

## Совмещенные наземно-скважинные системы наблюдения – путь повышения детальности изучения резервуаров Integrated land seismic and VSP survey geometries offer improved imaging solution

А.А. Табаков и К.В. Баранов (Alexander A. Tabakov<sup>1</sup> and Konstantin V. Baranov<sup>1</sup>) обсуждают их исследования в области комплексирования наземной сейсморазведки 2D и 3D с данными вертикального сейсмопрофилирования для обеспечения лучшего построения изображения небольших скоплений углеводородов и различных геологических обстановок.

Все увеличивающаяся необходимость в детальных исследованиях небольших углеводородных месторождений и сложных структур не всегда может быть удовлетворена средствами традиционной сейсморазведки, в такой модификации как наземная 2D или 3D сейсмика или самостоятельное ВСП, поскольку они страдают от некоторых ограничений. Наземная сейсморазведка (в особенности, при проведении в труднодоступных условиях) страдает от приповерхностных неоднородностей и сильно меняющихся условий возбуждения, что часто приводит к неправильной интерпретации и уменьшению разрешения. По своей природе ВСП обеспечивает более высокое разрешение, но может выполняться только в фиксированных направлениях. Более того, асимметрия геометрии наблюдений ВСП вызывает искажение амплитуд на результирующих сейсмических изображениях, которые нельзя скорректировать.

Мы предлагаем комплексную геометрию наблюдений поверхность – скважина, которая подразумевает одновременные наблюдения на поверхности Земли (как в традиционной сейсмике) и в скважине, расположенной в целевой области. С помощью записей, полученных в скважине мы можем непосредственно контролировать и корректировать статические поправки за ПВ и изменение формы импульса сейсмических данных на поверхности. Также можно применять кинематическую инверсию для времен прихода на скважинное устройство, что даст нам вариации латеральных скоростей, которые можно использовать в глубинных построениях.

Геометрия наблюдений, называемая 3D+VSP или 2D+VSP была неоднократно протестирована в реальных полевых условиях и доказала свои преимущества.

Нефтегазовые скопления обычно расположены в ограниченном диапазоне глубин. Поэтому потенциальные ресурсы также ограничены, несмотря на то, что необходимость все большего извлечения постоянно растет. В то же время, все легкодоступные территории уже были исследованы настолько, что за последние годы крупных месторождений обнаружено не было. Это значит, что при разработке схем рациональной и экономичной разработки небольших отложений углеводородов, часто со сложными сейсмогеологическими условиями, необходимость в точном и детальном описании коллектора возрастает существенно. Похожие требования возникают при обращении к недообследованным отложениям углеводородов.

Ключевая проблема может быть сформулирована следующим образом. Традиционные методы сейсморазведки с их настоящей информативностью находятся на грани бесполезности при исследовании малых резервуаров и дообследовании запасов зрелых месторождений (Tabakov, 2005).

<sup>1</sup>Geovers, Narodnogo Opolcheniya St., 38/3, Moscow, Russia.

### Наземная сейсморазведка

Современная сейсморазведка на поверхности (2D и 3D) является ведущей и успешной технологией, которая обеспечивает построение непрерывных моделей геологических сред, содержащих продуктивные пласты.

В массовом применении высококачественные съемки СП обеспечивают отчетливые изображения субгоризонтальных сред с разрешенностью, обеспечиваемой частотным диапазоном до ~100 Гц, что соответствует 15-30 м в зависимости от скоростных характеристик разреза. Для таких сред могут быть сделаны полезные оценки физических параметров толстых пластов, связанные с содержанием углеводородов.

Принципиальной особенностью и слабостью СП является дистанционное изучение объектов исследования. Неоднородность среды искажает отклики изучаемых пластов на зондирующий сигнал. Детальное и точное знание всех неоднородностей среды на пути луча от источника к объекту и далее к приемнику является необходимым условием успешного изучения глубинных объектов.

### Вертикальное сейсмическое профилирование

ВСП является промежуточным методом, с некоторыми ограничениями обладающим свойствами как ГИС, так и СП. Приемники (или источники в обращенном варианте), как и в методах ГИС, расположены внутри среды и область их размещения ограничена скважиной, а источники (или приемники в обращенном варианте) могут располагаться в любой точке на поверхности.

