

01 О ПРЕИМУЩЕСТВАХ И НЕДОСТАТКАХ НАЗЕМНЫХ И СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ 3D ВСП И 3D+ВСП

А.А. Табаков*, К.В. Баранов**
(* ОАО «ЦГЭ», Москва, **ООО «ГЕОВЕРС», Москва)

ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF SURFACE AND DOWNHOLE SEISMIC ILLUSTRATED BY PROCESSING RESULTS OF 3D VSP AND 3D+VSP

A.A. Tabakov*, K.V. Baranov**
(* CGE, Moscow, ** GEOVERS Ltd., Moscow)

Аннотация. Сопоставительный анализ результативности сейсморазведки на поверхности (СП) и в скважинах (ВСП) показывает, что каждое из применений обладает собственными достоинствами и недостатками.

Сейсморазведка на поверхности принципиально не имеет возможности надежно определять истинные скорости и истинную форму сигнала. Это приводит к многочисленным ограничениям по разрешенности и по возможностям учета и использования обменных волн. Практически современная СП вышла на предел своих возможностей.

Вертикальное сейсмическое профилирование дает возможность оценки истинных скоростей и истинной формы сигнала, но с удалением от скважины быстро теряет эффективность при изучении околоскважинного пространства, что демонстрируется на примере обработки данных МОГ в сопоставлении с результатами сейсморазведки на поверхности.

На примере обработки данных 3D+ВСП показана возможность использования формы сигнала и скоростной модели из ВСП для повышения эффективности СП.

Abstract. Comparative analysis of Surface Seismic (SS) and VSP shows that each application has its own advantages and disadvantages.

Surface Seismic never provides true velocity model and true signature. This is the reason for low resolution and inefficient processing of converted PS waves. In fact modern SS is on the limit of efficiency being still inadequate in many applications.

VSP provide true velocities and true signature but quickly loses its efficiency in the vicinity of well. This is shown as comparison between Walkaway and CDP section.

Example of 3D+VSP processing results shown that in this combined application signature and velocity model from VSP may be used to improve efficiency of Surface Seismic.

1. Сопоставление результатов обработки данных МОГ и ОГТ

На рисунке 1А показан фрагмент профиля ОГТ, проходящего через скважину, в которой проведены также работы по методике МОГ. Наблюдения МОГ выполнялись в интервале глубин 880-1700 метров с шагом 20 метров между точками приема. Источники колебаний (вибросейс 8-100 Гц) располагались с шагом 50 метров, максимальное удаление составляло 300 метров от скважины. Фрагмент изображения среды по данным МОГ приведен на рисунке 1Б. На рисунке 2А и 2Б приведены амплитудные спектры изображений ОГТ и МОГ (соответственно). Ширина спектра ОГТ составляет 12-40 Гц, а МОГ – 12-80 Гц. Результаты МОГ имеют разрешенность существенно выше, чем ОГТ, позволяя выявить детали строения околоскважинного пространства, в том числе речное русло.

Однако качество результатов МОГ существенно падает с удалением от скважины. Причиной такого ухудшения является несимметричность системы наблюдения МОГ, когда точки изучаемой границы освещаются под различными углами в зависимости от их удаления от скважины. Кроме того с увеличением удаления источника усложняется волновая картина, появляются интенсивные головные и кратные волны, а с увеличением расстояния изучаемой точки от скважины снижается эффективность деконволюции из-за погрешностей в определении формы падающего сигнала.

2. Использование скоростной модели и формы сигнала из ВСП для повышения эффективности обработки данных 3D на поверхности

Недостатками наземной сейсморазведки является невозможность точно определить истинную скоростную модель среды и незнание формы падающего сигнала [3]. Первое может приводить к ошибкам в структурных построениях, второе – к невозможности существенного расширения спектра записи. Особенно актуально решение этих задач в районах со сложным строением верхней части разреза.

При использовании одновременных наблюдений на поверхности и в скважине [1, 5, 6] появляется возможность регистрировать падающую волну, несущую информацию об импульсе возбуждения и скоростных неоднородностях среды.

Все преимущества совмещенных наблюдений удастся реализовать осуществив наблюдения на значительной апертуре, что возможно только при использовании многоточечного зонда (десятки уровней). При меньшем количестве точек наблюдения возможно решение тех же задач, но при некоторых ограничениях наложенных на исследуемую среду.

Так при трех точках регистрации, расположенных на забое скважины, удалось решить задачу оценки скоростных аномалий верхней части разреза и выполнить коррекцию различий формы импульса в записях наземной сейсмозаписи, связанных с неоднородностями в ВЧР [2, 4]. Сопоставление результатов наземной сейсмозаписи 3D и совмещенных наземно-скважинных наблюдений приведено на рисунке 3. Слева – предварительный разрез, построенный по данным наземной сейсмозаписи, справа – после коррекции формы импульса и с использованием статических поправок, компенсирующих неоднородности в верхней части разреза. Преимуществом использования совмещенных наблюдений на этом объекте стало уточнение структурного плана и повышение разрешенности записи.

Литература

1. А.А. Табаков, В.С. Бикеев, К.В. Баранов, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков, 2001, Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства: сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», Москва, С. 32-34.
2. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков, 2004, Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири: Технологии сейсморазведки, 1, С. 19-22.
3. А.А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений и модель-базируемая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2005», С. 8-12, 2005
4. A. Tabakov. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Transactions of International Borehole Geophysical Symposium, P. 1-4, Kunming, China, 2006
5. Alexander A. Tabakov & Konstantin V. Baranov. Integrated land seismic and VSP survey geometries offer improved imaging solution. First Break journal, vol. 25, P. 97-101, 2007
6. А. А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений – новый этап в развитии нефтегазовой геофизики. Журнал «Геофизика», № 4, С. 153-156, 2007

Список рисунков

Рис.1 Сопоставление результатов наземной сейсморазведки(А) и МОГ(Б)

Рис.2 Амплитудные спектры изображений ОГТ (А) и МОГ (Б)

Рис. 3 Сопоставление результатов наземной сейсморазведки 3D(А) и 3D+ВСП(Б)