

Методика и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП.

А.А. Табаков, И.В. Яковлев**, К.В. Баранов*,
Н.В. Рыковская**, А.В. Копчиков**
(*ОАО «ЦГЭ», г. Москва, ** ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва)*

АННОТАЦИЯ.

В статье приведен оптимальный граф обработки данных метода обращенного годографа и площадных модификаций ВСП, направленный на получение сейсмических изображений высокого разрешения на больших удалениях от скважины. Основное внимание уделяется проблемам декомпозиции волнового поля, и описывается новая методика выделения волн, основанная на многомерном τ - p -преобразовании. Применение предлагаемого графа обработки проиллюстрировано реальными данными МОГ и 3D ВСП.

ВВЕДЕНИЕ.

Потребность в освоении новых, малоразмерных или характеризующихся сложной структурой залежей углеводородов и, как следствие, в получении детальных сейсмических изображений на больших удалениях от скважины поддерживает интерес к методу обращенного годографа (МОГ) и модификациям ВСП. Поэтому в последние годы метод МОГ и его площадная реализация – 3D ВСП – широко применяются при проведении сейсмической разведки, в особенности за рубежом. Их использование становится целесообразным в сложных геологических условиях в верхней части разреза, когда наблюдения другими сейсмическими методами не позволяют получить материалы кондиционного качества. Основная задача этих методов – построение изображения среды в окрестности скважины по выделенным волнам различных типов. Поэтому при обработке данных МОГ и 3D ВСП важно качественно провести процедуру селекции волн по скоростям. Этому этапу уделяется особое внимание в предложенной методике обработки, что и вызвало необходимость в разработке нового метода декомпозиции волнового поля с использованием многомерного τ - p -преобразования.

ОБРАБОТКА ДАННЫХ МОГ

Система наблюдений МОГ.

Метод обращенного годографа фактически является альтернативой непродольному ВСП при исследованиях земной толщи на значительных удалениях от скважины. Система наблюдений МОГ состоит из профиля возбуждений и глубинного зонда, формирующегося из нескольких приемников и помещенного в верхней части скважины под зоной малых

скоростей. Это позволяет избежать регистрации многочисленных кратных волн и тем самым улучшить качество исходного материала. Таким образом, применение метода оправдано в условиях наличия в верхней части разреза сильных отражающих границ, экранирующих целевые горизонты.

Данные, использованные для опробования предлагаемой методики обработки, получены в 2004 году в Китае. Шеститочечный зонд был помещен в скважине на глубине 1000-1100 м с шагом между приемниками 20 м. Пункты возбуждения (ПВ) располагались вдоль четырех профилей, направленных от скважины по сторонам света, с шагом порядка 25 м, таким образом, каждый профиль содержал около 158 ПВ.

Целью проведения работ являлось уточнение строения разреза ниже зоны выветривания. Кроме работ МОГ, были проведены наблюдения ВСП и МСК. Пункт взрыва ВСП располагался в 40 м от скважины, регистрация велась в интервале 450-3340 м с шагом 10м.

Исходные данные (запись вертикальных сейсмоприемников) представлены на рис. 1.а. Запись осложнена шумами, и хотя первые вступления выделяются отчетливо, отраженные волны на сейсмограммах не прослеживаются, за исключением одного яркого отражения. Кроме того, наблюдаются интенсивные волны-помехи (кратные и падающие обменные волны), а на больших удалениях от скважины волновое поле изменяется и значительно больше зашумлено. Амплитудный спектр исходных данных примерно одинаков для всех профилей и составляет 8-50 Гц, с центральной частотой 30 Гц (рис.1.в).

Граф обработки данных МОГ.

По данным МСК была построена скоростная модель верхней части разреза, а по одному пункту взрыва ВСП путем решения обратной кинематической задачи была подобрана модель среды в интервале наблюдения ВСП, которая в дальнейшем использовалась в качестве начальной модели при обработке данных МОГ.

