

**О ПРИНЦИПАХ И АКТУАЛЬНОСТИ
СОВМЕЩЕНИЯ НАЗЕМНЫХ И СКВАЖИННЫХ
НАБЛЮДЕНИЙ (3D+ВСП, 2D+ВСП)**

А.А. Табаков*, К.В. Баранов*, В.Л. Елисеев*,
А.В. Решетников**, А.В. Копчиков**
(* ОАО «ЦГЭ», г. Москва, ** ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва)

**ABOUT PRINCIPLES AND ACTUALITY OF COMBINING
SURFACE AND DOWNHOLE ACQUISITION
GEOMETRIES (3D+VSP, 2D+VSP)**

A.A. Tabakov*, K.V. Baranov*, V.L. Eliseev*,
A.V. Reshetnikov**, A.V. Korchikov**
(* CGE, Moscow, ** Geovers, Ltd., Moscow)

Аннотация. В докладе рассматриваются вопросы дефицита ресурсов нефти и газа и актуальность увеличения коэффициентов извлечения. В качестве одного из ключевых направлений рассматривается повышение детальности и точности изучения продуктивных пластов. Для обоснования методов повышения разрешенности сейсморазведки рассмотрены недостатки и преимущества наземных и скважинных наблюдений. Предложено совместить преимущества наблюдений в скважине (ВСП) и на поверхности (2D, 3D) в рамках трехмерных систем наблюдений (2D+ВСП, 3D+ВСП). Полное использование этих преимуществ должно обеспечить возможность двукратного повышения разрешенности изучения продуктивных пластов.

Abstract. This paper deals with the oil and gas deficit problem and also actuality of increasing of extraction coefficient. Increasing of detail level and precision of productive layers exploration presented as a main objective. Surface and downhole acquisitions disadvantages and advantages are discussed. Combining of surface (2D, 3D) and downhole (VSP) acquisitions geometries advantages as part of third dimensional acquisition system suggested as the way. Using of these advantages provides possibility of increasing of productive layers exploration resolution for twice.

С началом XXI века сформировался и продолжает нарастать дефицит энергоресурсов. В основе наиболее значительной части современной энергетики лежит индустрия по добычи, транспортировке, переработке и распределению ресурсов нефти и газа.

В связи с ограниченным диапазоном глубин (до 10 км) и сейсмологическими условиями (в виде осадочных бассейнов континентальной и шельфовой частей земной коры) эти ресурсы ограничены и невосполняемы.

При этом, извлекаются лишь 50% от общего запаса нефти разрабатываемого месторождения, в то время как оставшиеся ресурсы в своей массе составляют основной резерв для поддержания достигнутого уровня добычи в будущем.

Для использования этих ресурсов применяются различные способы повышения нефтеотдачи. Но эффективное применение этих способов, также как и оптимальный первоначальный проект разработки, возможны только при наличии модели продуктивных пластов необходимой детальности.

Ключевым методом, обеспечивающим построение непрерывных объемных моделей продуктивных пластов на базе дискретных скважинных данных, является сейсморазведка. Однако разрешенность современной сейсморазведки не превышает в лучшем случае 20 м, а достоверность моделей продуктивных пластов заведомо не может считаться приемлемой для обоснованной оптимизации разработки.

Прогресс сейсморазведки в последние 10-15 лет после внедрения систем 3D практически остановился. Рабочий диапазон частот, как правило, ограничивается верхним порогом в 100 Гц.

Несмотря на создание и использование трехкомпонентных наземных и скважинных телеметрических систем и значительное усложнение матобеспечения поперечные волны также не стали основой для существенного повышения разрешенности и достоверности сейсморазведки.

В то время как, в методе ВСП, уже давно получила подтверждение возможность полезного использования продольных и поперечных волн в диапазоне частот до 250 Гц на базе модель-базированной обработки с использованием более корректных методов решения обратных задач геофизики. Однако метод ВСП имеет весьма ограниченные возможности изучения среды на удалении от скважины.

Предложенный и развитый метод объединения преимуществ сейсморазведки на поверхности и в скважинах (3D+ВСП) фактически основан на трехмерных съемках по сравнению с двумерными системами 3D.

Предложенный метод неоднократно использовался в разных регионах России. Одним из последних успешных применений метода были работы, проведенные в 2006 году на территории Томской области. Здесь, в связи со сложными поверхностными условиями (наличием локальных заболоченных участков и торфяников) в записях наземных сейсмоприемников присутствовала существенная среднечастотная статика.

Были проведены наблюдения 2D+ВСП на четырех профилях. Использование наблюдений зондом ВСП позволило скорректировать влияние верхней части разреза в записях наземных сейсмоприемников. Фрагменты исходных данных для одного из профилей *до* и *после* введения статических поправок по системе 2D+ВСП приведены на *рис. 1*.

Полномасштабное развитие и внедрение трехмерных съемок позволяет рассчитывать на двукратное повышение разрешенности сейсморазведки с принципиально новой детальностью построения моделей продуктивных пластов. Следствием этого должно стать повышение объемов извлечения нефти и газа.

Литература

1. A. Tabakov. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Transactions of International Borehole Geophysical Symposium, P. 1-4, 2006
2. А.А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений и модель-базирующая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2005», С. 8-12, 2005

Список рисунков

1. Сейсмограмма общего пункта взрыва (ОПВ) (**а** – до ввода статических поправок, **б** – после ввода статических поправок по системе 2D+ВСП)