

Проблемы квалиметрии сейсморазведочных данных

■ Череповский А.В., Шехтман Г.А.

Квалиметрия – научная дисциплина, предметом которой являются количественные методы оценки качества продукции. Термин предложен группой советских учёных в 1968 г.

Википедия

Введение

Полевой контроль качества (ПКК) рассматривается в сейсморазведочной отрасли как обязательный инструмент, позволяющий определить, удовлетворяют ли первичные данные требованиям заказчика, работает ли регистрирующая система в пределах допусков, установленных изготовителем оборудования и соблюдаются ли параметры системы наблюдений, предусмотренные «Геологическим заданием» заказчика. В геологических заданиях на проведение полевых сейсморазведочных работ обычно указывается, что подрядчик должен обеспечить оперативный ПКК первичных материалов (на полевом ВЦ или, по согласованию с заказчиком, на стационарном ВЦ при условии регулярной поставки полевых материалов в установленные сроки). После завершения полевых работ комиссия заказчика проводит окончательную оценку и приёмку первичных материалов сейсморазведочных работ.

Исчерпывающие количественные оценки качества данных наземной и скважинной сейсморазведки (квалиметрия) крайне необходимы в связи с повышением сложности и точности задач, использующих тонкие кинематические и динамические характеристики сейсмических записей. Сама по себе оценка точности параметров, полученных при интерпретационной обработке, нередко является непростой задачей, однако взаимосвязь этой точности с качеством материалов, поступающих на вход системы обработки, очевидна.

Квалиметрия в сейсморазведке издавна оперирует таким привычным для сейсморазведчиков параметром, как отношение сигнал/помеха (С/П). Сразу же возникает вопрос – что отнести к сигналу, а что считать помехой? Если под помехой подразумевать нерегулярные шумы, регистрируемые до начала сейсмической записи, вызванной приходом первой волны от искусственного источника сейсмических колебаний, то в наземной сейсморазведке всё намного однозначнее. Хуже обстоит дело в методе вертикального сейсмического профилирования (ВСП), поскольку после первых вступлений в нем могут регистрироваться не только полезные волны и регулярные волны-помехи, но и помехи технического характера (технические помехи), обусловленные конструкцией скважины и качеством прижима скважинных приборов к стенке скважины. Поэтому грамотная оценка величины С/П требует умения выделить в поле регулярных волн, регистрируемых после вступления первой волны, те волны и помехи, которые не являются информативными. В методе ВСП опять-таки волны, выступающие в качестве помех в одном случае, считаются полезными в другом – речь идет здесь, в основном, о гидроволнах, которые могут содержать ценнейшую информацию о проницаемости продуктивных пластов.

1. Квалиметрия в наземной сейсморазведке

ПКК в наземной сейсморазведке предполагает расчет большого количес-

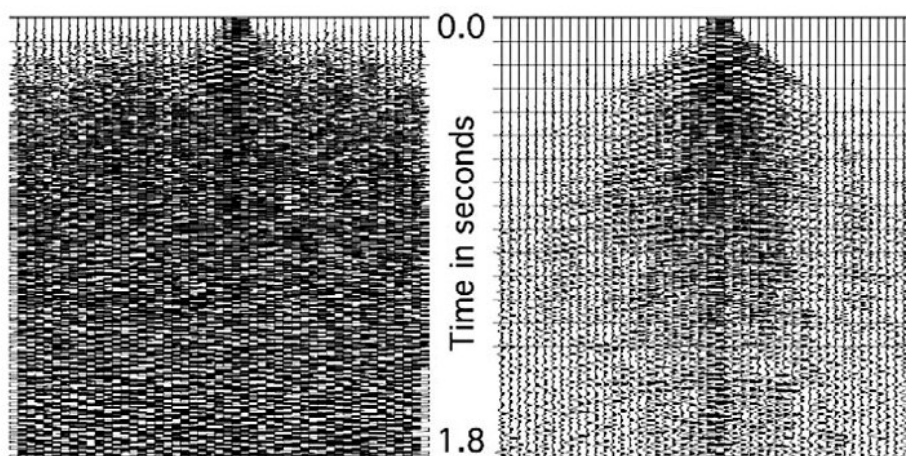
тва показателей и параметров, относящихся к 1) сейсмоисточникам и регистрирующему оборудованию, 2) регистрируемому данным и 3) технологиям и процедурам полевых работ. Одна только квалиметрия сейсмических данных зачастую включает оперативную оценку 20 и более атрибутов, наиболее распространенными из которых являются уровень микросейсм и отношение энергии (или среднеквадратических амплитуд) записи в выбранном супервайзером целевом окне к энергии микросейсм.