Данные МОГ обрабатывались попрофильно. Граф обработки данных с одного профиля включает следующие процедуры:

Предварительная обработка:

- Коррекция статики за различие глубин ПВ
- Определение годографов первых вступлений
- Уточнение скоростной модели среды
- Оценка параметров поляризации
- Коррекция формы сигнала
- Коррекция высокочастотной статики за ПВ

Редактирование волнового поля:

- Предсказывающая деконволюция и фильтрация
- Компенсация геометрического расхождения
- Выравнивание энергии по уровням регистрации
- Подавление нерегулярных помех

Декомпозиция волнового поля:

- Разделение волнового поля на волны различных типов по кажущимся скоростям (по сейсмограммам ОПП)
- Итеративная селекция по модели по сейсмограммам ОПВ
- Разделение волн с помощью двумерного τ - p - q -преобразования
- Коррекция высокочастотной статики по отраженной продольной волне
- Деконволюция по форме прямой волны
- Дополнительное подавление когерентного шума

Построение сейсмических изображений

- Миграция Кирхгоффа

Предварительная обработка.

Прежде всего, в исходные данные были введены статические поправки за глубину пункта взрыва, которые рассчитывались с использованием модели МСК. Затем по трехкомпонентным сейсмограммам ОПП были сняты годографы первых вступлений, которые затем использовались для уточнения скоростной модели, полученной по данным ВСП. Оно осуществлялось путем оптимизации этой модели по скоростям и коэффициентам анизотропии продольных волн. Поскольку из априорной информации было известно о горизонтальном залегании слоев, использовалась горизонтально-слоистая модель. Вслед за этим, по трехкомпонентной записи были определены параметры поляризации, и полк было сориентировано в систему PRT.

Следующей процедурой предварительной обработки являлась коррекция формы сигнала. Она необходима для компенсации различия условий возбуждения, которые неизбежно изменяются при проведении сотен взрывов на разных удалениях от скважины. Она осуществлялась путем расчета для каждой трассы операторов, приводящих сигналы к единой форме в окне, скользящем по пространственной координате, характеризующей удаление ПВ. Кроме того, для компенсации изменения условий возбуждения вводилась высокочастотная статика, рассчитанная по годографу прямой волны.

После проведения предварительной обработки запись была сориентирована в географическую систему координат. Поскольку в рассматриваемых данных

горизонтальные компоненты оказались неинформативными, в дальнейшей обработке использовалась только вертикальная компонента.

Редактирование волнового поля.

Для расширения спектра записи и подавления цуга падающих волн после предварительной обработки была проведена предсказательная деконволюция. Минимально-фазовый оператор деконволюции строится как фильтр ошибки предсказания с интервалом пропускания в несколько миллисекунд. Ввиду наличия шума, который усиливается при применении предсказательной деконволюции, после нее необходимо проводить полосовую фильтрацию данных. Амплитудный спектр волнового поля после предсказательной деконволюции и фильтрации представлен на рис. 1.г. Как видно из рисунка, спектр записи расширился до 130 Гц. Волновое поле после предварительной обработки и предсказательной деконволюции одного из профилей представлено на рис.1.б в сравнении с исходными данными по этому профилю (рис.1.а). Можно заметить, что качество записи значительно улучшилось: исчезли временные скачки между трассами, форма сигнала стала стабильной, и понизилась интенсивность падающих волн.

Затем для компенсации затухания амплитуд из-за геометрического расхождения фронта была проведена соответствующая амплитудная коррекция. Вслед за этим осуществлялось выравнивание энергии по уровням регистрации. Средняя энергия записи каждого сейсмоприемника оценивалась в окне в области вступления интенсивной отраженной Р-волны на малых удалениях от скважины. Затем были рассчитаны коэффициенты для приведения энергии записи каждого геофона к среднему уровню.

И, наконец, перед выделением регулярных волн были подавлены нерегулярные помехи путем гармонической фильтрации.

Декомпозиция волнового поля.

Этот этап обработки данных является ключевым, поскольку то, как будут выделены целевые волны, напрямую влияет на качество полученных в результате обработки сейсмических изображений. Наилучшего результата при декомпозиции волнового поля можно добиться путем применения комплекса алгоритмов, включающего как традиционные для ВСП методы корреляции и двумерной фильтрации, так и специально разработанный нами для данных МОГ алгоритм τ -р фильтрации.

