

Регистрация сейсмических данных точечным 3-х компонентным цифровым приемником: практические аспекты

Тагир Галикеев, Input/Output Inc, USA

До последнего времени все инновации в области сейсморазведки относились к улучшению тех или иных способов обработки (методы миграции, учет анизотропии [2] и т.д.), интегрированию сейсмических, скважинных и инженерных данных в целях построения более точных геологических моделей, а также развитию методологии многоуровневой (4D) сейсморазведки [3] (в основном на Западе и в меньшей степени на пространстве бывшего Советского Союза).

Около двух лет назад разведочным и нефтяным организациям были предложены принципиально новые системы сбора данных, основанные на технологии Applied MEMS [www.appliedmems.com]. Данные сенсоры уже не являются чисто электро-механическими устройствами генераторного ряда. Вместо того, чтобы измерять скорость движения среды они регистрируют ускорение, а точнее локальное отклонение ускорения свободного падения от значения в 1 Гал из-за распространения сейсмической волны. Сигнал оцифровывается прямо на сенсоре.

В России эти системы были приобретены, успешно опробованы и эксплуатируются компаниями Башнефтегеофизика, Татнефтегеофизика и ПетроАльянс. Стоит отметить, что только первые две компании на настоящий момент располагают мощностями для отстрела полноценных трехмерных площадей с традиционной геометрией. Только за зимний сезон 2004/2005 года новыми цифровыми системами было отстреляно порядка 300 кв. км в Западной Сибири.

По сравнению с традиционными сейсмоприемниками основными достоинствами современных сенсоров является:

- форма амплитудно-частотных характеристик (возможность записи сигнала без амплитудных и фазовых искажений от постоянной составляющей до 375 Гц при частоте квантования в 1 мс);
- 3-х компонентный дизайн (каждый сенсор регистрирует три взаимно-ортогональных компоненты);
- однородная характеристика направленности;
- встроенная система приведения к вертикали;
- отсутствие межканальных помех;
- отсутствие необходимости группирования при отстреле данных - точечный приемник.

Регистрация низких частот (менее 10 Гц) при благоприятных сейсмо-геологических условиях позволяет существенно сократить сроки построения модели акустического импеданса методом сейсмической инверсии. Экономия во времени реализуется за счет простой низко-частотной начальной модели импеданса благодаря присутствию низких частот в регистрируемых сейсмических данных.

Сравнение данных традиционной группы сейсмоприемников и одиночного 3-х мерного сенсора на уровне полевых сейсмограмм не совсем корректно, т.к. группа сейсмоприемников всегда будет выглядеть чище в силу простого

правила суммирования: отношение сигнал/(случайная погрешность) $= \sqrt{N}$, где N - это количество сейсмоприемников. На уровне суммы сравнение данных группы сейсмоприемников и вертикальной компоненты сенсора указывает на более высокочастотный состав последней при сохранении прослеживаемости горизонтов.

Рис. 1 показывает аналоговую (группа сейсмоприемников) и вертикальную составляющую цифрового датчика после симуляции сумми-

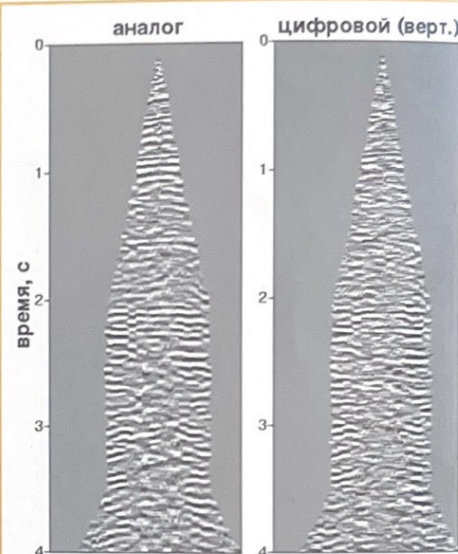


Рис. 1. Сравнение записи аналоговых и цифровых приемников при симуляции суммирования.

