

Трехмерные системы наблюдений – новый этап в развитии нефтегазовой геофизики

А.А. Табаков
(начальник отдела ВСП ОАО «ЦГЭ», к.т.н.)

Аннотация

Современное состояние запасов и темпов освоения нефтяных месторождений обуславливает необходимость существенного повышения разрешенности и точности методов сейсморазведки для изучения продуктивных пластов мелких залежей и доизучения старых площадей.

На основе анализа ограничений методов вертикального сейсмического профилирования (ВСП), ГИС и сейсморазведки на поверхности (СП) предложено совместить преимущества ВСП и СП путем использования трехмерных систем наблюдения (3D+ВСП). Для реализации преимуществ разработанного подхода рекомендуется использовать технологию модель-базированной обработки, применяемой при ВСП.

Summary

Modern state of hydrocarbon resources and exploitation temps of oil deposits demand for significant increase in resolution and accuracy of seismic studies of productive layers to successfully deal with complicated reservoirs and residual deposits.

Resolution power, special features and limitations of VSP, LOG and SES were analyzed. It is proposed to combine advantages of VSP and SES with 3D acquisition geometry (3D+VSP). The advantages of this technology may be amplified with application of model-based iterative processing approach developed in VSP.

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.

Текущие и перспективные требования нефтяной промышленности к сейсморазведке

Месторождения нефти и газа расположены в ограниченном диапазоне глубин в осадочных бассейнах. Поэтому их потенциальные запасы ограничены, а темпы извлечения углеводородов увеличиваются ежегодно вместе с быстрым ростом экономик развивающихся стран. Степень исследованности относительно легкодоступных территорий такова, что в последние годы практически не выявляются новые крупные месторождения.

На относительно небольших месторождениях в сложных сейсмогеологических условиях требования к детальности и точности изучения продуктивных пластов для создания рациональной и экономичной схемы разработки резко возрастают.

Аналогичные требования возникают при неизбежном обращении к остаточным запасам на старых месторождениях. Можно уверенно предсказать, что роль этих остаточных запасов будет возрастать, а потребность в повышении детальности и точности их изучения сейсморазведкой не имеет границ.

Проблему можно сформулировать следующим образом: сейсморазведка, обладающая нынешним потенциалом информативности, может оказаться невостребованной при решении задач изучения мелких залежей и доизучения старых площадей.

Анализ преимуществ, недостатков и ограничений методов ВСП, ГИС и СП

Современные технологии ГИС представляют собой комплекс методов изучения геологических сред, вскрытых скважиной, с использованием физических полей и радиации. Основным отличием от сейсморазведки на поверхности и ВСП является расположение приемников и источников в скважине внутри изучаемых пород. Комплекс ГИС в отличие от сейсморазведки является адекватным задачам изучения продуктивных пластов, как по информативности, так и по разрешенности. Разрешенность ГИС не ниже 10-20 см.

Недостатком комплекса ГИС по отношению к СП и ВСП является принципиальная невозможность изучения изменений строения среды по латеральным направлениям. Таким образом, с точки зрения изучения месторождения, ГИС является методом адекватного дискретного по площади изучения геологического разреза и в том числе продуктивных пластов.

Сейсморазведка на поверхности в отличие от ГИС воссоздает непрерывный объемный образ изучаемых сред и в частности продуктивных пластов. 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. По аналогии, например, с радиоволнами, можно утверждать, что неоднородность («мутность») среды приводит к ограничению полезных сигналов по верхней частоте.

На современном этапе развития способов изучения и компенсации неоднородностей промежуточной среды реальный спектр полезных сейсмических сигналов в СП ограничен в большинстве случаев частотой около 100 Гц, а разрешенность составляет в лучшем случае 15-20 метров.

Вертикальное сейсмическое профилирование [3] 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.

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.