Благодаря этим свойствам, ВСП может обеспечивать детальную (сопоставимую с ГИС) разрешенность при изучении разреза в ближайшей окрестности скважины. Доказанная разрешенность (ВСП-ЛОГ [8]) составляет первые единицы метров. При изучении среды на удалениях до 25% от глубины объекта ВСП обеспечивает изучение разреза с детальностью, возможно в 2-3 раза более высокой, чем при СП. Однако принципиальным неустранимым недостатком ВСП при изучении околоскважинного пространства является несимметричность систем наблюдения, что приводит к неустранимым погрешностям при компенсации амплитудных искажений, связанных с различием углов облучения границ, и невозможности достаточного ослабления кратных волн.

Использование данных ГИС и ВСП на этапе интерпретации данных СП позволяет ослабить влияние ограниченной разрешенности и отсутствие детальных сведений о скоростях, но эти возможности практически исчерпаны, оставляя ситуацию на достигнутых уровнях детальности и точности.

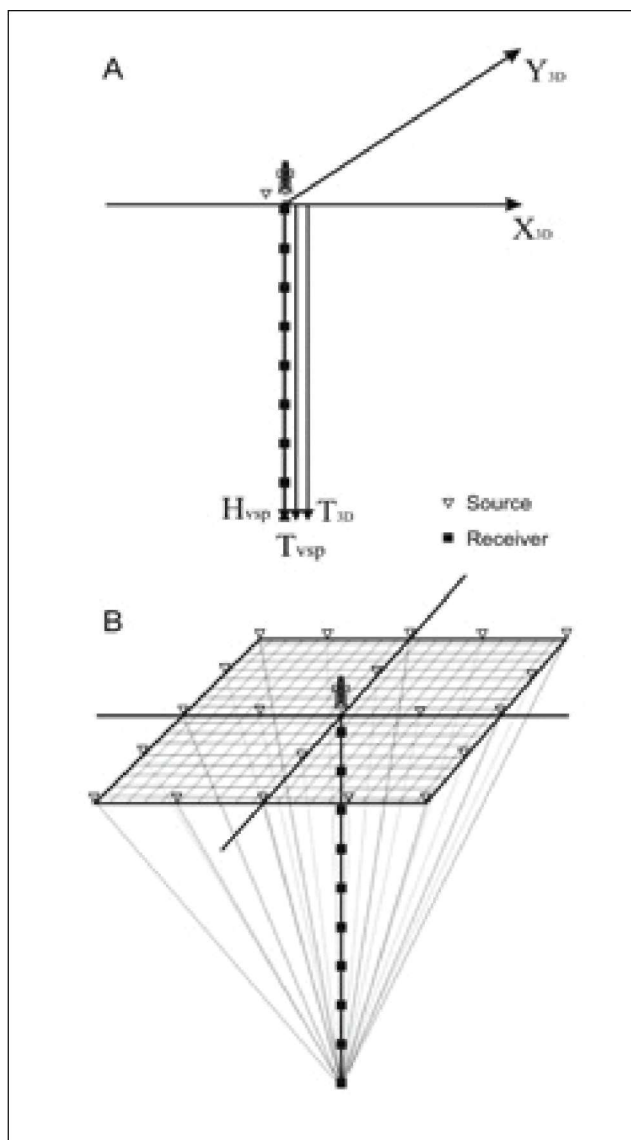


Рис. 1. Системы наблюдений ВСП, наземной 3D сейсморазведки (слева) и 3D+ВСП (справа)

### Трехмерные системы наблюдений – принципиальное расширение возможностей СП

На этапе изучения детального строения резервуара с целью доизвлечения остаточных запасов углеводородов на площади исследований имеется значительное количество глубоких скважин. Если при обработке наземной съемки 3D все возбуждения регистрируются одновременно в одной или нескольких скважинах, возникает трехмерная система наблюдений (см. рис. 1), которая названа автором 3D+ВСП в силу неполного насыщения вертикального измерения приемниками (только в скважинах). Эта система позволяет скорректировать два основных недостатка СП – отсутствие точных сведений о форме сигнала и отсутствие информации о распределении истинных скоростей продольных и поперечных волн в изучаемой среде.