Традиционными методами выделения волн в ВСП являются f-k-фильтрация, основанная на двумерном преобразовании Фурье, и корреляция и вычитание волн во временной области. Однако, эти методы не совершенны, поскольку f-k-фильтрацией сложно разделить волны с близкими кажущимися скоростями, а при ее проведении в

узком диапазоне кажущихся скоростей в поле появляются наводки от границ фильтра. В свою очередь, корреляция волн на сейсмограммах ОПП в методе МОГ значительно затруднена из-за существенной изменчивости формы сигнала при различных удалениях ПВ.

Таким образом, ввиду того, что при различных удалениях ПВ условия возбуждения и, следовательно, характеристики сигнала могут существенно варьироваться, селекцию волн по скоростям в данных МОГ представляется более корректным проводить в вертикальном направлении, сгруппировав данные по положению ПВ и образовав множество наборов данных ВСП на небольшой апертуре. Тогда на полученных сейсмограммах ОПВ можно уверенно прокоррелировать нужные волны. К сожалению, на практике, чаще всего используются зонды с малым числом приемников (6-10 уровней), что вызывает проблемы при селекции волн в наборах ОПВ, т.к. на маленькой базе традиционные для ВСП методы корреляции, энергетической фильтрации и вычитания могут оказаться неэффективными, поскольку выборка из 6-10 трасс недостаточно представительна.

С другой стороны, именно на малой апертуре географы волн могут считаться прямолинейными, что делает удобным применение преобразования τ - p . Прямое τ - p преобразование определяется следующим образом:

$$v(p, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} u(x, \tau + px) dx ,$$

где x – координаты записей, t – время. Фактически, это означает суммирование вдоль прямолинейных направлений $t = \tau + px$, определяемых параметрами медленности p и базового времени τ . Таким образом, любые сейсмические данные, зависящие от координат x и t , могут быть отображены на плоскость τ - p , где изначально интерферирующие волны с различными кажущимися медленностями или временами вступлений будут отделены друг от друга. Поскольку данные МОГ описываются двумя пространственными координатами, можно ввести двумерное преобразование (или суперпозицию преобразований) τ - p - q , где q - второй параметр кажущейся медленности:

$$v(p, q, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} u(x, z, \tau + pz + qx) dz dx .$$

Для селекции в τ - p - q -области необходимо сгруппировать данные по положению ПВ, образовав множество наборов данных ВСП на небольшой апертуре, а в горизонтальном направлении при селекции по параметру q использовать скользящую базу такого же порядка.

Ограниченная апертура исходных данных имеет свои недостатки и в случае τ - r разложения. Каждое сконцентрированное в области τ - r событие (волна) при ограничении диапазона данных по пространственной координате «размазывается» вдоль оси r из-за появления значительных линейных артефактов, количество которых равно количеству N записей на базе, а амплитуда в N раз меньше амплитуды основного события. При введении двумерного τ - r - q преобразования картина еще более усложняется, так как каждое ложное событие в плоскости τ - r порождает новые в пространстве τ - r - q . Такие артефакты препятствуют корректному определению параметров волн и, кроме того, приводят к искажению формы импульса при обратном преобразовании. Для подавления артефактов обычно используется так называемая процедура деконволюции по параметру медленности [3]. Она требует регуляризации и в присутствии шумов не всегда достаточно эффективна. Поэтому в качестве альтернативы мы разработали итерационный алгоритм обнаружения и выделения в области τ - r - q событий, превышающих заданный уровень дискриминации по энергии [1].

