УДК 550.34.013

# О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ПУТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ДАННЫМ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

## Бондарев В.И., Крылатков С.М., Крылаткова Н.А.

ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет», Екатеринбург, e-mail: bondarev v@mail.ru

Продольное (ВСП) и непродольное (НВСП) вертикальное сейсмическое профилирование широко применяется в современном комплексе сейсморазведочных работ на нефть и газ. Главными задачами при этом являются задачи, связанные с изучением скоростных характеристик геологической среды околоскважинного пространства, стратиграфическая увязка данных наземных и скважинных сейсморазведочных работ. В последние годы в число решаемых задач методом НВСП все шире включаются задачи по изучению вещественного состава и строения околоскважинного пространства. Развитие методов решения последней вышеназванной задачи и их дальнейшее совершенствование являются предметом рассмотрения в данной статье. Основными путями совершенствования технологии использования ВСП и НВСП авторы выбрали путь расширения круга используемых интерпретационных моделей геологических сред. В частности, в работе предложено при истолковании результатов полевых наблюдений широко использовать модели геологических сред, содержащих плоские наклонно-слоистые отражающие границы. Показано, что при использовании таких интерпретационных моделей сред можно достаточно хорошо изучать многие интересные и важные особенности волновых полей, наблюдаемых при работах в скважинах. Еще одним новым авторским предложением по совершенствованию технологии работ НВСП является предложение о широком использовании дифракционного взгляда на регистрируемые волновые поля. На этой основе разработан оригинальный метод получения сейсмического изображения околоскважинного пространства. Он позволяет получать итоговые сейсмические мигрированные изображения среды различной кратности и динамической выразительности. Приводятся примеры оригинальных сейсмических изображений изученной части геологической среды. Предложенные авторами способы построения сейсмических изображений геологической среды по данным ВСП, несомненно, обладают целым рядом преимуществ перед существующими способами.

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, интерпретационная модель, дифракция, бин, сейсмическая граница, конструктивная интерференция, миграция, точка отражения

## ON IMPROVEMENT OF WAYS FORMATION OF SEISMIC IMAGES OF THE NEAR-WELLBORE ON THE DATA OF BOREHOLE SEISMIC OBSERVATIONS

### Bondarev V.I., Krylatkov S.M., Krylatkova N.A.

Ural State Mining University, Ekaterinburg, e-mail: bondarev v@mail.ru

In-line and broadside vertical seismic profiling (VSP) is widely applied in a modern complex of seismic works on oil and gas. The main tasks are the tasks related to the study of high-speed characteristics of the geological environment of the near-well space, stratigraphic linking of data of ground and borehole seismic surveys. In recent years, the tasks of studying the material composition and structure of the near-well space are increasingly included in the number of tasks solved by VSP. The development of methods for solving the latter problem and their further improvement are the subject of consideration in this article. The main ways of improving the technology of the VSP the authors have chosen the path of expansion of the circle used interpretive models of geological environments. In particular, in the work it is proposed to use widely the models of geological environments containing flat inclined layered reflecting boundaries when interpreting the results of field observations. It is shown that with the use of such interpretative models of media, it is possible to study quite well many interesting and important features of wave fields observed during work in wells. Another new author's proposal to improve the VSP technology is a proposal for the widespread use of the diffraction view of the recorded wave fields. On this basis, an original method of obtaining a seismic image near the borehole space has been developed. It allows to obtain total seismic migrated images of the medium of different multiplicity and dynamic expressiveness. Examples of original seismic images of the studied part of the geological environment are given. The methods proposed by the authors for constructing seismic images of the geological environment according to VSP undoubtedly have a number of advantages over existing methods.