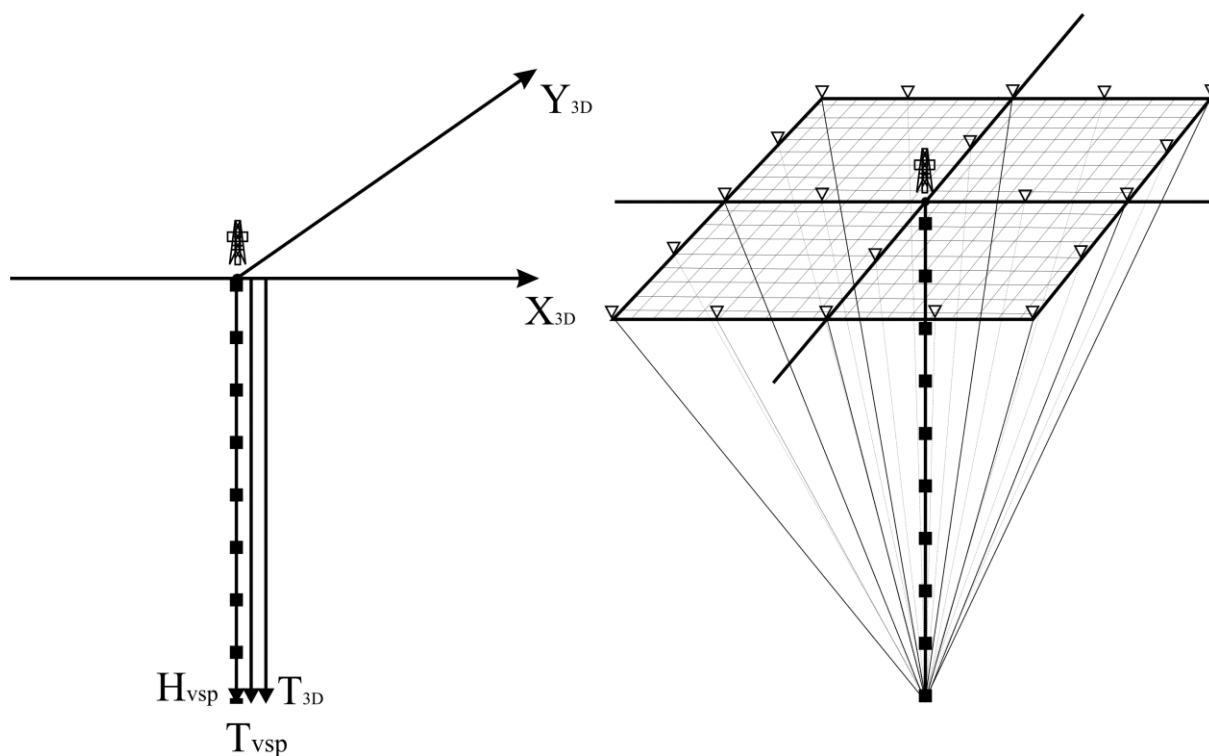


Рис. 1. Системы наблюдений ВСП, наземной 3D сейсморазведки (слева) и 3D+ВСП (справа)

Практическое опробование съемок 2D и 3D с одновременной регистрацией данных в глубокой скважине [6] продемонстрировало оба преимущества трехмерных систем наблюдений. Регистрация полной формы падающей волны в скважине позволяет выровнять условия возбуждения (см. **рис. 2**), а регистрация времен позволяет рассчитать статические поправки, в том числе и их низкочастотную компоненту [2], 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. 3б**), однако контрольные наблюдения глубинным зондом по методике 2D+ВСП (**рис. 3в**) 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. 3г). 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 [5] и существенно улучшить невязки времен (рис. 3е).