Практическое опробование съемок 2D и 3D с одновременной регистрацией данных в глубокой скважине продемонстрировало оба преимущества трехмерных систем наблюдений. Регистрация полной

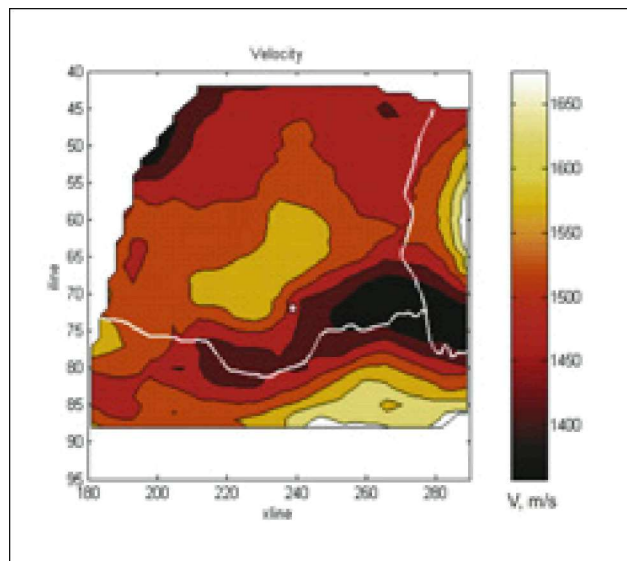
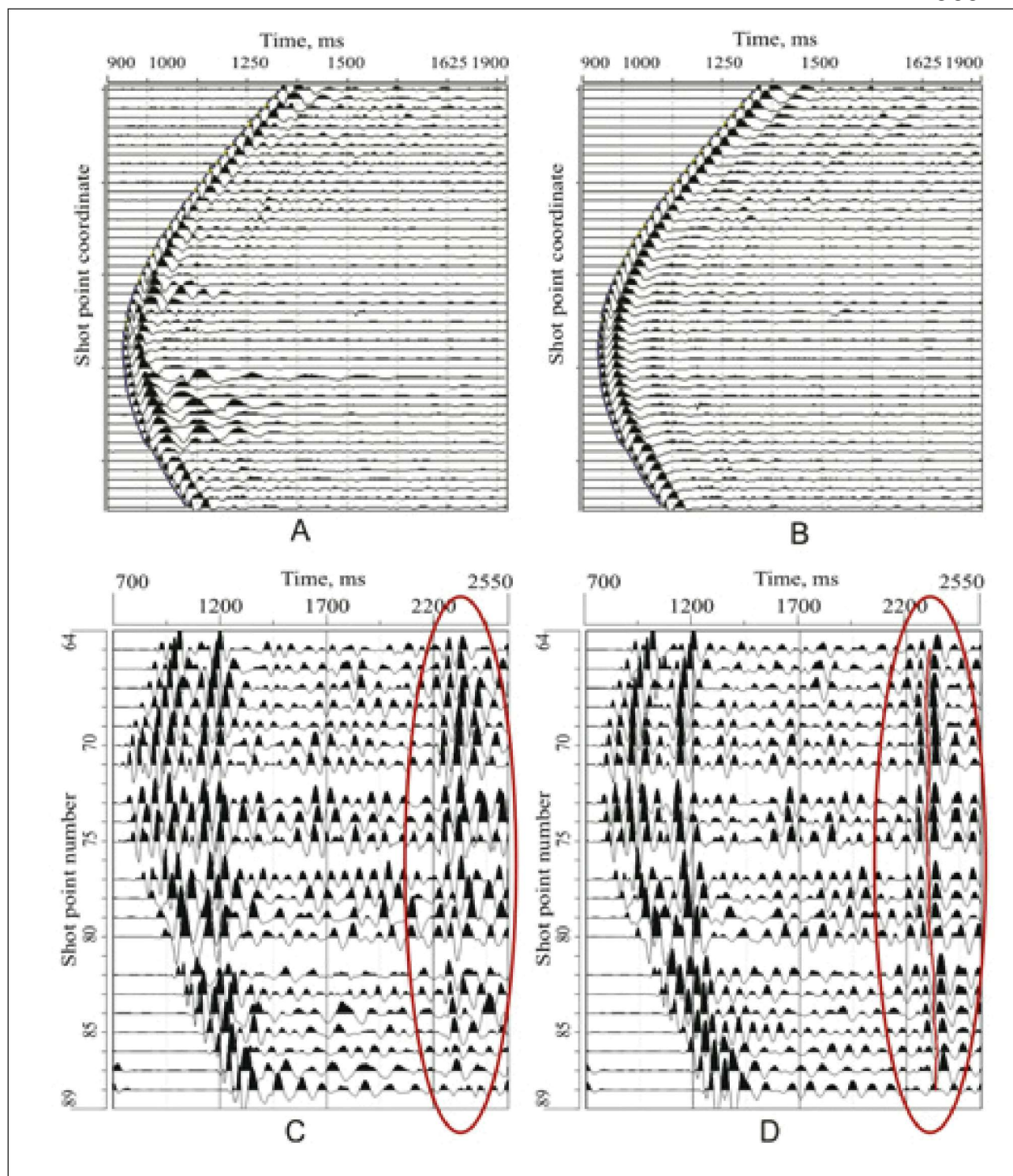


