

Анализ атрибутов AVO и определение коллекторских свойств продуктивной толщи по данным сейсморазведки (AVO attribute analysis and seismic reservoir characterization)

Статья написана Paul Veeken (*Geops, 22 Rue Colonel Fabien M4, Antony 92160, France*) и **Marianne Rauch-Davies** (*KJT enterprises - 6420 Richmond Avenue S-610, Houston, Texas 77057, USA pveeken@hotmail.com*)

Введение

Эта статья содержит некоторые фундаментальные понятия, связанные с графом обработки данных AVO и с вычислением сейсмических атрибутов по данным до суммирования. Сейсмическое моделирование позволяет лучше понимать сейсмический отклик. Это помогает при прогнозировании коллекторских свойств отложений и создает дополнительный источник информации наряду с контрольными скважинами. Достоверная оценка петрофизических параметров необходима в качестве входных данных при решении таких задач. Эти петрофизические оценки являются неотъемлемой частью более совершенного прогноза коллекторских свойств продуктивной толщи и процесса моделирования.

Сначала, в статье приведены основы метода AVO, а также дается понятие о различных атрибутах до суммирования. Далее, обсуждается упругая постановка задачи, и, наконец, демонстрируются преимущества сейсмического моделирования совместно с мульти дисциплинарным исследованием пласта-коллектора.

Основы метода AVO (зависимость амплитуды отражения от удаления)

Амплитуда сейсмических отражений изменяется в зависимости от выноса (удаления приемника от источника), как следствие изменения угла падения луча. Сейсмограмма общей глубинной точки (ОГТ) (Рис. 1а) демонстрирует это изменение на различных трассах. На Рис. 1б показаны изменения сейсмического отклика, когда в водонасыщенном коллекторе соленая вода замещается нефтью или газом. Синтетические сейсмограммы вычислены при нормальном падении и при падении луча с нулевым выносом. Нефтегазонасыщенность установлена на уровень 80 % (Robinson и др., 2005). В обоих случаях наполнения коллектора углеводородами происходит повышение яркости отражения по сравнению с данными коллектора, заполненного минерализованным водным раствором. Песчаники имеют более низкую акустическую жесткость (акустический импеданс, AI) чем вмещающие коллектор глины. Повышенная контрастность отражения видна не только на отражении от кровли коллектора – тенденция увеличения контрастности наблюдается также и на остальных отражениях ниже кровли. На Рис. 2 показано положительное отражение от границы газ/песчаник, интенсивность которого уменьшается с увеличением выноса, в то время как отрицательный коэффициент отражения водонасыщенного коллектора, расположенного сверху по разрезу, изменяется в меньшей степени. Полярность данных соответствует отражению акустической жесткости с глубиной соответствует отражению на сейсмических трассах. Два выделенных коллектора имеют