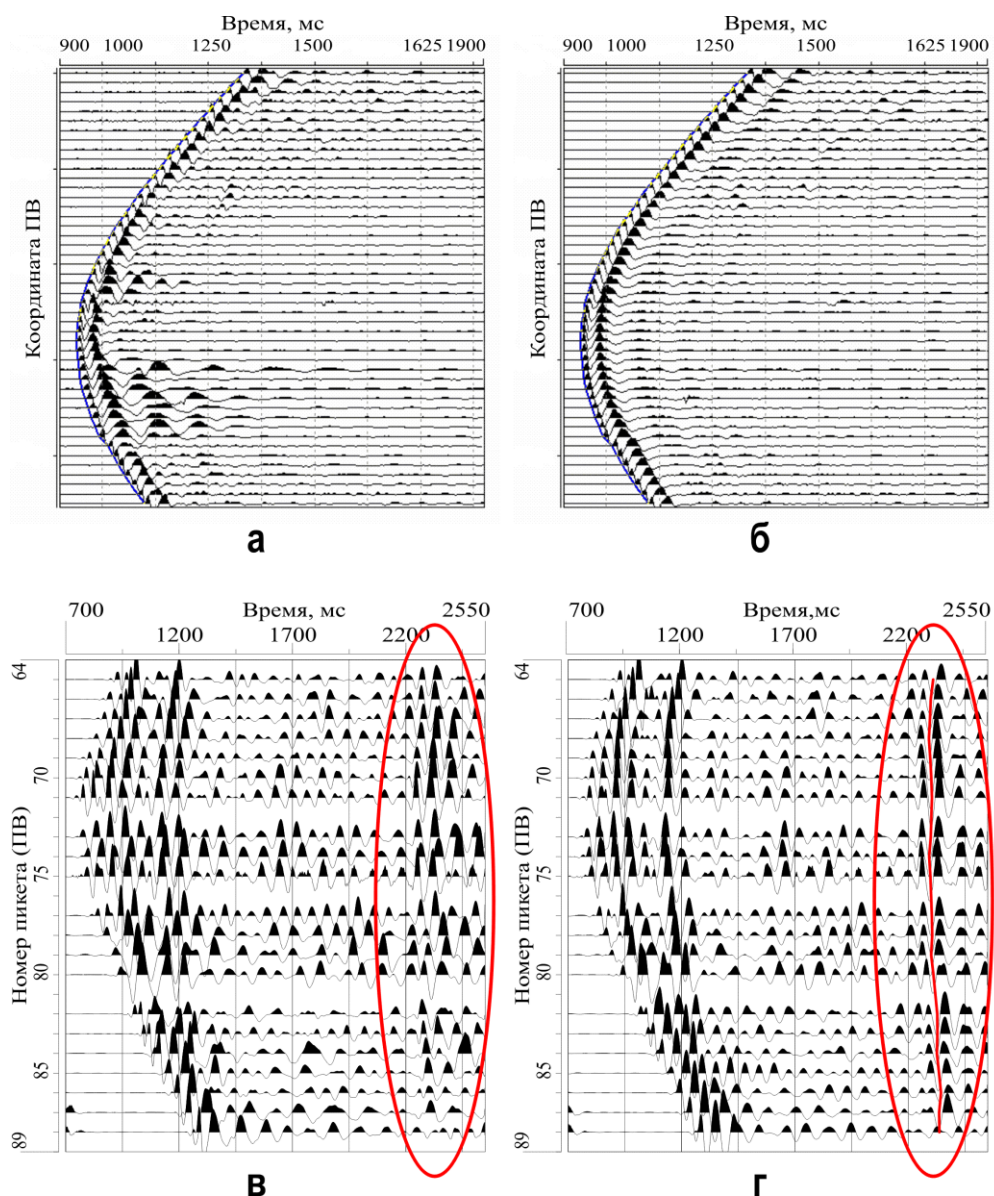
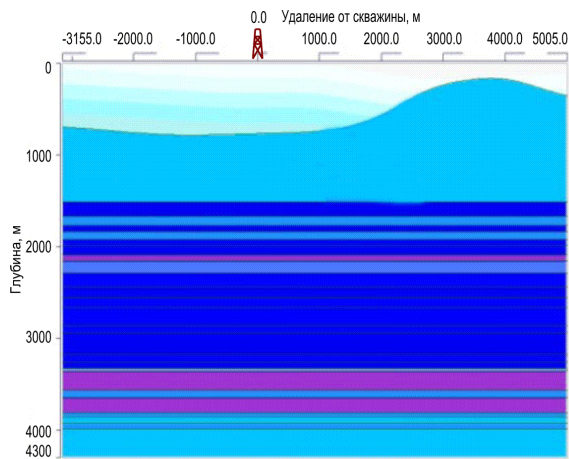
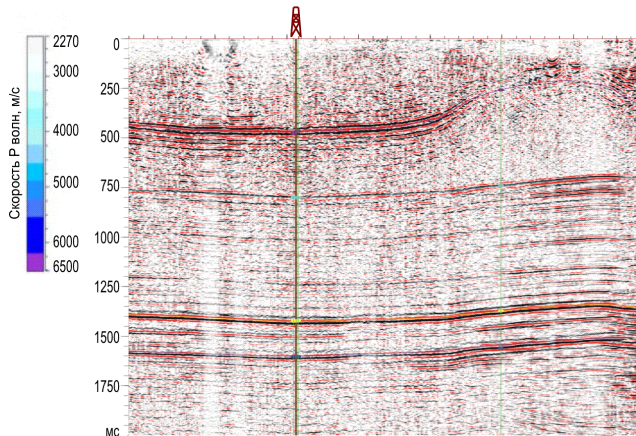


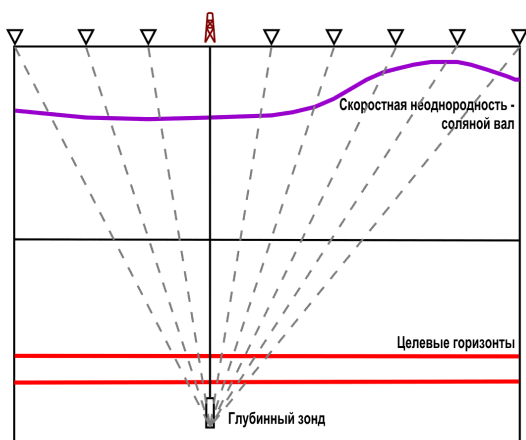
Рис. 2. Коррекция формы сигнала по данным совмещенных наземно-скважинных наблюдений: а – исходная сейсмограмма глубинного зонда; б – сейсмограмма глубинного зонда после выравнивания формы импульса; в – фрагмент исходной записи данных сейморазведки 3D (выборка общего пункта приема); г – фрагмент выборки общего пункта приема после коррекции формы сигнала по данным глубинного прибора.