Keywords: vertical seismic profiling, interpretation model, diffraction, bin, seismic boundary, constructive wave interference, migration, reflection point

Методы вертикального продольного (ВСП) и непродольного вертикального (НВСП) сейсмического профилирования позволяют решать широкий спектр задач современной сейсморазведки. С их помощью изучают скоростные характеристики разрезов, анализируют природу зарегистрированных волновых полей, осуществляют стратиграфическую привязку основных зарегистрированных сейсмических волн, прогнозируют наличие зон аномально высокого (низкого) пластового давления (АВПД) под забоем изученной скважины, производят контроль над ходом процессов гидроразры-

вов пластов и т.п. Метод ВСП, признанный ныне во всем мире, впервые был разработан в СССР в 1950-х гг. Е.И. Гальпериным. Переход от работ по методике сейсмического каротажа (СК) к работам по технологии ВСП позволил уверенно регистрировать последующие вступления сейсмических волн, проводить их фазовую корреляцию и прослеживание всех сейсмических волн во внутренних точках геологической среды. Весомый вклад в дальнейшее развитие метода ВСП в СССР и России внесли известные отечественные геофизики В.А. Теплицкий, Г.А. Шехтман, А.А. Табаков, В.А. Ленский и многие другие. Основной задачей метода ВСП является определение скоростей распространения упругих волн в разрезе и выполнение стратиграфической привязки отраженных волн, зарегистрированных при наземных сейсмических работах. Главной задачей метода НВСП, наряду с вышеназванными задачами, является задача построения сейсмического изображения геологической среды для околоскважинного пространства [1].

### Цель исследования

Получение временных (глубинных) сейсмических изображений геологической среды на базе данных НВСП принято называть миграцией. Теория миграции данных НВСП предполагает существование двух подходов. Они различаются взглядами на природу вторичных волновых полей, регистрируемых в скважинах. Первый подход предполагает, что регистрируемое в скважине волновое поле – это поле зеркально отраженных волн от субгоризонтальных границ, находящихся в области пространства, заключенного между пунктом возбуждения и скважиной. Его основу составляют способы, основанные на приведении данных скважинных наблюдений к виртуальным наблюдениям на поверхности земли и их последующей обработке по технологии обработки данных МОГТ. Такой подход широко применяется в настоящее время в практике сейсморазведочных работ методом НВСП [2]. Второй подход исходит из предположения, что регистрируемое волновое поле является результатом интерференции множества дифрагированных волн от совокупности большого числа локальных дифракторов в некоторой области пространства.

В статье описываются различные усовершенствования существующих способов построения сейсмических изображений околоскважинного пространства по материалам НВСП, относящиеся преимущественно ко второму подходу. Предлагается и обосновывается группа способов получения сейсмических изображений околоскважинного пространства, основанных на широком использовании принципа взаимозависимости свойств и местоположения локальных объектов геологической среды и амплитуды сейсмических сигналов для определенной части зарегистрированного волнового поля. Основным источником сведений о строении околоскважинного пространства при НВСП является вторичное волновое поле, формируемое различными геологическими неоднородностями, расположенными между исследуемой скважиной и пунктом возбуждения колебаний. Знание местоположения и структуры объекта, порождающего вторичное волновое поле, позволяет всегда путем решения прямой задачи на основе конкретной скоростной модели среды рассчитать годограф вторичной сейсмической волны от этого объекта и на этой основе определять локальную амплитуду сейсмического сигнала, несущую информацию об изучаемой части геологической среды. Принимая во внимание физическую близость ряда рассматриваемых объектов с точки зрения механизма генерации вторичных волн [3], можно такую цепочку объектов с тем или иным приближением использовать как для получения сейсмических изображений протяженных отражающих границ, так и для получения изображений локальных геологических образований – дифракторов.