рования. Обе сейсмограммы были записаны при параллельном отстреле площади сейсмоприемниками и цифровыми сенсорами и относятся к одному и тому же пункту взрыва. Каждая сейсмограмма была скорректирована за скорость (одинаковая скоростная функция) и к каждой было применено смещение трасс с одинаковыми параметрами для подавления случайной помехи. Рис. 2 демонстрирует амплитудные спектры сейсмограмм на рис. 1.

Встроенная система приведения к вертикали

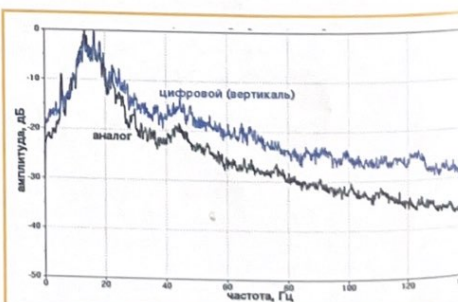


Рис. 2. Амплитудные спектры сейсмограмм на рис. 1.



Рис. 3. Расположение тестовых сенсоров.

обеспечивает необходимую повторяемость и качество регистрируемых данных. Тесты, проведенные в лабораториях компании Input/Output на вибростенде, указывают на однородную характеристику направленности цифрового сенсора. Рис. 3 и рис. 4 иллюстрируют опыт, проведенный в городских условиях, где использовалось три сенсора на пикет. Один из них был установлен стандартно (на графиках кривые черного цвета), второй лежал на боку на цементном бордюре (синий) и третий также лежал на боку, но на асфальтовом покрытии (красный). В данном случае рассматривается только вертикальная компонента. В качестве источника использовалась группа вибраторов с линейным свипом 6-80 Гц. Расстояние до сенсора стандартной установки было около 4 метров от дороги. Вибраторы шли по обочине вдоль дороги (между дорогой и сенсором стандартной установки). Расстояние между сенсорами, положенными на бок, было не более 40 см. Сопоставление временных последовательностей и амплитудных спектров (рис. 4) указывают на то, что повторяемость регистрации данных очень высока.

Последнее и наиболее важное достоинство (точечный приемник) вызывает и наибольшее количество вопросов в адрес современных цифровых 3-х компонентных сенсоров. Регистрация сейсмических данных традиционно велась

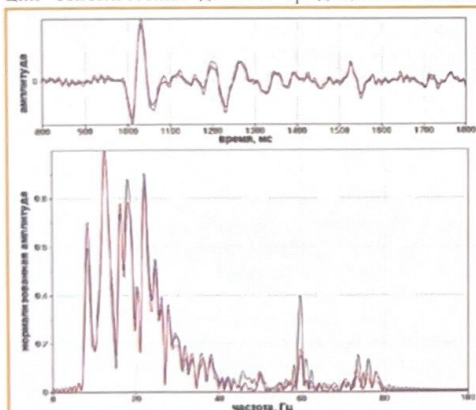


Рис. 4. Амплитудно-частотные характеристики совмещенных сенсоров при параллельной регистрации.

группой сейсмоприемников в целях подавления поверхностной волны при правильно рассчитанных группах. Группирование сейсмоприемников было разработано в эпоху двухмерной сейсморазведки, когда кратность данных была мала. В

трехмерной сейсмике группирование имеет ярко выраженную неоднородную характеристику направленности в зависимости от азимута. Безусловно, можно рассчитать такую группу, которая обеспечит достаточный уровень подавления на всех направлениях, но она вряд ли будет приемлемой с экономической точки зрения. Более того, при современных тенденциях наращивания канальности, увеличения выносов и плотности отстрела, традиционное полевое группирование становится менее выгодным и начинает терять смысл. Следует также помнить, что группирование сейсмоприемников - ни что иное, как механическое осреднение характеристик среды. В случае больших выносов или в случае высокоскоростного поверхностного слоя волна подходит к приемнику не вертикально, а под каким-то углом [6]. Очевидно, что осреднение в этом случае неприемлемо, т.к. теряется динамика от трассы к трассе, которая отражает характеристику среды.

