-wave velocities are equal to the half of the P-wave velocities, a density is constant in the whole domain.

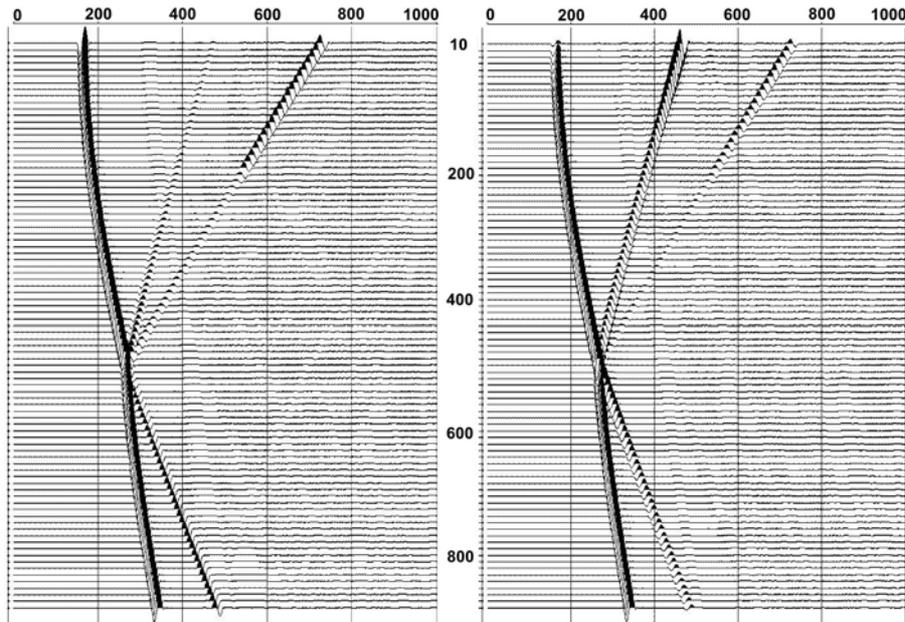


Fig.1. Synthetic wave-field. X-component is on the left, z-component is on the right.

For computation of synthetic traces we use a uniform finite-difference scheme for the elastodynamic equation [3]. A spatial grid size for both coordinates is 1 m, a discretization step for time is 0.2 ms. To prevent spurious reflections from the domain boundaries non-reflecting boundary conditions of the second order [4] are used.

The solution of the reverse time problem is measured along a vertical profile located between the shot point and the well at the 100 m distance from the well. The corresponding wave-field is shown in fig.2. The imaging procedure is performed through the simplified algorithm based on formula (3.3). The resulting image of the media presented as a two-component vector reflection coefficient is given in fig.3.