Рисунок 2 Настройка скоростей в слое выветривания, с учетом латеральных вариаций статических поправок за ПВ, полученных с помощью скважинных измерений 3D+VSP (ложе реки наложено белым цветом).

формы падающей волны в скважине позволяет выровнять условия возбуждения (см. рис. 3), а регистрация времен позволяет рассчитать статические поправки, в том числе и их низкочастотную компоненту, а также уточнить скоростную модель. На рис. 3а показана скоростная модель, построенная по данным наземных сейсмических наблюдений. Такая эффективная модель обеспечивает получение сейсмических разрезов высокого качества (рис. 4б), однако контрольные наблюдения глубинным зондом по методике 2D+ВСП (рис. 4в) обнаруживают значительные невязки между реальными временами первых вступлений, регистрируемыми на забое глубокой скважины при возбуждении колебаний на поверхности, и временами, рассчитанными по заданной скоростной модели (рис. 4г). Это говорит о том, что используемое распределение скоростей не является адекватным изучаемой среде, что приводит к ошибкам при построении сейсмических изображений и искажению целевых горизонтов на результирующих разрезах. Главная причина неопределенности в данном случае – неоднородность в верхней части разреза в виде соляного вала. Времена первых вступлений, зарегистрированные глубинным зондом, позволяют уточнить конфигурацию кровли соляного купола (рис. 3д) путем решения обратной кинематической задачи и существенно улучшить невязки времен (рис. 4е).

При использовании многоточечных зондов, охватывающих всю скважину, появляется возможность оценить распределение истинных скоростей продольных и поперечных волн в среде и применить системы компенсации «мутности» среды для сохранения высоких частот.

Совместные наземно-скважинные наблюдения даже в варианте 2D+ВСП обеспечивают заметный прирост информативности по сравнению с обычной сейсморазведкой 3D (см. рис. 4). На представленном разрезе по данным 2D+ВСП отчетливо выделяются



**Рис. 3.** Коррекция формы сигнала по данным совмещенных наземно-скважинных наблюдений: а – исходная сейсмограмма глубинного зонда; б – сейсмограмма глубинного зонда после выравнивания формы импульса; в – фрагмент исходной записи данных сейсморазведки 3D (выборка общего пункта приема); г – фрагмент выборки общего пункта приема после коррекции формы сигнала по данным глубинного прибора.