# Результаты исследования и их обсуждение

Впервые технология получения сейсмического изображения геологической среды на основе использования в качестве основной интерпретационной модели совокупности протяженных горизонтальных отражающих элементов границ рассмотрена Диллоном [4]. Достоинства и недостатки этой схемы получения сейсмических изображений геологической среды проанализированы в работе авторов [5]. На основании результатов этого анализа авторами предложены и разработаны различные усовершенствования, позволяющие, на наш взгляд, в процессе обработки заметным образом повысить качество и достоверность получаемых сейсмических изображений изучаемой части геологической среды. Эти усовершенствования, прежде всего, косну-

ADVANCES IN CURRENT NATURAL SCIENCES № 3, 2018

лись расширения круга используемых интерпретационных моделей среды.

Предложенный Диллоном подход авторами обобщен на случай, когда изучаемые отражающие границы могут иметь наклонное расположение, а линия «пункт возбуждения – исследуемая скважина» ориентирована по падению слоев. Получены оригинальные расчетные формулы, позволяющие определять положение точек отражения в разрезе (расчет линий точек отражения – ЛТО) для модели среды с наклонными отражающими границами, показанной на рис. 1:

$$x_{LTO} = \frac{(H - z_{VSP} \cdot \cos \varphi) \cdot (L \cdot \cos 2\varphi - 2 \cdot H \cdot \sin \varphi)}{2 \cdot H + L \cdot \sin \varphi - z_{VSP} \cdot \cos \varphi};$$

$$z_{LTO} = \frac{\left(2 \cdot H \cdot \cos \varphi - z_{VSP} \cdot \cos 2\varphi\right) \cdot \left(H + L \cdot \sin \varphi\right)}{2 \cdot H + L \cdot \sin \varphi - z_{VSP} \cdot \cos \varphi}$$

На основе полученного решения детально изучены поля расположения возможных точек отражения на наклонных границах и их отличия от случая горизонтальных отражающих границ. Показывается, что в случае недоучета наклона отражающих границ в процессе формирования сейсмических изображений среды возможны существенные искажения местоположения в околоскважинном пространстве получаемых сейсмических образов геологических объектов. Сказанное подтверждается данными, приводимыми на рис. 2. Из их сравнения отчетливо видно, что использование интерпретационной модели среды с наклонными отражающими границами дает заметно отличающееся изображение среды, в сравнении с тем изображением, которое получается на основе использования горизонтально-слоистой модели отражающих границ. Это хорошо видно по изменению пространственных координат двух характерных особенностей волнового поля.

Ниже нами предлагается и обосновывается еще один подход к получению сейсмических изображений околоскважинного пространства, основанных на широком использовании принципа взаимозависимости свойств определенной части зарегистрированного волнового поля, местоположения локальных объектов геологической среды и амплитуды сейсмических сигналов. Этот подход объединяет идеи Диллона с дифракционным взглядом на регистрируемое волновое поле. При этом предлагаемая технология получения сейсмических изображений геологической среды является естественным развитием идей авторов, заложенных в патенте [6].



Рис. 1. Лучевая схема, использованная при выводе расчетных формул: H – глубина по нормали к границе под устьем скважины, z<sub>γSP</sub> – глубина приемника в скважине, L – удаление ПВ от устья скважины, φ – угол наклона отражающей границы, 1 – возможные положения отражающей границы, 2 – линия точек отражений



НАУКИ О ЗЕМЛЕ (25.00.00)

Она исходит из того, что возврат сейсмической энергии из геологической среды, облученной сейсмическим источником, осуществляется преимущественно в виде совокупности дифрагированных волн. Каждая зарегистрированная сейсмическая трасса НВСП может рассматриваться как результат интерференционного суммирования множества дифрагированных волн, образованных либо реальными локальными неоднородностями геологической среды, либо виртуальными дифракторами, совокупностью которых можно, с некоторым приближением, аппроксимировать реально существующие в геологической среде протяженные сейсмические отражающие гра-НИЦЫ.