Предлагаемый нами алгоритм τ - r фильтрации состоит из следующих этапов:

1. Сначала фиксируется положение скользящего окна по координате x (описывающей расположение источника); в его пределах для каждого ПВ осуществляется прямое преобразование поля из t - x в τ - r область.
2. Для каждого значения параметра медленности p данные преобразуются из области τ - r - x в τ - r - q .
3. Для каждого времени τ определяется распределение энергии как функция медленности, которая затем сглаживается в скользящем окне. По полученной сглаженной функции задается уровень дискриминации для волн.
4. Осуществляется итеративный поиск и локализация волн в пространстве τ - r - q .
5. На основе скоростной модели среды строится фильтр, и для выделяемых волн рассчитываются значения кажущихся медленностей на различных временах.
6. Затем все события, соответствующие модельной кривой распределения параметров $p(\tau)$, $q(\tau)$, подавляются, а от оставшейся части делается обратное преобразование, и сформированное таким образом поле волн-помех вычитается из исходных данных.
7. Изменяется положение скользящего окна по координате x , и все повторяется сначала.

Таким образом, мы не просто выделяем целевые волны из исходного поля, что может привести к их искажению и частичной потере информации, а тщательно вычитаем из поля помехи, и используем в дальнейшей обработке полное волновое поле без них.

Итак, декомпозиция волнового поля осуществлялась в три этапа. Сначала проводилась декомпозиция волнового поля в f - k -области. Затем данные были сгруппированы в сейсмограммы ОПВ, и по ним проводилась итеративная селекция во временной области. При этом по модели рассчитывались годографы прямой продольной, падающей обменной, отраженной продольной и обменной отраженной волн, и эти волны по очереди вычитались из поля. На следующих итерациях, каждая волна прибавлялась к полю остатков и вычиталась снова, что позволило точно выделить составляющие каждой волны в отсутствие других. Однако, ввиду описанных выше ограничений таких методов выделения волн, в поле по-прежнему оставались проекции волн-помех. Поэтому вслед за этим, к полученному полю была применена селекция в пространстве τ - p - q . Результат декомпозиции волнового поля представлен на рис.1.д.

После того, как все помехи были тщательно выделены и удалены из поля, в оставшиеся отраженные волны были введены дополнительные статические поправки, чтобы сгладить случайные вариации во времени их вступления. Значения рассчитывались с помощью сглаженного годографа продольной отраженной волны, снятого по накопленному по всем уровням полю. Затем была проведена деконволюция по форме падающей волны, что позволило расширить спектр записи, повысить разрешающую способность и привести сигнал к нуль-фазовой форме. Повышение разрешенности привело к проявлению в волновом поле остаточного когерентного шума, который удален путем дополнительной селекции.

Построение сейсмических изображений

Отраженные продольные волны после пиковой деконволюции на каждом профиле накапливались по уровням (рис.1.е), и по полученным полям строились глубинные сейсмические изображения путем миграции Киргоффа. На рис.2 они представлены в сравнении с трассой однократных отражений ВСП. Следует отметить хорошую корреляцию между полученными изображениями и трассой ВСП, что свидетельствует о надежной и качественной обработке данных. Кроме того, на данной площади проводились работы по методу ОГТ, и сравнение изображений ОГТ с изображениями МОГ показало большую информативность последних (рис.3). При этом изображения МОГ покрывали площадь порядка 2 км, что примерно в три раза превышает расстояния, доступные для стандартного непродольного ВСП.

ОБРАБОТКА ДАННЫХ 3D ВСП.

Система наблюдений 3D ВСП.

3D ВСП представляет собой одну из модификаций трехмерных систем наблюдений. Его отличие от Walkaway ВСП заключается в том, что при наблюдениях 3D ВСП один профиль возбуждения заменяется двумерной сетью. При этом методически предпочтительным является радиальное расположение ПВ, однако на практике часто используют прямоугольную сеть, состоящую из системы параллельных профилей.

Система наблюдения съемки 3D ВСП, проведенной в Китае, включала несколько десятков профилей различной длины, покрывающих площадь 9 на 18 км, и шеститочечный зонд, помещенный в скважину на глубину 1500-1600 м. Расстояние между профилями составляло 240 м, шаг пунктов возбуждения вдоль профиля - 60 м. Скважина располагалась в центре площади, и удаления ПВ от нее достигали 10 км, что является значительным расстоянием для скважинной сейморазведки.