Высокий уровень микросейсм (при сильном ветре или дожде) и, соответственно, низкое отношение С/П, по-прежнему приводят к значительным простоям сейсмопартий или перестрелам. Любопытно то, что пороговые значения этих простых количественных показателей остаются неизменными многие десятилетия, несмотря на то, что сейсморазведка 3D постоянно развивается и видоизменяется. Кратность наблюдений за последние 30-40 лет повысилась от 6-12 до 100-120, а это значит, что степень подавления случайных помех (пропорциональная квадратному корню из кратности суммирования) в результате суммирования по ОГТ повысилась более чем в три раза. При переходе на новый (пятый) технологический уровень сейсморазведки МОГТ (Череповский, 2014),

характеризующийся высокой плотностью трасс на кв.км (1 миллион и больше) и широкой или полной азимутальностью, кратность по ОГТ в стандартном бине (25x25 м) увеличивается до 3000 или даже до 4000. Соответственно, степень подавления случайных помех повышается в десятки раз. Означает ли это, что при высокой плотности и кратности наблюдений полевым партиям можно больше не беспокоиться об уровне микросейсм и полностью полагаться на этап шумоподавления при обработке данных? Конечно, ответ на этот вопрос могут дать только опытно-методические работы (ОМР) по одной или нескольким предполагаемым методикам высокоплотных наблюдений и последующая полная обработка массивов данных.

На рис.1 (слева) приведен пример очень зашумленной коррелограммы, полученной с маломощным пьезовибратором. Но если воздействие повторить на этой же точке 1280 раз, то накопленная сейсмограмма приобретает достаточно высокое качество (справа). Если речь идет не о синхронном накоплении, а о суммировании трасс высокоплотных наблюдений МОГТ, то эффект шумоподавления будет гораздо сильнее благодаря ослаблению не только микросейсм, но и многих типов волн-помех.

Таким образом, пороговые значения



◀ Рис. 1. Коррелограммы, полученные с маломощным пьезовибратором и свип-сигналом длительностью 26 с. Слева показан результат одиночного воздействия, а справа – синхронное накопление 1280 воздействий. Из журнала: "The Leading Edge", June 2001.

обсуждаемых параметров ПКК должны выбираться заказчиками гибко, с учетом методик возбуждения и регистрации сигнала, плотности трасс на кв.км, графа последующей обработки (а именно набора процедур шумоподавления) и решаемых геологических задач. Традиционные (фиксированные) количественные оценки качества исходных записей, такие как уровень микросейсм до первых вступлений и расчёт отношения С/П в двух прямоугольных окнах (до первых вступлений и после них), не характеризуют действительное качество высокоплотных сейсморазведочных материалов, особенно с одиночными источниками и приемниками (Череповский, 2015). Более того, в недавних зарубежных публикациях (Lansley, 2013) ставится вопрос довольно неожиданного плана: «А нужен ли вообще контроль качества данных?». При этом вопрос относится именно к исходным данным при современных высокоплотных наблюдениях. Разумеется, оперативный контроль качества сейсмоисточников, регистрирующей аппаратуры и технологий полевых работ вовсе не отменяется, а наоборот, расширяется и приобретает еще большее значение.

Современные регистрирующие системы сохраняют большой объём информации, которая может изменить взгляд на привычный ПКК. Возможности регистрирующих систем позволяют резко повысить информированность супервайзеров и специалистов нефтегазовых компаний, а также контролировать параметры регистрации совместно с геофизиками полевых партий. С использованием спутниковых навигационных систем (GPS и/или ГЛОНАСС) и географических информационных систем, текущую полевую информацию можно анализировать как во временной, так и в пространственной области, чтобы установить, связаны ли наблюдаемые в регистрируемых данных отклонения с изменениями сейсмогеологических условий или с методикой работ, погодой и другими факторами, меняющимися во времени.

Новые возможности предоставляет и широкополосный Интернет, подключаемый ко многим современным системам ПКК. Все атрибуты, которые обычно рассчитываются в кабине оператора сейсмостанции, теперь можно передавать на базу полевой партии, в офис заказчика или на вычислительный центр и анализировать их дистанционно. Расширенные возможности ПКК в современных регистрирующих системах можно использовать, чтобы улучшить три основных момента, относящихся к качеству полевых работ.

1.1 Своевременное обслуживание и повышение эффективности.

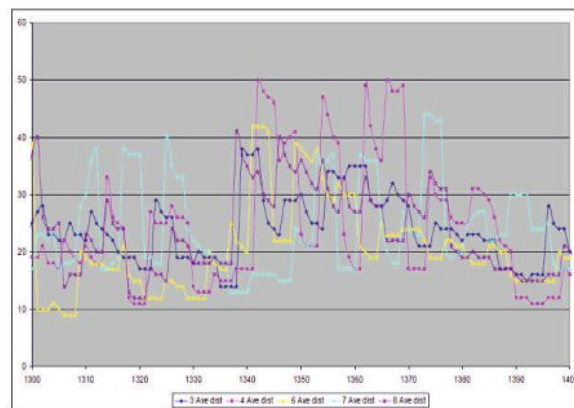
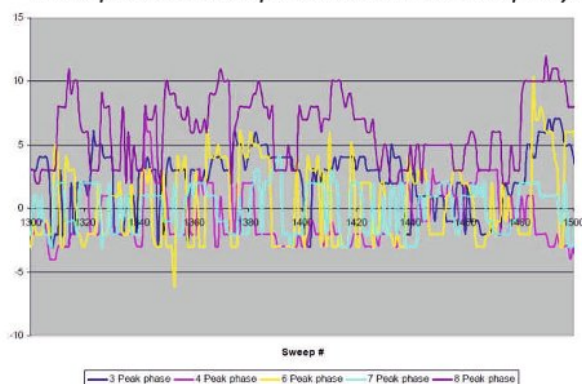
Первый пример преимуществ современных систем ПКК относится к вибропартиям. Обычно в контракте на выполнение полевых работ предусмотрен такой показатель, как максимальное фазовое расхождение между записанным толкающим усилием и опорным (пилотным) сигналом. Средние и пиковые фазовые погрешности, как и средние и пиковые гармонические искажения и средний и пиковый уровни толкающего усилия для каждого свип-сигнала каждого вибратора рассчитываются и записываются вместе с географическими координатами и временем по ГНСС.

Сравнивая показатели вибраторов друг с другом, можно выявить аномалии в изменении того или иного атрибута со временем и обнаружить причины этих изменений до того, как они выйдут за рамки заданных пороговых значений. Отдельный вибратор, параметры которого сильно отличаются от параметров

других вибраторов в группе или на всей площади работ, может быть исключён из производственных работ и отправлен на внеплановую проверку до того, как упадёт качество сейсмических данных или сломается один из его механических узлов. На рис.2 представлены графики пиковых фазовых погрешностей для группы из 5 вибраторов. Из этого рисунка ясно, что у 4-х вибраторов пиковые фазовые погрешности, в основном, не превышают ± 5 градусов, в то время как у пятого вибратора погрешности иногда превышают 10 градусов. У этого вибратора есть заметный сдвиг в сторону положительных фазовых погрешностей. Если согласно договора в этой партии фазовые погрешности не должны превышать 10 градусов, то на данную особенность можно было бы не обращать внимания. Но в данном случае приведённые графики стали основанием для возврата вибратора на базу партии для внеочередного обслуживания.

Другой пример показан на рис.3. В этом случае у всех пяти вибраторов, работавших в одной группе, наблюдалось увеличение гармонических искажений в одно и то же время, и уровень искажений вернулся к прежнему уровню

▼ Рис. 2. Пиковые фазовые погрешности (в градусах) для отдельных вибраторов в группе. У пятого вибратора есть заметный сдвиг в сторону положительных фазовых погрешностей до 10 градусов.



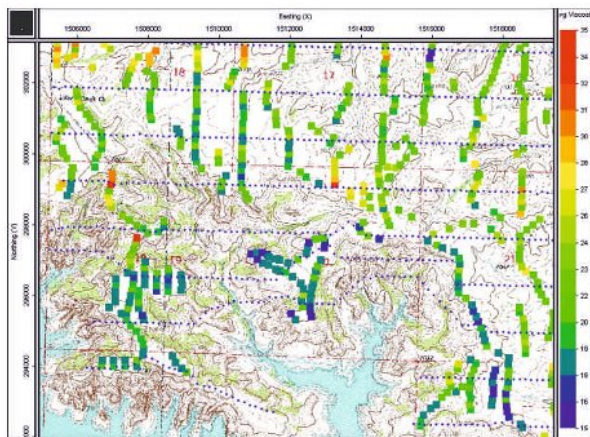
▼ Рис. 3. Средние гармонические искажения (в процентах) для отдельных вибраторов в группе. У всех пяти вибраторов, работающих в одной группе, наблюдалось увеличение гармонических искажений в одно и то же время.

примерно через 50 виброточек. Поскольку в этом случае все вибраторы вели себя одинаково, анализ их положения на местности показал, что эти изменения были связаны с поверхностными и приповерхностными условиями, и для соблюдения контрактных требований нужно было изменить параметры возбуждаемого свип-сигнала или применить специальные процедуры на этапе обработки данных.

Для партий, использующих взрывной источник, вынос вертикальных времён на карту может помочь в выявлении региональных изменений в ЗМС и затем использоваться при построении модели ВЧР для расчёта статпоправок на этапе обработки. Аномальные вертикальные времена могут свидетельствовать о подрыве заряда выше проектной глубины или недобурах.

1.1 Картирование геофизических атрибутов

Помимо контроля фазы и амплитуды толкающего усилия, супервайзер может рассчитывать вязкость и жёсткость грунта под опорной плитой вибратора для каждого свип-сигнала (при использовании современных систем управления



▲ Рис. 4. Значения средней вязкости грунта под опорной плитой вибратора, вынесенные на топооснову.

виброисточниками, таких как VE464) и выносить полученные значения на топооснову (рис.4). Вязкость и жёсткость грунта использовались для оценки скоростей распространения продольных волн в приповерхностных слоях на глубинах до 50 м. Поскольку съёмки выполнялись с очень высокой плотностью вибро-точек на кв. км, была получена хорошая статистика для оцениваемых скоростей.

На тех площадях, где предполагается выполнять анализ амплитуд как функций удалений (AVO) и азимутов (AVA), очень важно анализировать фактическое распределение кратности, удалений и азимутов. Из-за пропусков пунктов приёма и возбуждения в пределах запретных зон нужно оперативно оценивать, будут ли распределения удалений и азимутов в полученных данных достаточно хорошими для применения процедур AVO и AVA. Система контроля качества на регистрирующей станции должна рассчитать, какое снижение кратности наблюдается из-за бракованных трасс, пропусков и других проблем. Для того, чтобы убедиться, что полученные данные соответствуют требованиям, предъявляемым Заказчиком при обработке и интерпретации данных, необходимо оперативно сравнивать карты плановой

и фактической кратности и анализировать распределения удалений и азимутов.

1.1 Анализ результатов опытных работ.

Перед началом новой съёмки вибро-сейсмическая партия обычно выполняет ОМР с целью подбора диапазона частот свип-сигнала, его длительности, количества накоплений, количества вибраторов в группе и т.д. — опять-таки, для увеличения отношения С/П на исходных данных. Раньше для анализа результатов ОМР представители заказчика и подрядчика вынуждены были выезжать в поле и тратить на это значительное время. Анализ и обработка данных, как правило, выполнялись на полевом вычислительном центре на базе партии. В последние годы эти процедуры выполняются с помощью обрабатывающих комплексов, соединённых с регистрирующей системой или встроенных в неё.

Располагая широкополосным Интернетом и высокой степенью защиты информации, можно не тратить время супервайзеров на частые выезды в поле. Теперь различные изображения, графики и сами данные можно передавать для анализа и предобработки (регулировка амплитуд, фильтрация и т.п.) в различные удалённые офисы.

Программное обеспечение, связывающее клиентский компьютер на сейсмостанции и компьютер пользователя, может быть установлено на любом компьютере с операционной системой Windows или Linux. Такое соединение защищено именем пользователя и паролем, предоставляемым администратором сервера (обычно это оператор сейсмостанции). Перед отправкой сейсмическая информация сжимается до 100 раз с помощью запатентованных алгоритмов. Программное обеспечение

клиента включает богатые возможности: графический интерфейс пользователя (GUI) с такими же функциями, что и в кабине оператора (выбор трасс и масштаба их визуализации, фильтрация, АРУ и др.), настраиваемое разрешение экрана независимо от настроек в кабине оператора; браузер для обмена письмами и файлами с администратором.

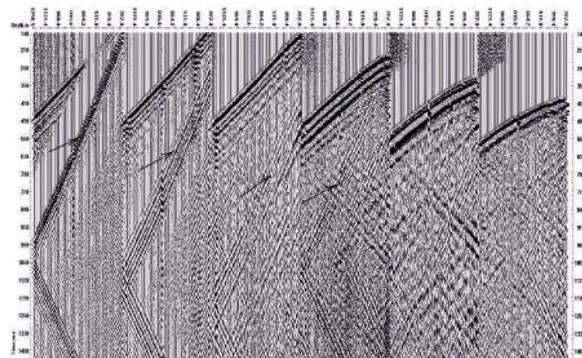
Такая система контроля качества с передачей заказчику сжатой сейсмической информации и соответствующих атрибутов в реальном времени уже используется в большом количестве сейсмопартий за рубежом и в России. Это особенно полезно для тех компаний, которые ведут работы на нескольких площадях или в различных регионах, часто на больших расстояниях друг от друга.

2. Квалиметрия в методе ВСП

Сейсмические записи в методе ВСП в течение десятков лет получали (да и сейчас, как правило, получают) при помощи малоканальных зондов, добываясь хорошей повторяемостью записей посредством применения стабильных во времени источников колебаний и путем выдерживания постоянными условий возбуждения колебаний. Однако последние десятилетия ознаменовались внедрением в практику работ многоточечных зондов ВСП. Вызванная таким «прорывом» в технических средствах эйфория у пользователей метода ВСП была обусловлена, прежде всего, появившейся возможностью за короткое время получать многоканальные записи, сокращая затраты на проведение работ и задалживание скважины. Однако через непродолжительное время наступило отрезвление. Оно было обусловлено высокой стоимостью многоточечных зондов и боязнью их потерять в скважине

в случае прихвата. Как-то в стороне оставался вопрос о качестве записей ВСП, получаемых новой, в основном – зарубежной, аппаратурой. Этот вопрос, а также пути оценки качества записей при использовании любой скважинной аппаратуры метода ВСП, рассматриваются ниже.

Малоканальная трехкомпонентная аппаратура ВСП, применяемая в нашей стране и за рубежом, содержит управляемые прижимные устройства (рычаги), обеспечивающие силу прижима прибора на контакте со стенкой скважины, на порядок превышающую вес прибора. На раскрытие рычага и последующее его складывание перед перемещением на следующую точку в скважине уходит значительное время (в целом – несколько минут). Можно сократить это время, одновременно раскрывая и затем складывая рычаги у всех приборов зонда. Но когда зонд многоточечный, обеспечить таким путем хорошее качество прижима в каждой точке наблюдения становится технически трудно. Поэтому прижим осуществляют путем иных технических решений. Рассмотрим сейсмограммы ВСП, полученные 80-точечным трехком-



▲ Рис. 5. Сейсмограмма ВСП, полученная 80-точечным зондом ВСП (Paulsson et al., 2004). Слева направо расположены сейсмограммы, полученные с увеличивающимися удалениями ПВ от устья скважины. Стрелками показана гидроразрыв, ослабевающая при удалении ПВ.

понтным зондом, в конструкции которого применяют колонну гибких труб (колтюбинг) (Paulsson et al., 2004).

Можно видеть, что при небольшом удалении ПВ от скважины (рис.5, слева) регистрируется мощная гидроволна (указана стрелкой). По мере удаления ПВ эта помеха ослабевает, существенно сдвигаясь по времени на большие времена. Источником гидроволны в данном случае несомненно является поверхностная волна Рэлея, воздействующая на верхнюю часть скважины. Отсутствие данных о скважине не позволяет что-либо говорить о ее конструкции. Если качество этой конструкции было подходящим для работ ВСП (т.е. цементация затрубного пространства обсадных колонн был хорошего качества), то наличие гидроволны в данном случае свидетельствует о недостаточном усилии на контакте скважинных приборов со стеной скважины.

К сожалению, к настоящему времени в методе ВСП отсутствуют пакеты программ, позволяющие объективно и своевременно оценить качество получаемых записей, внимание к которому давно приковано в нашей стране и за рубежом [1, 5, 6, 8]. Операторы, оценивающие качество записей в процессе проведения работ на скважине, принимают в учет лишь монтажи, komponуемые из записей, полученных вертикальными приборами зонда (z-компонента). Но даже и после завершения работ оценка качества записей, полученных различными компонентами зонда, далека, мягко выражаясь, от совершенства. Опирается такая оценка, как правило, на формальную возможность регистрировать в методе ВСП область отсутствия сигнала до вступлений полезных волн и волновое поле, регистрируе-

мое в последующей части записи непосредственно после этих вступлений. Процесс подобной оценки качества записей ВСП, осуществляемой автоматически, причем с использованием для количественной оценки лишь одного параметра – интенсивности записи, вовсе не учитывает тот непреложный факт, что сразу же после вступлений могут наблюдаться не полезные волны, а технические помехи, обусловленные различными причинами. Так что, отношение интенсивности записи, регистрируемой после вступлений прямой волны, к интенсивности шумов, регистрируемых до вступлений, может вовсе не соответствовать количественной оценке отношения С/П. Имеются примеры того, как на этапе приемки материалов с оценкой «отлично» принимались записи горизонтальных компонент зонда, которые в самый раз следовало бы оценить как брак (Шехтман, Нарский, 2011). Получилось это именно оттого, что для автоматической оценки качества записей использовали только что описанный критерий.

На сегодняшний день наиболее слабым звеном при оценке качества записей ВСП, особенно записей на горизонтальных компонентах скважинных приборов, является количественная оценка, т.е. квалиметрия. С точки зрения качественной оценки записей больших проблем не видно.

В процессе разработки алгоритмов квалиметрии данных ВСП были использованы подходы, ранее опробованные для оценки качества материалов наземной сейсморазведки. Основные идеи реализованной методики состоят в следующем (Шехтман, Нарский, 2011).

Квалиметрия выполняется в 2 этапа. На первом этапе по серии параметров оценивается каждая сейсмическая

трасса. На втором этапе эти параметры анализируются с помощью статистических методов, после чего выделяется средний для объекта уровень помех, который считается некоторой объективной реальностью, связанной с условиями проведения сейсмических работ. Отбраковке подлежат сейсмические трассы, оцениваемые параметры которых или значительно хуже среднего уровня, или хуже наперед заданного порогового значения, причем это значение должно характеризовать заведомо бракованный материал (например, уровень шумов многократно превышает уровень полезного сигнала).

При попытке перенести эту методику на квалитметрию данных ВСП столкнулись с рядом проблем, связанных со спецификой решаемой задачи. Во-первых, при оценке качества наземных сейсмических работ задача толкования помех с помощью вычислительных процедур просто не решалась. Это полностью отдавалось на откуп геофизику, а в задачу автоматизированной системы квалитметрии входило разграничение сейсмических трасс на кондиционные и бракованные. Технические помехи (трубная волна, вибрационная трубная волна, гидроволна) характеризуются комплексом признаков, и для их опознавания в автоматизированном режиме необходимо анализировать сочетания оцениваемых параметров, когда ни один из параметров не свидетельствует однозначно о наличии помехи определенного типа. Во-вторых, на материалах ВСП помеха часто коррелируется с полезным сигналом, т.к. полезные сейсмические волны возбуждают колебания зонда или обсадной колонны. В наземной сейсморазведке корреляционные связи между полезным сигналом и помехой встречаются крайне редко, и такие зависимости

при разработке процедур анализа качества не учитывались. Наконец, результаты ВСП представлены существенно меньшим объемом информации по сравнению с наземными сейсмическими работами, что снижает устойчивость статистических оценок.

Все эти обстоятельства потребовали пересмотра набора параметров, с помощью которого оцениваются отдельные трассы ВСП, а также способов анализа этих параметров. В настоящий момент сложился следующий набор элементарных параметров для квалитметрии трасс ВСП (Шехтман, Нарский, 2011):

1. Средняя мощность (интенсивность) записи до прихода прямой волны. Это информативный параметр, используемый для оценки отношения С/П. Этот параметр был несколько модифицирован для записей ВСП с вибратором. Интенсивность части записи, расположенной до прихода продольной волны, после корреляции виброграммы с опорным сигналом (свипом) обусловлена интенсивностью побочных максимумов функции взаимной корреляции (ФВК). Ясно, что присутствие на записях квазисинусоидальных помех довольно отчетливо проявится и на интенсивности побочных экстремумов ФВК в виде их повышенных значений — высокочастотных на фоне осредняющей кривой, отображающей зависимость этого параметра от глубины. Подобные же закономерности наблюдаются и при использовании вибратора в наземных сейсмических работах, где природа высокочастотных будет уже иной. Таким образом, зашумленными являются те трассы, мощность записи на которых до прихода продольной волны существенно превышает уровень аппроксимационной прямой.

2. Средняя мощность записи в окне, расположенном после прихода прямой

волны. При выборе широкого окна данный параметр фиксирует, прежде всего, вибрационную трубную волну и собственные колебания зонда при плохом его прижатии, т.к. эти помехи затухают медленнее полезных сейсмических волн.

3. Преобладающая частота спектральной оценки трассы. Используется для обнаружения вибрационной трубной волны. Разные участки обсадной колонны «звонят» с разными частотами, поэтому изменение частоты спектра с максимальными энергиями колебаний по глубине используют для оценки наличия трубной волны.

4. Коэффициент квазисинусоидальности трассы. Параметр, характеризующий концентрацию энергии трассы в узком диапазоне частот, т. е. степень близости трассы к синусоиду. Самые большие величины этого параметра достигаются при регистрации собственных колебаний зонда в горизонтальной плоскости. Трубные волны также характеризуются повышенными значениями данного коэффициента по сравнению с незашумленными трассами.

Процедуры выделения разных типов помех построены на использовании комбинаций описанных формальных параметров.

Вибрационная трубная волна обнаруживается по сочетанию следующих признаков:

- преобладающая частота спектральной оценки трассы стабильна для интервала глубин, на котором наблюдается вибрация колонны;
- повышенная средняя мощность трассы в широком окне после прихода прямой волны – вибрационная трубная волна затухает относительно медленно;
- повышенный коэффициент квазисинусоидальности трассы;

- повышенная средняя мощность трассы до прихода прямой волны (проявляется не всегда).

Для обнаружения гидроволны используют следующие признаки:

- постоянная величина скорости гидроволн в обсаженной скважине в априорно известном диапазоне скоростей;
- большая интенсивность гидроволн на вертикальной компоненте по сравнению с горизонтальными компонентами.

Наконец, качество прижима зонда к стенкам скважины (наличие собственных колебаний зонда в горизонтальной плоскости) оценивают по набору следующих признаков:

- очень высокий уровень квазисинусоидальности трассы;
- повышенная средняя мощность трассы в широком окне после прихода прямой волны – колебания зонда затухают относительно медленно;
- значительное преобладание амплитуды собственных колебаний на горизонтальных компонентах по отношению к вертикальной.

Таким образом, использование особенностей технических помех позволяет обоснованно выделять интервалы вертикального профиля, содержащего эти помехи. Сопоставление этих интервалов с соседними интервалами, свободными от помех, дает возможность количественно оценить отношение С/П.

Представляет значительный интерес оперативное решение вопроса о том, какова причина появления на записях ВСП технических помех, - обусловлены ли они конструкцией скважины или они вызваны плохим контактом скважинного прибора со стенкой скважины. Ведь в зависимости от ответа на этот вопрос принимаются совершенно разные решения. Если исполнитель никак не может повлиять на качество записей, т.к. оно

Введение

Полевой контроль качества (ПКК) рассматривается в сейсморазведочной отрасли как обязательный инструмент, позволяющий определить, удовлетворяют ли первичные данные требованиям заказчика, работает ли регистрирующая система в пределах допусков, установленных изготовителем оборудования и соблюдаются ли параметры системы наблюдений, предусмотренные «Геологическим заданием» заказчика. В геологических заданиях на проведение полевых сейсморазведочных работ обычно указывается, что подрядчик должен обеспечить оперативный ПКК первичных материалов (на полевом ВЦ или, по согласованию с заказчиком, на стационарном ВЦ при условии регулярной поставки полевых материалов в установленные сроки). После завершения полевых работ комиссия заказчика проводит окончательную оценку и приёмку первичных материалов сейсморазведочных работ.

Исчерпывающие количественные оценки качества данных наземной и скважинной сейсморазведки (квалиметрия) крайне необходимы в связи с повышением сложности и точности задач, использующих тонкие кинематические и динамические характеристики сейсмических записей. Сама по себе оценка точности параметров, полученных при интерпретационной обработке, нередко является непростой задачей, однако взаимосвязь этой точности с качеством материалов, поступающих на вход системы обработки, очевидна.

Квалиметрия в сейсморазведке издавна оперирует таким привычным для сейсморазведчиков параметром, как отношение сигнал/помеха (С/П). Сразу же возникает вопрос – что отнести к сигналу, а что считать помехой? Если под

помехой подразумевать нерегулярные шумы, регистрируемые до начала сейсмической записи, вызванной приходом первой волны от искусственного источника сейсмических колебаний, то в наземной сейсморазведке всё намного однозначнее. Хуже обстоит дело в методе вертикального сейсмического профилирования (ВСП), поскольку после первых вступлений в нем могут регистрироваться не только полезные волны и регулярные волны-помехи, но и помехи технического характера (технические помехи), обусловленные конструкцией скважины и качеством прижима скважинных приборов к стенке скважины. Поэтому грамотная оценка величины С/П требует умения выделить в поле регулярных волн, регистрируемых после вступления первой волны, те волны и помехи, которые не являются информативными. В методе ВСП опять-таки волны, выступающие в качестве помех в одном случае, считаются полезными в другом – речь идет здесь, в основном, о гидроволнах, которые могут содержать ценнейшую информацию о проницаемости продуктивных пластов.

1. Квалиметрия в наземной сейсморазведке

ПКК в наземной сейсморазведке предполагает расчет большого количества показателей и параметров, относящихся к 1) сейсмоисточникам и регистрирующему оборудованию, 2) регистрируемому данным и 3) технологиям и процедурам полевых работ. Одна только квалиметрия сейсмических данных зачастую включает оперативную оценку 20 и более атрибутов, наиболее распространенными из которых являются уровень микросейсм и отношение энергии (или среднеквадратических амплитуд) записи в выбранном супервайзером