Высказанное выше предположение означает, что каждое сейсмическое событие (сигнал с признаками индивидуальной сейсмической волны) на трассе НВСП, в скважине на любом уровне наблюдений, может содержать информацию о характере распределения дифракторов в среде под различными пикетами профиля «пункт возбуждения - устье исследуемой скважины». Поэтому каждая наблюденная трасса сейсмограммы НВСП может быть пересчитана в вертикально ориентированную трассу A(z), амплитуда которой и будет давать представление о возможном распределении дифракторов по вертикали для этого пикета профиля (рис. 3). Выполняя такие пересчеты в фиксированной точке профиля для различных наблюденных трасс НВСП, можно для каждого выбранного заранее пикета профиля получить массив множества сейсмических трасс, конструктивная интерференция которых в процессе суммирования и будет давать уже реальное сейсмическое изображение распределения реальных дифракторов на разных глубинах.

Локализовать местоположение реальных дифракторов можно только путем интерференционного анализа совокупности амплитудных записей волнового поля, зарегистрированного с помощью множества приемных каналов, находящихся на разных уровнях (глубинах) регистрации. Поскольку в реальных условиях никогда неизвестна природа регистрируемого вторичного волнового поля, то любой предлагаемый способ его инверсии должен достаточно хорошо трансформировать как поле дифрагированных, так и поле отраженных волн. Однако такая универсальность может быть реализована только с частичной потерей некоторых качеств, характерных либо для отраженных, либо для дифрагированных волн.



Рис. 3. Схема, поясняющая процесс формирования интерференционной трассы сейсмического изображения среды на произвольном пикете х<sub>D</sub> профиля, получаемой сложением трансформированных трасс НВСП разных уровней: трансформированные исходные трассы для произвольного пикета профиля х<sub>D</sub>; 2 – суммарная трасса



Рис. 4. Принципиальная схема расположения: 1 – пикетов расчетной сети на профиле ПВ-СКВ; 2 – расчетных точек на вертикали; 3 – вертикального большого бина ВББ; 4 – центр расположения ВББ; 5 – направление возможных смещений центра ВББ

91

EARTH SCIENCES (25.00.00)



НАУКИ О ЗЕМЛЕ (25.00.00)

Для повышения качества и устойчивости (стабильности) получаемых сейсмических изображений геологической среды перенос выбранной амплитуды с наблюденной трассы следует осуществлять не в одну расчетную точку, а в группу таких точек на соседних вертикалях, которые объединяются нами в «вертикальный большой бин – ВББ». Форма и размер ВББ по числу используемых в нем расчетных точек зависит от качества исходных сейсмических записей и определяется опытным путем в процессе обработки данных НВСП (рис. 4). Проведенные предварительные исследования показали, что размеры вертикального большого бина должны быть различны по двум направлениям. По вертикали – по оси глубин, размеры бина должны быть в 3-5 раз меньше, чем его размеры по горизонтали, и составлять 2-4 м. В целом размеры такого вертикального бина можно выбирать достаточно малыми, например 4x20 м, 2x10 м и т.п.

Проверка правильности предложенных подходов, прежде всего, проверялась математическим моделированием работоспособности способов на идеальных волновых полях. Для этого, как обычно, рассчитывались теоретические волновые поля того или иного вида для определенных моделей сред. На втором этапе проверки работоспособности предложенных способов использовались экспериментальные волновые поля, зарегистрированные в скважинах. Если в первом случае оценка эффективности предложенного способа осуществляется достаточно легко и объективно, поскольку нужный результат известен заранее, то во втором случае для оценки полученного результата приходится привлекать, как правило, косвенные данные.

Приводимый на рис. 5 временной разрез демонстрирует качество и характер получаемых сейсмических изображений геологической среды по результатам экспериментальных данных. Как видно из представленных результатов, получаемые сейсмические изображения околоскважинного пространства являются достаточно качественными и не противоречат имеющимся представлениям о строении изученной среды. По многим показателям – кратности, регулярности и контрастности изображения изучаемой части геологического разреза околоскважинного пространства – они заметно превосходят уже известные аналоги.