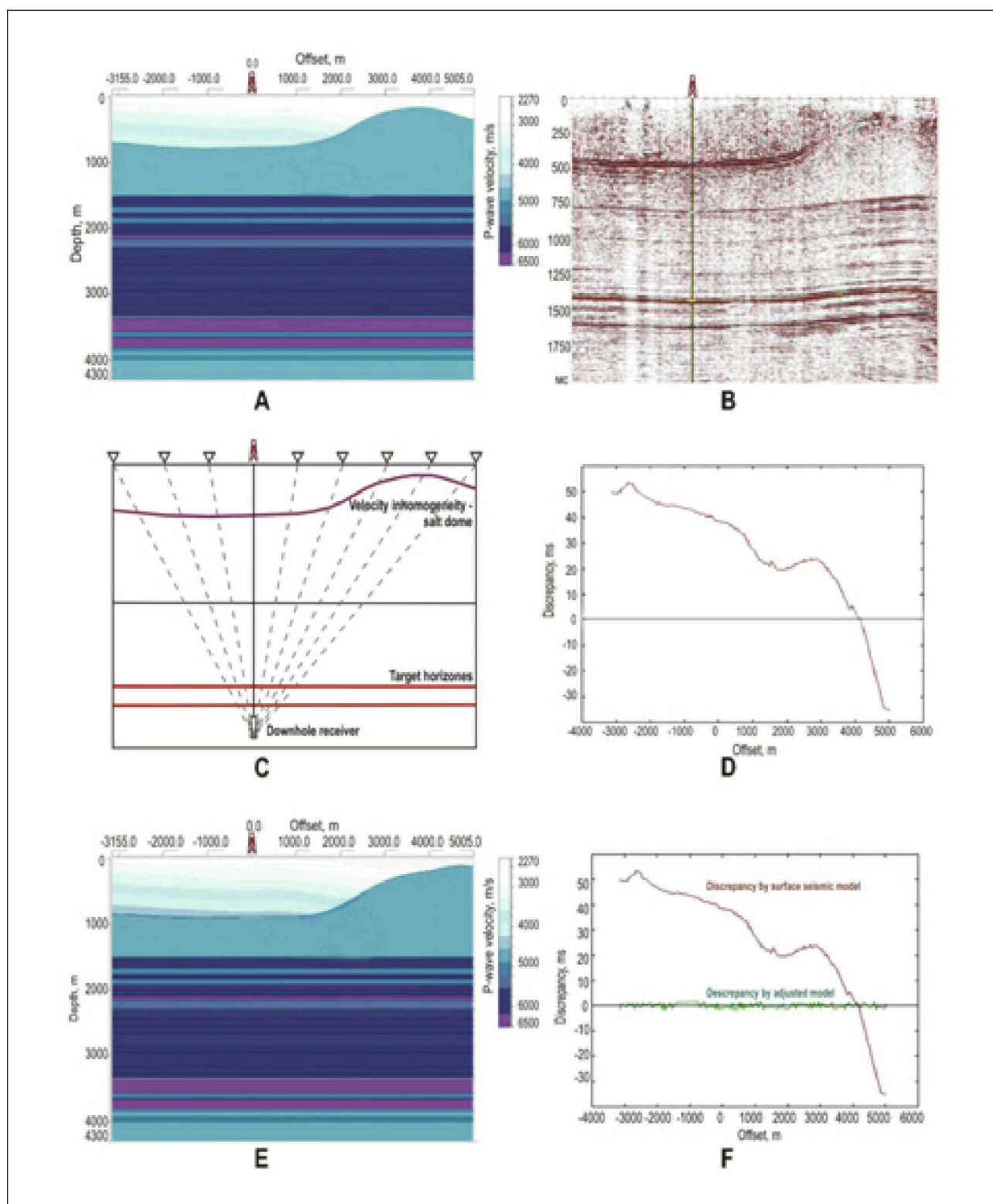
структурные особенности целевого горизонта, не выявленные в результате обработки данных 3D сейсморазведки (рис. 5).

#### Заключение

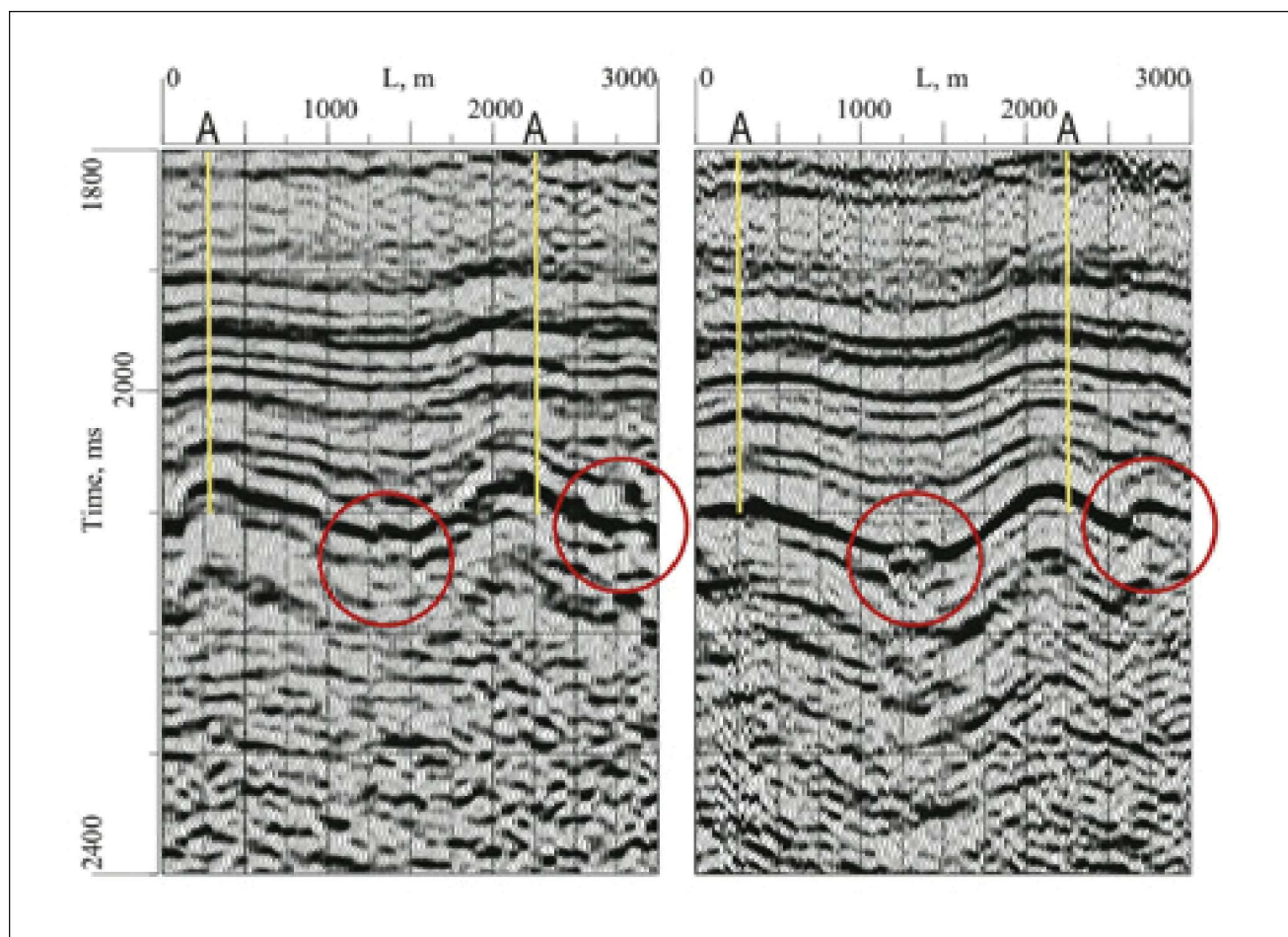
Современное состояние запасов и темпов эксплуатации нефтяных месторождений ставят на повестку дня необходимость существенного повышения разрешенности и точности изучения продуктивных пластов для доизвлечения остаточных запасов и эксплуатации малых сложнопостроенных

месторождений. Предложенное направление совершенствования трехмерных систем наблюдения (3D+ВСП) предоставляет возможность совместить преимущества сейсморазведки на поверхности и ВСП, что при применении адекватной новым возможностям модель-базированной интерактивной обработки-интерпретации может принципиально повысить информативность сейсморазведки.





**Рис. 4.** Уточнение скоростного разреза по наблюдениям 2D+BCP: а – скоростная модель, восстановленная по данным наземной сейсморазведки; б – сейсмический разрез, полученный по данным сейсморазведки 2D; в – схема наблюдений контрольным глубинным зондом 2D+BCP; г – невязки реальных и синтетических времен первых вступлений на глубинном приборе 2D+BCP; д – скоростная модель, полученная в результате кинематической инверсии годографа первых вступлений глубинного прибора; е – невязки времен первых вступлений до и после уточнения скоростной модели.



**Рисунок 5** Сейсмические разрезы, полученные в результате обработки данных сейсмозаписки на поверхности 3D (слева) и данных 2D+BCP (справа).

#### Литература

Tabakov, A.A. [2005] 3D acquisition geometry and model based processing in seismic exploration - the response to challenges of the oil industry in the XXI century. 5<sup>th</sup> Conference and Exhibition 'Gal'perin Readings', Moscow, Abstracts 8-12.

Tabakov, A.A., Kashik, A.S., Gogonenkov, G.N., and Baranov, K.V. [2003] 2D+VSP, 3D+VSP acquisition geometries combining surface and downhole measurements. International Conference and Exhibition 'Geophysics of the XXI Century - Leap into the Future', Moscow, Expanded Abstracts OS2.