Граф обработки данных 3D ВСП.

При наличии прямоугольной сети возбуждения данные 3D ВСП можно обрабатывать поперечно, аналогично данным МОГ, а построение изображения околоскважинного пространства осуществлять с помощью процедуры миграции на основе трехмерной модели среды. В упрощенном случае, когда модель может считаться горизонтально-слоистой, построение изображения среды можно провести путем миграции отдельных профилей и последующей миграцией вкрест профилей (так называемая 2D x 2D миграция).

Из массива данных 3D ВСП было выбрано несколько профилей, проходящих около скважины. Исходные данные приведены на рис.4.а,б. Они характеризуются значительной изменчивостью сигнала и интенсивными помехами. Каждый профиль был обработан по графу обработки МОГ, причем использовались все три компонента поля. Результат волновой декомпозиции приведен на рис.4.в,г.

После получения сейсмических изображений по отраженным продольным волнам на каждом профиле (рис.5.а), проводилась миграция вкрест профилей, что позволило построить трехмерное изображение среды (рис.5.б).

ВЫВОДЫ

При применении адекватных процедур обработки результаты МОГ могут быть более информативными, чем сейморазведка на поверхности, поскольку разрешающая способность изображений МОГ сопоставима с данными ВСП, но освещаемые им

расстояния значительно превышают возможности ВСП. При этом важнейшую роль в обработке данных МОГ играет процедура декомпозиции волнового поля. Поэтому в граф обработки следует включать предложенный алгоритм многомерной τ - p селекции, который является эффективным аппаратом выделения волн по скоростям при обработке данных 2D ВСП и 3D ВСП. Расширение концепции τ - p преобразования на многомерные системы наблюдения позволяет в полной мере использовать их преимущества.

Однако следует отметить, что хотя существует достаточно примеров успешного применения методов МОГ и 3D ВСП [2], для них характерны те же недостатки, что и для ВСП с выносными пунктами возбуждения. Среди них основными являются низкая кратность получаемых сейсмических изображений (за исключением пока редких случаев применения массивных многоточечных глубинных зондов) и невозможность контроля латеральных вариаций скоростной модели среды.

Список литературы

1. И.В. Яковлев, А.А. Табаков, А.В. Баев, А.Ю. Барков, А.В. Копчиков. Применение преобразования τ - p - q для селекции волн по скоростям в данных МОГ. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения 2004». 2004. С. 74-77.
2. R.R. Stewart, J.S. Gulati. 3D VSP: Recent history and future promise. CREWES Research Report. 1997. 9. Ch. 11. P. 1-7
3. B. Zhou, S. A. Greenhalgh. Linear and parabolic τ - p transforms revisited. Geophysics. 1994. 59. P. 1133–1149.

Подрисуночные подписи:

Рис. 1. Волновые поля и спектры данных МОГ, восточный профиль: а) исходная сейсмограмма ОПП 1060м, вертикальная компонента; б) та же сейсмограмма после предварительной обработки и предсказательной деконволюции; в) средний амплитудный спектр исходных данных; г) спектр после предсказательной деконволюции; д) то же волновое поле после декомпозиции; е) поле после пиковой деконволюции и накопления по уровням регистрации.

Рис. 2. Сейсмические изображения среды по данным МОГ в сравнении с трассой однократных отражений ВСП.

Рис.3. Сопоставление сейсмических изображений, полученных по данным ОГТ и МОГ: а) фрагмент изображения по данным ОГТ; б) фрагмент изображения по данным МОГ.

Рис. 4. Волновые поля 3D ВСП: а) исходные данные, горизонтальная компонента; б) исходные данные, вертикальная компонента; в) горизонтальная компонента после декомпозиции волнового поля, отраженные поперечные волны; г) вертикальная компонента после декомпозиции волнового поля, отраженные продольные волны.

Рис. 5. Сейсмические изображения среды по данным 3D ВСП: а) результат миграции одного профиля, сопоставленный с трассой однократных отражений ВСП; б) трехмерное изображение среды после миграции вкрест профилей.