### Выводы

Предложенная авторами технология построения сейсмических изображений геологической среды по данным ВСП обладает целым рядом преимуществ перед существующими способами:  – управляя параметрами предложенных способов (формой, размером и числом расчетных точек в вертикальном бине и т.д.), становится возможным получение итоговых изображений различной кратности и динамической выразительности;

 получаемые предложенными способами сейсмические изображения геологической среды обладают свойствами мигрированных изображений;

 отсутствуют ограничения на использование сейсмических наблюдений в скважинах с криволинейной геометрией ствола;

 – сейсмическое изображение среды может быть получено ниже самого глубоко погруженного сейсмоприемника на глубину, зависящую от времени регистрации сейсмических волн и планируемой кратности;

показана перспективность использования интерпретационных моделей с наклонно-слоистыми границами сред при анализе данных ВСП и НВСП.

### Список литературы

1. Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Череповский А.В. Технические средства в многоволновой сейсморазведке // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 1. – С. 74–86.

 Ленский В.А., Адиев Р.Я., Адиев А.Я. Скважинная сейсморазведка. – Уфа: Информреклама, 2012. – 348 с.

3. Oz Yilmas, Seismic Data Analysis. Tulsa, SEG. – 2001. – V.1. – 1000 p., V.2. – 1000 p.

4. Dillon P.B., Thomson R.C. Offset source VSP survey sand their image reconstruction // Geophysical Prospecting. – 1984. – № 32. – P. 790–811.

5. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Построение двумерных сейсмических изображений геологической среды по данным непродольного вертикального сейсмического профилирования. Тезисы доклада на Международной конференции «Глубокие горизонты науки и недр». – Тюмень, – 2015. – С. 1–4.

6. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.А. Патент на изобретение № 2488145 «Способ построения сейсмических изображений геологической среды» с приоритетом от 10 января 2012 г., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений РФ 20 июля 2013 г.

#### References

1. Kuznetsov V.M., Shekhtman G.A., Cherepovskii A.V. Technical means in multi-wave seismic exploration [Tekhnicheskie sredstva v mnogovolnovoi seismorazvedke]. Tekhnologii seismorazvedki - Seismic technology, 2013, no. 1, pp. 74-86.

2. Lenskii V.A., Adiev R.Ia., Adiev A.Ia. Skvazhinnaia seismorazvedka [Borehole seismic exploration]. Ufa: Informreklama, Informreklama, 2012, 348.

3. Yilmas Oz. Seismic Data Analysis. Tulsa, SEG, 2001, 1000 p.

4. Dillon P.B., Thomson R.C. Offset source VSP survey sand their image reconstruction. Geophysical Prospecting, 1984, no. 32, pp. 790-811.

5. Bondarev V.I., Krylatkov S.M. Postroenie dvumernykh seismicheskikh izobrazhenii geologicheskoi sredy po dannym neprodol'nogo vertikal'nogo seismicheskogo profilirovaniia. [The Construction of two-dimensional seismic images of the geological environment according not longitudinal vertical seismic profiling.]. IV Mezhdunarodnaia konferentsiia Glubokie gorizonty nauki i nedr. Tiumen'-2015. (g. Tiumen', 23-27 marta 2015 g.) [Proceedings of Fourth International conference "Deep horizons of science and subsoil", Tyumen-2015 (Tyumen, March 23-27, 2015)], HOUTEN, Evropeiskaia assotsiatsiia geouchenykh i inzhenerov, 2015, pp. 1-4.

6. Bondarev V.I., Krylatkov S.M., Kurashov I.A. Patent na izobretenie № 2488145 "Sposob postroenija sejsmicheskih izobrazhenij geologicheskoj sredy"s prioritetom ot 10 janvarja 2012 g., zaregistrirovan v Gosudarstvennom reestre izobretenij RF 20 ijulja 2013 g.

# УСПЕХИ СОВРЕМЕННОГО ЕСТЕСТВОЗНАНИЯ № 3, 2018