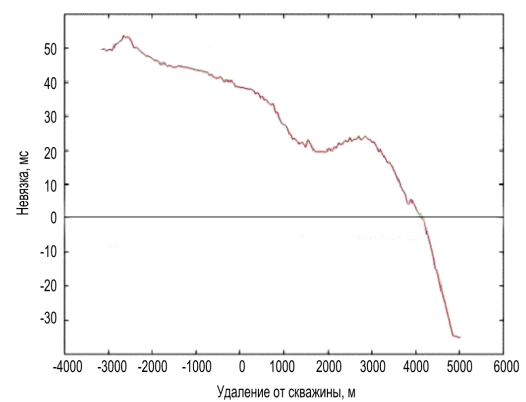
а



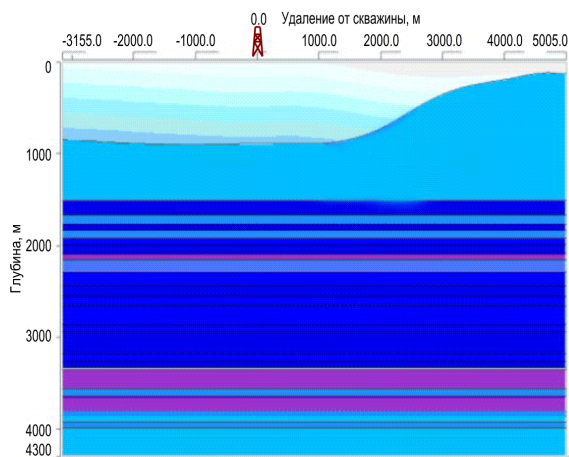
б



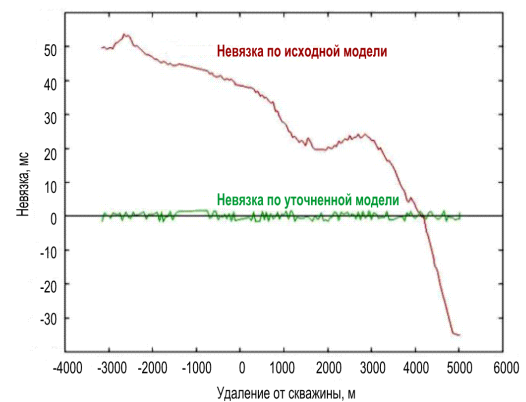
в



г



д



е

Рис. 3. Уточнение скоростного разреза по наблюдениям 2D+BCП: а – скоростная модель, восстановленная по данным наземной сейсморазведки; б – сейсмический разрез, полученный по данным сейсморазведки 2D; в – схема наблюдений контрольным глубинным зондом 2D+BCП; г – невязки реальных и синтетических времен первых вступлений на глубинном приборе 2D+BCП; д – скоростная модель, полученная в результате кинематической инверсии годографа первых вступлений глубинного прибора; е – невязки времен первых вступлений до и после уточнения скоростной модели.

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 структурные особенности целевого горизонта, не выявленные в результате обработки данных 3D сейсморазведки.