Одна из процедур подавления поверхностной волны при регистрации данных точечным приемником основана на адаптивном алгоритме и методе наименьших квадратов. Для 3-х компонентной записи сейсмических данных в идеале единственной волной, представленной вертикальной и горизонтальной составляющими является

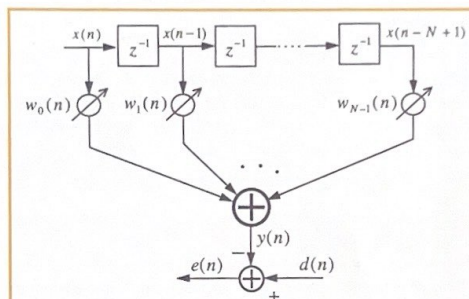


Рис. 5. Схема адаптивной фильтрации.

поверхностная волна, имеющая эллиптическое движение частиц (волна Рэлея). Если в адаптивной системе на каждой итерации известны входной вектор $x(n)$ и требуемый отклик $d(n)$, то в общем случае лучшим алгоритмом в различных приложениях адаптивной обработки сигналов является метод наименьших квадратов [4]. В нашем случае $d(n)$ - это, например, сигнал и шум на вертикальной компоненте, а $x(n)$ - ни что иное, как оценка того же шума на горизонтальной (радиальной) составляющей (рис.5). Отфильтрованный результат [Farhang-Boroujeny, 2003] выражается как:

$$y(n) = \sum_{i=0}^{N-1} w_i(n) x(n-i).$$

Веса $w_0(n), w_1(n), \dots, w_{N-1}(n)$ рассчитываются таким образом, что ошибка $e(n) = d(n) - y(n)$ должна быть минимизирована с помощью того или иного метода. Алгоритм метода наименьших квадратов в приложении к адаптивной фильтрации представлен следующей последовательностью операций [5].

Исходные данные:

вектор весов $w(n)$;
исходный вектор $x(n)$;
ожидаемый выход $d(n)$.

Выходные данные:

рассчитанный фильтр $y(n)$;
уточненный вектор весов $w(n+1)$.



ТЕЛЕМЕТРИЯ СЕГОДНЯ: ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОПРИЕМНИКИ

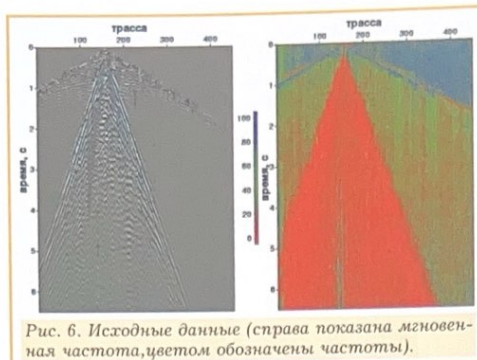


Рис. 6. Исходные данные (справа показана мгновенная частота, цветом обозначены частоты).

1. Фильтрация: $y(n) = w^T(n)x(n)$
2. Оценка ошибки: $e(n) = d(n) - y(n)$
3. Адаптация вектора весов:

$w(n+1) = w(n) + 2\mu e(n)x(n)$, где μ - это параметр адаптации.

Более подробное описание алгоритма может быть найдено в источниках указанных в конце данной статьи.

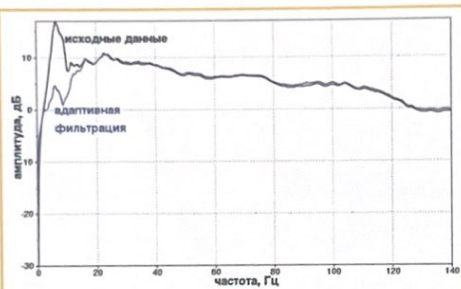


Рис. 8. Амплитудный спектр сейсмограмм, показанных на рис. 6 и 7.