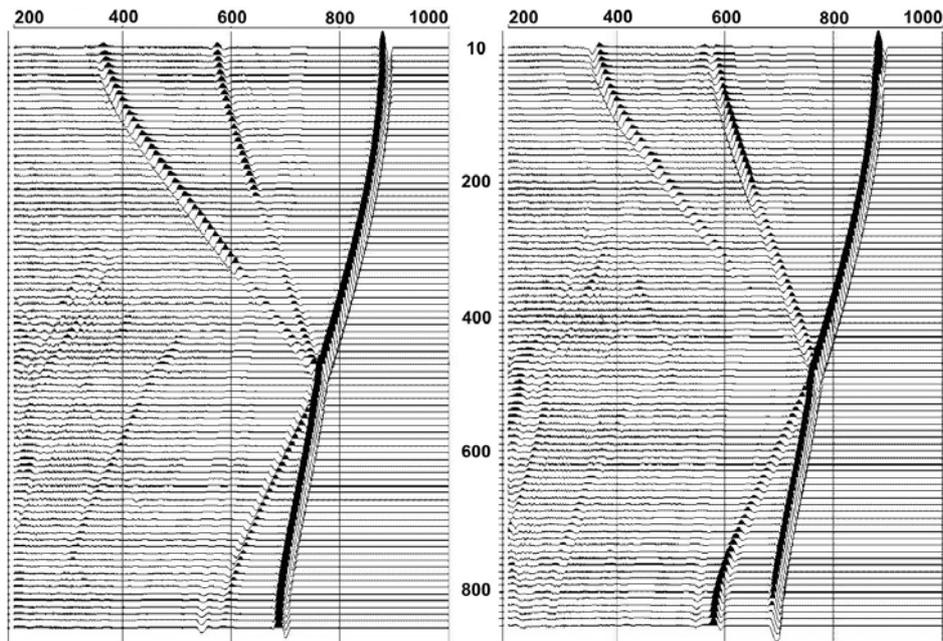


Fig.2. Migrated wave-field (shown in reverse time). X-component is on the left, z-component is on the right.

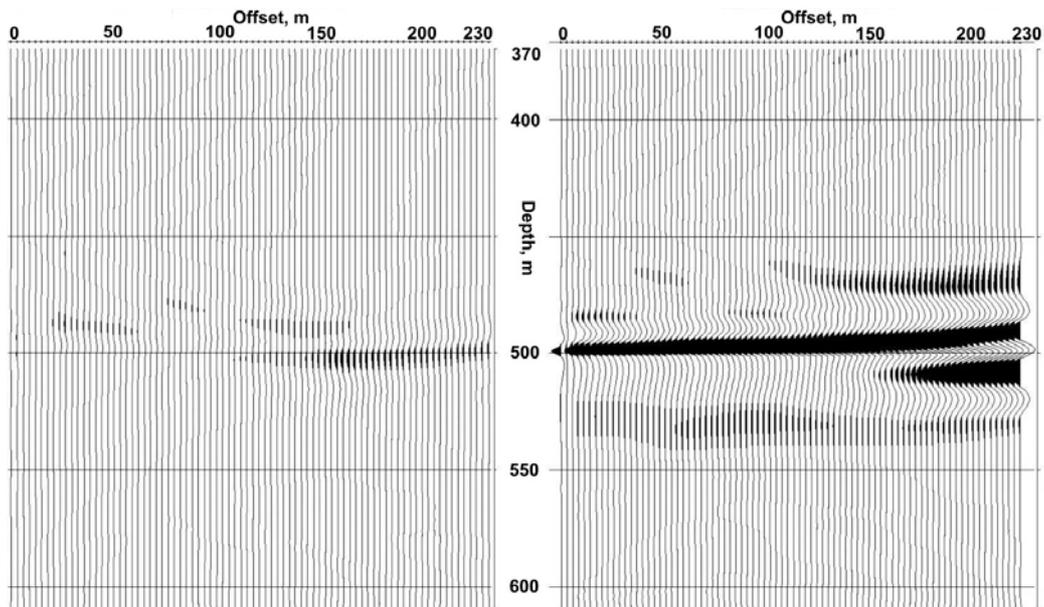


Fig.3. Image of the section. X-component (left) and z-component (right) of the reflection coefficient.

5. Conclusion

The migration method for 3C wave-fields is presented in this paper. It provides for a reconstruction of an image of a media, which is actually a field of a vector reflection coefficient. This result is confirmed theoretically and by numerical modeling. Furthermore, a possibility of an imaging by a recovered S-wave reflection coefficient is also supposed. There are no reasons not to apply the same approach to surface 3C seismic data.

References

1. J.F. Claerbout. *Fundamentals of Geological Data Processing*. N.-Y. 1981.
2. J. Gazdag, P. Sguazzero. *Migration of Seismic Data*. Proc. IEEE. 1984. **72**. 10. P. 1302–1315.
3. J. Zahradnik, E. Priolo. *Heterogeneous formulations of elastodynamic equations and finite-difference schemes*. Geophysics. 1995. **60**. P. 663–676.
4. R. Stacey. *Improved transparent boundary formulations for the elastic-wave equation*. Bull. Seism. Soc. Am. 1988. **78**. P. 2089–2097.