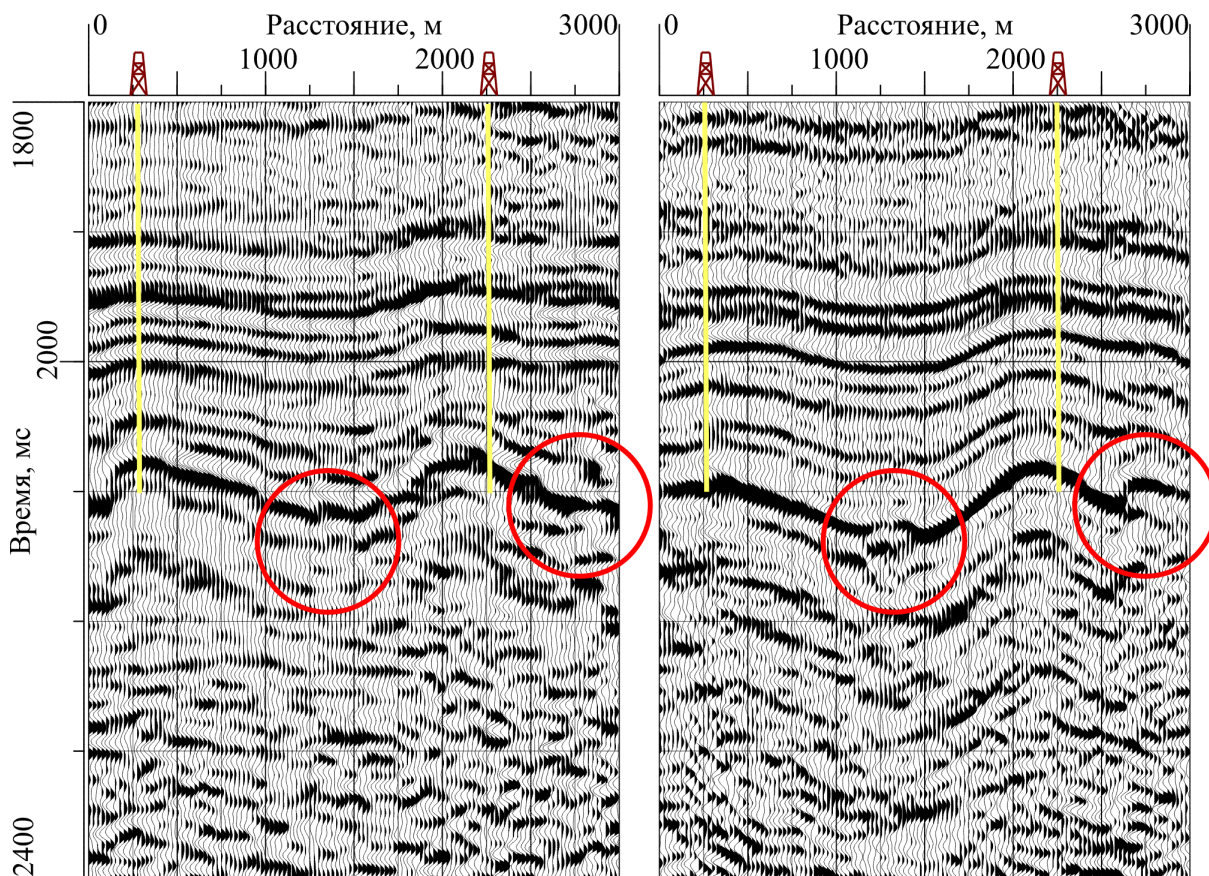


Рис. 4. Сейсмические разрезы, полученные в результате обработки данных сейсморазведки на поверхности 3D (слева) и данных 2D+ВСП (справа).

Модель-базированная обработка данных

Для обработки данных ВСП, содержащих информацию об истинных скоростях в некоторой окрестности скважины, разработаны методики итеративной модель-базированной векторной обработки-интерпретации [4, 7], которые необходимо применять для полноценной реализации возможностей не только ВСП, но и других видов сейсмической разведки. Основные положения этого подхода заключаются в следующем:

- смысл обработки-интерпретации заключается в максимально полном решении обратной динамической задачи,
- итеративная обработка-интерпретация означает, что обработка ведется в рамках некоторого начального приближения к модели, которая уточняется на каждом итеративном шаге. Итерации заканчиваются, когда на последнем шаге не происходит значимого изменения модели,

- векторная миграция [1] выполняется как трехшаговая процедура: векторное продолжение волнового поля внутрь среды – пространственная селекция волн по скоростям – инверсия лучевого уравнения в каждой точке среды,
- задачей обработки является разложение волнового поля на регулярные полезные волны различных типов, регулярные помехи, гармонические и случайные помехи.

Выводы

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.

Литература

- 1 А.В. Баев, И.В. Яковлев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. 2004. Векторная миграция данных ВСП. Технологии сейсморазведки. 1. С. 4-9.
- 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 Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование. 1971. М.: Недра.
- 4 Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. 1994. М.: Наука.
- 5 Ю.А. Степченков, А.В. Решетников, П.Л. Лукачевский, С.В. Иванов, В.В. Поволоцкий. Оценка скоростной модели среды путем оптимизационной инверсии годографов ВСП. 2004. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2004». С. 62-66.
- 6 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.
- 7 В.Н. Ференци, И.Е. Солтан, А.А. Табаков, К.В. Баранов. Обработка данных ВСП на базе 1D-3D модели среды. 2003. Материалы международной конференции «Геофизика XXI века – прорыв в будущее»
- 8 А.А. Табаков и др. Патент РФ №1565251 “Способ вертикального сейсмического профилирования”, 1997.