На рис. 6-8 показан результат применения адаптивной фильтрации к данным, полученным в Западной Сибири. Уровень подавления может достигать 10-15 дБ, в зависимости от типа поверхностной волны и качества регистрируемых данных. Спектр мгновенных частот (рис. 6-7) указывает на то, что после применения адаптивной фильтрации природа поверхностной помехи меняется, и она становится менее когерентной, т.е. имеет более случайное распределение. Это значит, что при последующем суммировании поверхностная помеха подавится

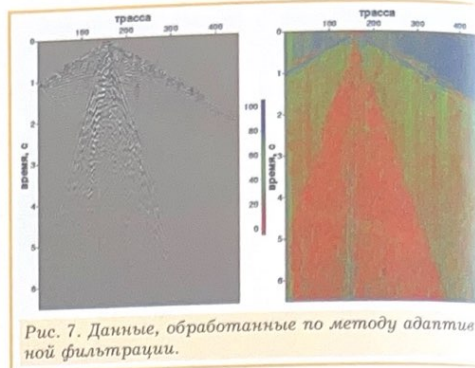


Рис. 7. Данные, обработанные по методу адаптивной фильтрации.

еще в большей степени. Все данные, показанные на рис. 6 и 7 были идентично нормированы.

В заключение отметим, что адаптивная фильтрация эффективно подавляет поверхностную помеху и позволяет достичь уровня подавления сопоставимого с полевой группой сейсмоприемников, а в некоторых случаях и лучше. Данный алгоритм работает по-трассе (две трассы с одного и того же сенсора), т.е. отсутствует какое-либо смещение по соседним трассам (станциям) и, таким образом, поверхностная помеха будет подавлена, даже если она записана с аляйсингом. Кроме того, данный подход гарантирует сохранение динамики от трассы к трассе, чего не обеспечивают традиционные методы, например, F-K фильтрация, основанная на смещении группы трасс. Сохранение динамики очень важно для дальнейшей обработки и получения корректной статистики и скоростей, отражающих реальную геоло-геофизическую обстановку на исследуемой площади.

Литература

1. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнейерсон М.Б. "Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. Современные технологии". Недра, 2003.
2. Tsvankin I.D., "Seismic signatures and analysis of reflection data in anisotropic media", Elsevier, 2001
3. Calvert R., "Insights and methods for 4D reservoir monitoring and characterization", SEG/EAGE DISC course, 2005.
4. Widrow B., Stearns S., "Adaptive signal processing", Prentice Hall, 1985.
5. Farhang-Boroujeny B., "Adaptive filters: theory and applications", John Wiley & Sons, 2003.
6. Abma R., Time corrections for high-velocity near-surface layers, 2002, SEG abstracts.

Внимание авторов

Материалы, представляемые для опубликования в журнале должны отвечать следующим требованиям.

Статья представляется в электронной версии на компакт-дисках емкостью 640-700 Мб. Форматы текстового файла должны быть в виде Microsoft Word for Windows (версии 6.0 или выше). Графические приложения и таблицы, выполненные электронным образом, представляются в отдельных файлах формата MS Excel (версии 4.0 или выше) или в формате CorelDRAW версии 7.0 и выше. Все контуры и графики на рисунках, а также все цифры и надписи должны быть выполнены четко, чтобы при уменьшении они легко читались. Рисунки присылаются в виде растровых файлов форматов: *TIF, с разрешением не менее 250 точек на дюйм (допускается LZW-сжатие), *JPG с качеством не менее 12-ти. Максимально допустимый размер иллюстраций - А4. Подписные подписи представляются в виде отдельного списка. Математические уравнения должны быть выделены четким и ясным шрифтом. Все математические символы скалярных величин набираются курсивом, а векторные - жирной прямой заглавной буквой. Вместе со статьей в редакцию направляются краткие сведения об авторах, необходимо указать Ф.И.О., город, место работы, и должность.

Отредактировано:

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редакция может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов.