

Понимание вероятностного подхода к решению обратной задачи: часть 2

Understanding stochastic inversion: part 2

Ashley Francis*, исполнительный директор британской консалтинговой компании **Earthworks Environment & Resources**, приводит вторую и конечную часть своей обучающей программы по теории детерминистического и вероятностного подхода к решению обратной задачи с некоторым анализом за и против этих двух методов. Первая часть была опубликована в ноябрьском номере *First Break*.

Пример: месторождение Stratton

Набор данных, используемый здесь для сравнения детерминистического и вероятностного подходов к решению обратной задачи сейсморазведки, представляет собой пакет данных трехмерной сейсморазведки и каротажных данных по месторождению Stratton, подготовленный в Бюро Экономической Геологии, Остина, Техас, США (Levey и др., 1994).

Месторождение Stratton — прибрежное месторождение газа с добычей из олигоценовой формации Frio в СЗ бассейне побережья Мексиканского залива. Данный интервал характеризуется небольшим сбросообразованием, а формации сильно не деформированы и плоско залегают. Фации резервуара среднего Frio интерпретированы как сцеппленные речные, заполняющие каналы и скошенные песчаники. Полный комплекс отложений, заполняющих каналы, характеризуется толщиной от 10 до 30 футов и проявляется либо измельчением по направлению вверх, либо укрупнением профиля каротажной кривой. Полный комплекс отложений, заполняющих каналы, может достигать до 2500 футов по ширине. Скошенные отложения в среднем имеют мощность 5-20 футов и близки к каналовым системам.

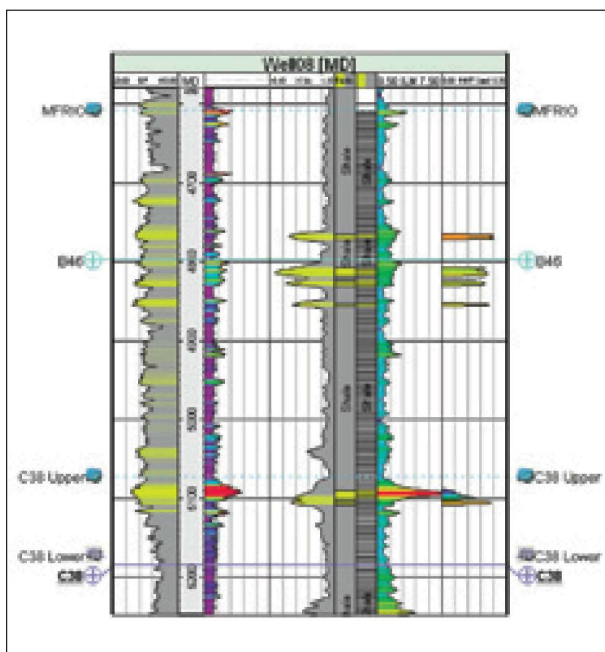


Рис. 6. Каротажные кривые по скважине 8 месторождения Stratton. (Слева направо) каротажные кривые: гамма каротаж, акустического сопротивления, объемного содержания глин; удельного сопротивления и общей пористости.

Пески обычно характеризуются высокими значениями импеданса и скоростями сейсмических волн 3650 м/с, песок мощностью в 30 футов, имеет временную мощность, с учетом двойного времени пробега волны, приблизительно 5 мс. В скважинах фации песка были идентифицированы по комплексу данных: ИК (удельное сопротивление), объемное содержание глин и пиковые значения акустического сопротивления (см. рис. 6). Пиковое значение импеданса приблизительно $8,150 \text{ м}^3 \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{г} \cdot \text{см}^{-3}$ обеспечивает хорошее сейсмическое разделение песков и сланцев, как показывают гистограммы акустического сопротивления для песка и сланца рис. 7.

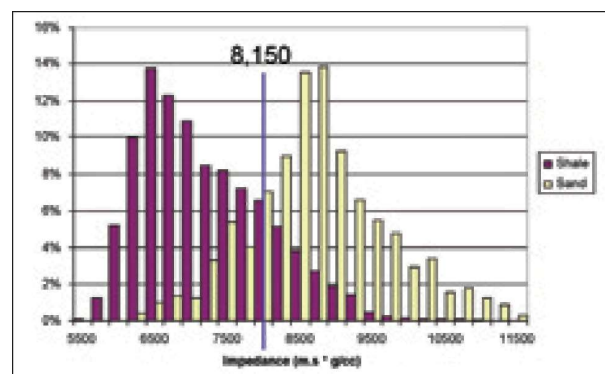


Рис. 7. Гистограммы акустического сопротивления для песка и сланцев месторождения Stratton с простым выделением границы импеданса для распознавания песков

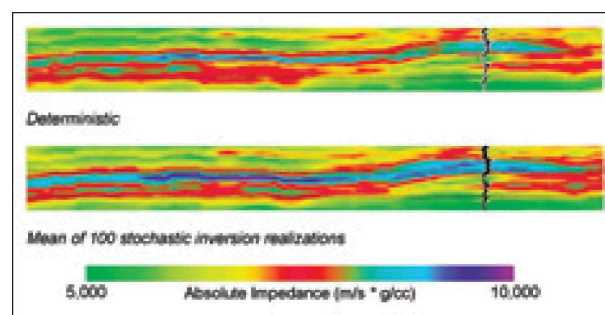


Рис. 8. Детальный разрез через скважину 8 на отметке песков B46, отображающий результаты детерминистического решения обратной задачи (наверху) и среднее значение по 100 вероятностным значениям импеданса (внизу). Пески показаны сине-фиолетовыми цветами.

*ashley.francis@sorviodnvm.co.uk.

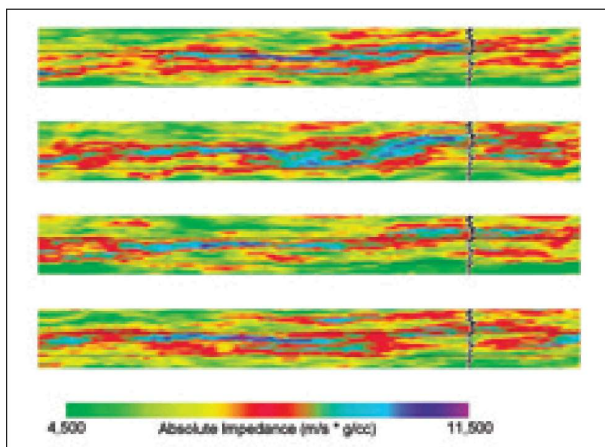


Рис. 9. Четыре варианта вероятностного расчета значений импеданса, разрез через скважину 8 на отметке песка В46. Заметьте существенную вариацию в возможных конфигурациях слоя песка между этими вариантами. Пески показаны сине-фиолетовыми цветами.

Детерминистический подход к решению обратной задачи была реализован по сейсмическому кубу и часть результативного объема импеданса, отображающая интервал песка на отметке В46 через скважину 8, приведена на рис. 8. Высокие значения полного сопротивления (сине-фиолетовые) примерно соответствуют пескам. В этом примере использовалась основанная на модели детерминистическая инверсия. Основанный на модели подход дает хорошие результаты, когда начальная модель хорошо согласуется с геологией, которая, для хорошей привязки к скважине, всегда рассматривается близко к положению скважины. На расстоянии от скважин, основанная на модели инверсия будет успешной, если геологическая слоистость будет конформной и относительно инвариантной в поперечном направлении, как это имеет место для данного уровня месторождения Stratton.

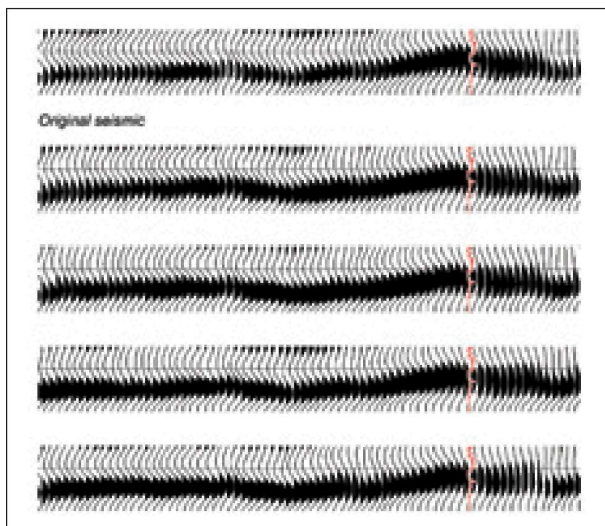


Рис. 10 Нижние четыре панели отображают дальнейшую свертку с волновыми пакетами импеданса, полученными по вероятностному методу (рис. 9). Сравнение с реальным сейсмическим сигналом (верхняя панель) показывает, что все четыре варианта зависят от сейсмического отклика.

В общей сложности было реализовано 100 вариантов вероятностного подхода с использованием прямой вероятностной сейсмической инверсии в частотной области. Пространственное ограничение основано на трехмерных анизотропных вариограммах. Среднее значение по 100 вычисленным вероятностным способом вариантам импеданса можно сравнить с результатом детерминистической инверсии на рис. 8. Тот же интервал более детально для разреза интервала песка В46 через скважину 8 для четырех вариантов этих вычислений приведен на рис. 9. Заметьте существенную вариацию в возможных конфигурациях слоя песка, а также увеличенный динамический диапазон вероятностных значений.

На рис. 10 приводится сравнение сверки каждой реализации с рис. 9 с наблюдаемыми сейсмическими трассами. Несмотря на существенную вариацию между реализациями, показанными на рис. 9, их свертки одинаковые и хорошо согласуются с реальными сейсмическими данными. Сравнивая реализации рис. 9 с результатами детерминистической инверсии, приведенными на рис. 8, мы можем оценить, сколько неопределенностей разглажено при детерминистической инверсии.

Используя пороговое значение импеданса 8150, мы можем сравнить распознавание песка и объем песка для детерминистической и вероятностной инверсий. Верхняя панель рис. 11 отображает песок В46, идентифицированный при детерминистической инверсии. Цветная шкала была настроена так, чтобы отображать только значения импеданса, больше чем $8150 \text{ м*с}^{-1}*\text{г*см}^{-3}$, что соответствует нашему простому индикатору песка, определенного на рис. 7. Нижняя панель рис. 11 отображает вероятность песка для песка В46, полученную в результате классификации каждой из 100 вероятностной инверсии импеданса и расчета для каждого варианта числа реализаций, для которых значение импеданса больше порогового значения импеданса песка $8000 \text{ м*с}^{-1}*\text{г*см}^{-3}$. Цветная шкала, отображающая вероятность песка, настроена так, чтобы отображать значения вероятности больше 50%. Простое визуальное сравнение этих двух панелей предлагает, что больше песка предсказано стохастической инверсией.

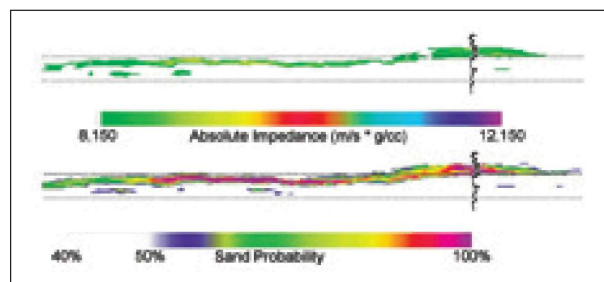


Рис. 11. Прогнозируемый песок В46 через скважину 8 по результатам (вверху) детерминистической инверсии и (внизу) вероятностной инверсии на Р50.

Используя критерий отбора значений импеданса $> 8150 \text{ м*с}^{-1}*\text{г*см}^{-3}$ для идентификации песков, чистый песок во всем кубе импеданса был вычислен для основанной на модели детерминистической инверсии и для каждой из 100 реализации вероятностного подхода инверсии импеданса. Детерминистическая инверсия дает оценку чистой фракции песка 8.5 %. Скважины показывают среднее значение для чистого песка 13.2 %: недооценка чистого песка при детерминистической

инверсии проявляется в существенном смещении по сравнению со скважинными данными. В этом случае пески определены по большим значениям импеданса, и объемное смещение при обрезке функции распределения показано слева в нижней части рис. 5 (см. часть 1, *First Break*, октябрь 2006).

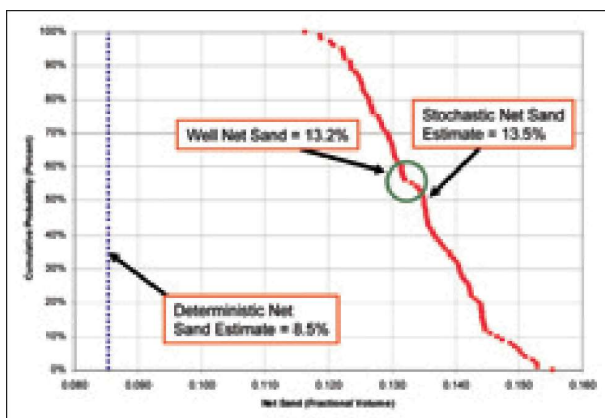


Рис. 12 Кумулятивная функция распределения фракции чистого песка, оцененной в результате анализа 100 реализаций вероятностной инверсии импеданса (красный цвет) согласуется с фракцией чистого песка по скважинным данным. Чистая фракция песка, оцененная в результате детерминистической (синий цвет) инверсии ясно смещена и характеризуется существенной недооценкой чистого песка.

Кумулятивная функция распределения (КФР) чистого песка, вычисленная по 100 реализациям вероятностной инверсии импеданса показана на рис. 12, оценка чистого песка для каждой этих 100 реализаций представлена красной точкой (после сортировка по амплитуде). Чистая фракция песка, вычисленная по этим 100 реализациям, находится в диапазоне от 11.6 % до 15.5% со средним значением для чистого песка примерно на уровне 13.5 %. Это хорошо согласуется с оценкой фракции чистого песка по скважинным данным. Погрешность (смещение) оценке чистого песка по результатам детерминистической сейсмической инверсии полностью ясна при наложении на рис. 12. Заметьте, что *любая* реализация вероятностной инверсии дает более точную оценку фракции чистого песка, чем детерминистическая инверсия.

Еще надо заметить, что кумулятивная функция распределения чистого песка, выведенная по результатам 100 реализаций не особенно гладкая, и это может означать, что 100 реализаций едва ли адекватны в этом случае для оценки величины неопределенности. Это наблюдение согласуется с рекомендациями Samson и др., описанными ранее в 1 части.

Верхняя часть рис. 13 отображает карту мощностей песка P50 для интервала B46 резервуара, рассчитанную по результатам вероятностной сейсмической инверсии. Северо-западный сейсмический профиль показывает положения рассмотренных ранее сейсмических разрезов, проходящих через скважину 8. Интерпретация предлагает наличие B3 продуктивного пояса связанных каналов в южной части карты, возможно с наличием песков разлива. Отдельный тонкий канал, также ориентированный с востока на запад, идентифицирован в северной части карты.

В нижней части рис. 13 результаты интерпретации, сделанной с использованием карты вероятностной

мощности песка P50 по результатам вероятностной сейсмической инверсии, были наложены на карту мощностей песка B46, рассчитанную по результатам детерминистической инверсии. Заметьте: (a) мощные, разрешимые пески, в общем, предсказаны правильно, (b) маломощные пески недооценены и (c) тонкий северный канал не предсказан.

Трехмерное представление элемента объема (см. рис. 14), отображающее другой тип песка в трехмерном объеме, ясно характеризуется разностью в соотношении чистого песка, предсказанного по результатам детерминистической инверсии и по вероятности P50, или большей, вероятностной инверсии.

Моделирование резервуара

Использование детерминистической сейсмической инверсии для получения количественных сейсмических оценок импеданса становится обычным началом моделирования резервуара. Детерминистическая сейсмическая инверсия комбинирует данные по скважинам и сейсмике для создания широкополосной модели импеданса геологической среды. Однако мы всегда должны помнить, что сейсмическое разрешение — в более грубом масштабе, чем размер ячеек большинства моделей резервуара и, таким образом, сейсмика обычно сообщает модели вариаций о средних значениях параметра по некоторой зоне, зонам или части зоны, в зависимости от фактической мощности зоны и сейсмического разрешения.

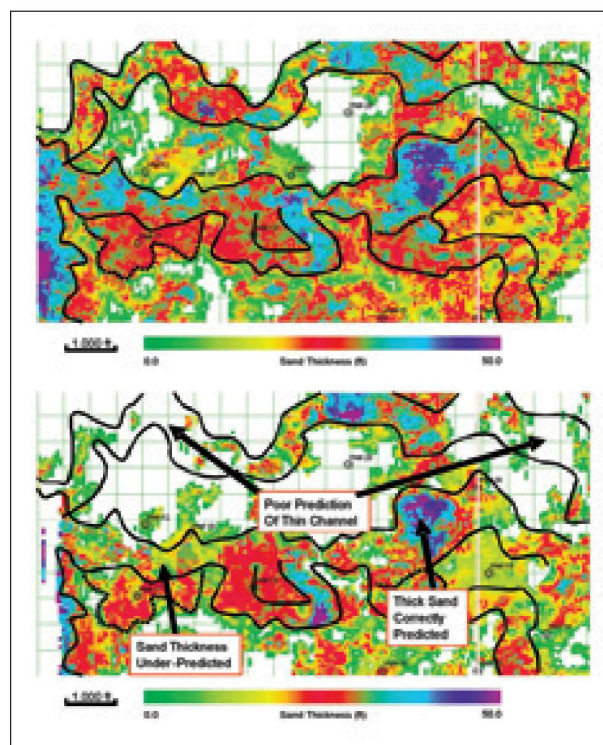


Рис. 13. Верхняя картинка отображает карту мощностей песка B46 для вероятности песка P50 по результатам 100 реализаций вероятностной инверсии. Заметьте тонкий канал, простирающийся с востока на запад, через северную часть карты. Нижняя картинка отображает мощности песка для того же интервала, оцененные по результатам детерминистической инверсии. Заметьте, что повсюду мощность песка недооценена, и неполный прогноз тонкого канала.

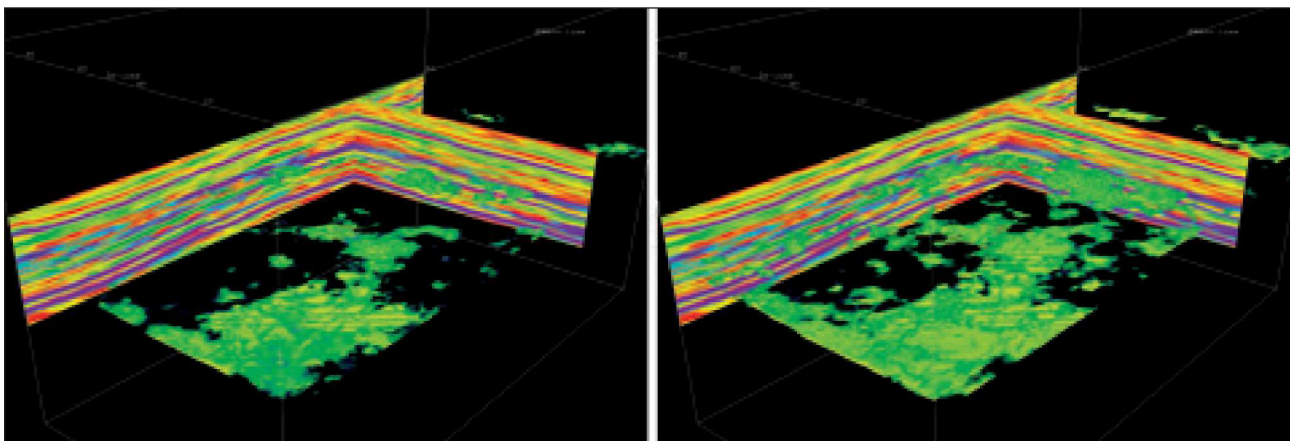


Рис. 14. Трехмерное отображение элемента объема, отображающее песок, предсказанный по результатам детерминистической инверсии (слева) и по вероятности P50 по результатам вероятностной инверсии (справа). Детерминированная инверсия явно недооценивает мощность чистого песка в данном примере.

В вертикальном направлении типичные средние значения мощностей по результатам сейсмической инверсии около 20 м (10-50 м, в зависимости от разрешения). В горизонтальном направлении сейсмические измерения (снова в зависимости от разрешения) в среднем связаны с областью 50х50м. Важно заметить, что сейсмическая частота дискретизации и шаг между трассами не определяют разрешение. Разрешение определено спектром частот и полосой пропускания.

Сейсмические данные ограничены по частоте. В частности они не содержат низкие частоты, и поэтому абсолютные значения импедансов невозможно восстановить прямо по сейсмотрассе. Все алгоритмы инверсии для получения абсолютных значений импедансов требуют наличия низкочастотной модели или ограничения. Низкочастотный скаляр обычно выводится из интерполяции скважинных данных, скоростей суммирования либо из их комбинации. После инверсии низкочастотная модель закладывается в детерминистическую инверсию. Артефакты в низкочастотной модели проявляют себя как эквивалентные артефакты в детерминистической инверсии. Создание условий для модели резервуара, используя этот тип данных эквивалентно созданию условий для карты импеданса по скважинам. По этой причине детерминистические инверсии не должны использоваться для задания условий для модели.

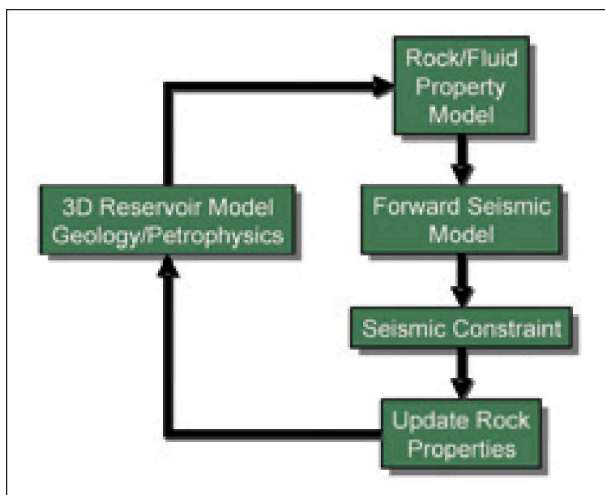


Рис. 15. Идеализированный процесс пластового моделирования для включения полного сейсмического ограничения.

Результат детерминистической инверсии может быть использован для ограничения модели резервуара, если низкочастотная составляющая отфильтрована для устранения влияния скважин из детерминистической инверсии. Влияние скважин будет повторно введено в алгоритме моделирования резервуара. И наоборот, сейсмический атрибут или относительное значение импеданса (типа цветной инверсии) могли бы использоваться.

Идеальная инверсия для ограничения модели резервуара была бы реализацией вероятностной инверсии импеданса. Однако необходимо проявлять осторожность, поскольку некоторые вероятностные алгоритмы инверсии не делают на выходе значение импеданса, а вместо этого дают вероятностные поверхности при P15 или P85 параметров, типа пористости. Они не должны использоваться для ограничения модели резервуара, поскольку они сильно повышают значение неопределенности: вероятностная величина относится к точке, а не к целой поверхности. Вероятность того, чтобы иметь все значения на поверхности при вероятности P15 или P85 практически нулевая. Результативная поверхность при P50 по таким алгоритмам одинаковая.

По нашему мнению идеальной для ограничения модели резервуара с помощью трехмерных сейсмических данных являлась бы модель, полностью совместимая с сейсмическими амплитудами до суммирования. В настоящее время существует несколько подходов, которые направлены на решение этой задачи, включая одномерные вероятностные преобразования, вероятностную сейсмическую инверсию для вычисления импеданса и вероятностные алгоритмы инверсии, основанные на фациях и петрофизических свойствах, где ограничение сейсмике учитывается через физическую модель породы.

Пока мы только рассмотрели моделирование импеданса. Некоторые вероятностные сейсмические алгоритмы инверсии более честолобивы, моделируя породу или тип фации, а также свойства импеданса. Такие методы пытаются сдвинуть вероятностный алгоритм сейсмической инверсии поближе к процессу моделирования резервуара, создавая модель фаций и свойств пласта, которая зависит от сейсмике. Это еще более сложное внедрение, требующее дополнительного шага моделирования фаций, а также преобразования петрофизических свойств для преобразования свойств пласта, таких как пористость и насыщение, для оценки импеданса до создания условий для сейсмике.

Одним из вариантов повышения эффективности вычислений — игнорирование пространственного ограничения и проведение только одномерного моделирования. Это позволяет исследовать неопределенности свойств пород более подробно и ускоряет вычисления, однако результаты такого подхода не содержат пространственную информацию, поэтому результаты должны использоваться так же, как результаты детерминистической инверсии, хотя здесь более точная оценка неопределенности.

Запатентованный метод Promise, разработанный в Shell, часто используется таким способом, хотя он также имеет возможность трехмерного пространственного ограничения. Свободно распространяющийся алгоритм, основанный на том же подходе, доступен под названием Delivery (см. Gunning и Glinsky, 2004),

Идеальной целью вероятностной сейсмической инверсии, частично осуществленной подходами фаций и свойств пород, такими как Promise и Delivery, является создание вероятностной модели резервуара, для которой свертка физической модели среды и волнового пакета согласуется с трехмерными сейсмическими данными. Идеальный процесс приведен на рис. 15. Множество попыток было сделано для реализации такого графа с вероятностной сейсмической инверсией. Передовой вид модели несложен, в отличие от обновления модели резервуара. Основанные на фациях вероятностные алгоритмы сейсмической инверсии пытаются заместить текущие шаги моделирования резервуара, и это может дать увеличить количество проблем совместимости при попытке включения этих результатов в существующие алгоритмы моделирования резервуара.

Другая сложность — объединение различных пространственных ограничений в геометрию фации. Пространственное соотношение, определенное вариограммой может быть реализовано, но вариограмма — двухточечный статистический критерий. Также он не может описать сложные конфигурации, связанные с геологическими фациями, типа каналов и баров. Это ограничение является причиной того, что модели резервуара, таких конфигураций, часто строятся с использованием объектных моделей. Объектные модели очень трудно ограничить в пределах сейсмических объемов.

Текущие алгоритмы моделирования резервуара для включения данных сейсмического импеданса в общем случае не учитывают изменение масштаба между размерами ячеек модели резервуара и пределами разрешения алгоритмов сейсмической инверсии. Это особенно проблема детерминистической инверсии, где гладкий результативный импеданс может простираться по множеству слоев или зон в пределах модели. Создание условий прямо для этого типа данных по импедансу, без учета изменений масштаба (известен как эффект основания в геостатистике), — существенное ограничение текущих алгоритмов моделирования резервуара. Вероятностная сейсмическая инверсия в импедансы с использованием большой частоты дискретизации, близкой к размеру ячейки модели резервуара, а затем создание условий для последующих реализаций моделирования резервуара с различными вариантами вероятностной инверсии — в настоящее время является самым практическим подходом

Заключение

Цель любой процедуры оценки состоит в том, чтобы предсказать значение атрибута в неисследованной точке.

Картирование и сейсмическая инверсия являются процедурами оценки. Все процедуры оценки получают точность в результате осреднения или сглаживания на основе критерия минимизации ошибки, типа наименьших квадратов. Методы, основанные на минимизации, обычно называются «детерминистическими».

Результат детерминистической сейсмической инверсии — относительно гладкая (или массивная) оценка среднего значения импеданса. Детерминистическая сейсмическая инверсия страдает от множества ограничений. Они возникают из-за ограничения спектра частот сейсмических данных. Пропускаемые низкие частоты содержат важную информацию об абсолютных значениях импеданса. Это означает, что невозможно восстановление абсолютных значений импеданса по сейсмотрассе. Отсутствие высоких частот означает, что в лучшем случае мы можем оценить локальное (массивное или гладкое) среднее значение импеданса.

Из-за своей гладкости, детерминистическая инверсия вообще неудовлетворительная для ограничения модели резервуара, используемой для объемных вычислений, оценки связности, или моделирования потока флюида. Детерминистическая сейсмическая инверсия выполняется лучшим образом когда:

- (a) геологическая система состоит из относительно мощных слоев (то есть с небольшой вертикальной вариацией импеданса пределах каждого слоя)
- (b) стратиграфическая слоистость является конформной, с медленным боковым изменением мощности
- (c) латеральная вариация импеданса в пределах слоя не меняется, что означает, что нет значительной тенденции вариации импеданса.

Отсутствующая информация, которая заставляет нас сглаживать оценку — неопределенность в оценке. Неопределенность растет из-за ограничения полосы частот наших измерений (например, сейсмических данных) и неудовлетворительной дискретизации (например, межскважинного пространства).

При геостатистическом моделировании отсутствующая изменчивость моделируется, используя метод Монте-Карло, основанный на генераторе случайных чисел. Для пространственной задачи, типа вероятностной сейсмической инверсии, отсутствие изменчивости должно быть прибавлено систематически, в соответствии с пространственной функцией корреляции данных.

Среднее значение всех возможных уникальных значений вероятностной оценки импеданса — детерминистическая сейсмическая инверсия. Вероятностная сейсмическая инверсия производит набор возможных значений импеданса, которые являются достоверными геостатистическими моделями. Достоверное геостатистическое моделирование должно (a) зависеть от измеренных нами точек данных; (b) воспроизводить гистограмму данных; и (c) согласовываться с пространственной функцией корреляции, типа вариограммы.

Анализ множества значений импедансов, вычисленных по результатам вероятностной сейсмической инверсии, позволяет делать более точную оценку объема, связности и неопределенности, чем это возможно при использовании детерминистической инверсии. Вероятностная сейсмическая инверсия может быть запущена на любой требуемой выходной частоте дискретизации. Заметьте, что это не подразумевает, что вероятностный подход характеризуется более высоким

разрешением, поскольку разрешение связано со спектром частот и шириной полосы частот сейсмических данных.

Наконец, необходимо отметить, что текущие алгоритмы моделирования резервуара, работающие с данными сейсмического импеданса, в общем случае не способны учитывать изменение масштаба между размером ячеек модели резервуара и ограничениями разрешения алгоритмов сейсмической инверсии.

Ссылки на литературу

- Doyen, P.M. [1988] Porosity from seismic data: a geostatistical approach. *Geophysics*, 53, 10, 1263-1275.
- Galli, A. and Menuier, G. [1987], Study of a gas reservoir using the external drift method. In Matheron, G. and Armstrong, M. (Eds) *Geostatistical Case Studies*. Reidel Publishing Company.
- Gunning, J. and Glinsky, M.E. [2004] Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program. *Computers and Geosciences*, 30, 6, 619-636.
- Haas, A. and Dubrule, O. [1994] Geostatistical inversion - a sequential method of stochastic reservoir modelling constrained by seismic data. *First Break*, 12, 11, 561-569.
- Levey, R.A., Hardage, R.A., Edson, R., and Pedleton, V. [1994] 3D seismic and well log data set: Fluvial Reservoir Systems, Stratton Field, South Texas. Bureau of Economic Geology, University of Texas, Austin, USA.
- Oldenburg, D.W., Scheuer, T., and Levy, S. [1983] Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. *Geophysics*, 48, 10, 1318-1337.
- Samson, P., Dubrule, O. and Euler, N., 1996, Quantifying the impact of structural uncertainties on gross-rock volume estimates. *SPE 35535*
- Scola, V. and Ruffo, P., 1992, An application of geostatistical simulation to probability estimation of prospect geometry. Abstract B031 in proceedings of 54th EAEG, Paris.