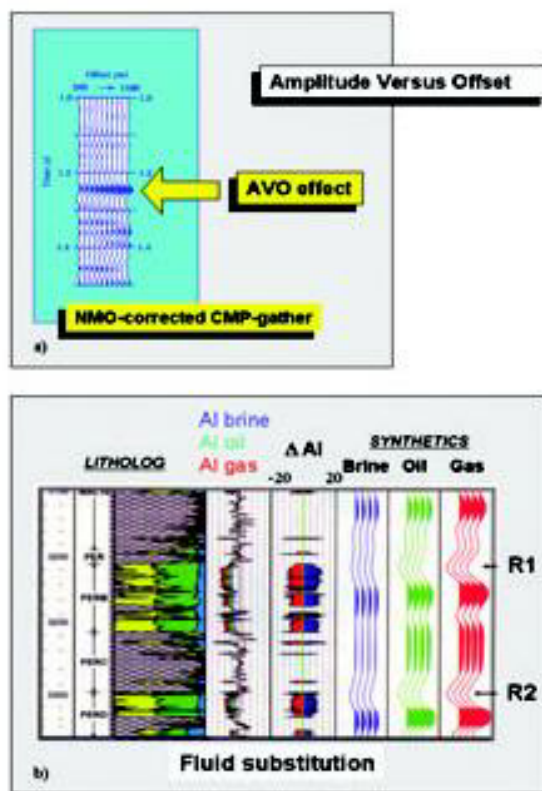


Рис. 1. (а) Отклик AVO на примере сейсмограммы ОГТ. Амплитудные изменения в зависимости от выноса ясно видны (изменено согласно Yilmaz, 2001), **(б)** Здесь показан эффект замещения флюида на сейсмическом отклике, полученном от Плиоценового озерного коллектора с месторождения Chirag на юге Каспийского моря. Были рассчитаны синтетические сейсмограммы с использованием уравнения Гассмана. Заметьте, что изменяются амплитуды отражений, как с кровли коллектора, так и с нижних его частей. Поэтому анализ данных в окне может помочь при разделении коллекторов на водонасыщенные и насыщенные углеводородами. Верхний коллектор соответствует минимуму на синтетической трассе. Сейсмотрассы отображены с положительной полярностью, при которой уменьшение акустической жесткости сопровождается появлением отрицательного минимума. Песчаник коллектора обладает меньшей акустической жесткостью, чем вышележащие глины (Robinson и др., 2005).

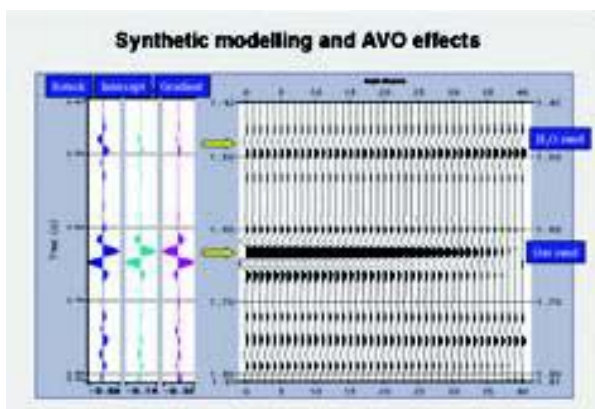


Рис. 2. Эффект AVO на синтетической сейсмограмме ОГТ, вызванный наличием газа в песчанике коллектора. Значение амплитуды на ближних выносах отличается от значения амплитуды на дальних выносах. Обратите внимание на разность амплитудных откликов в водонасыщенном коллекторе, расположенном выше по разрезу. Изменение петрофизических характеристик вмещающей глинистой толщи с глубиной и диагенез – это лишь некоторые причины возникновения различных откликов. Если бы газ был замещен водой в той же самой части коллектора, то главное изменение произошло бы на нулевом выносе в коэффициенте отражения R_0 , тогда как градиент амплитуд не обязательно сильно изменился бы.

отличия в петрофизических свойствах, а геологическое строение вмещающей их толщи (уплотнение/литология) изменяется с глубиной. Хотя этот вид амплитудной вариации хорошо виден на сейсмограммах ОСТ до суммирования, в прошлом, он несколько игнорировался интерпретаторами, потому что они в первую очередь работают с суммированным набором данных миграции.

В настоящее время постоянно проводятся исследования с целью анализа закона изменения амплитуды отражений от выноса (исследования по методу AVO). Этот тип данных содержит в себе подробную информацию о типе флюида, заполняющего поры коллектора (например Ostrander 1984; Castagna и Backus 1993; Chiburis и др., 1993; Hilterman 2001; Veeken и др., 2002; Da Silva и др., 2004a). В конечном счете, это приведет к более эффективному извлечению углеводородов с существенно повышенными коэффициентами нефтеотдачи (Рис. 3).

Амплитудный режим лучей с различными траекториями также изменяется в зависимости от типа флюида, заполняющего поры, и литологии. Водонасыщенные коллекторы часто демонстрируют вариации амплитуды с изменением выноса, которые отличаются от амплитудных вариаций тех же коллекторов, но заполненных углеводородами. Изменение коэффициента отражения на нулевом выносе R_0 , или интерсепт (intercept), является самым главным диагностическим признаком. Сейсмический отклик зависит от геологии вмещающей толщи, флюида, заполняющего поры коллектора и эффектов интерференции. Он также изменяется с глубиной и отличается в разных частях мира. Детальное изучение разностей сейсмических разрезов до суммирования может выявить причины изменчивости амплитуды отражений на ближних и дальних выносах (Рис. 4). Сейсмический отклик от газонасыщенного песчаника отличается от отклика, полученного от песчаника, заполненного минерализованным водным раствором, в том же самом коллекторе при сходных условиях. В такой ситуации геология вмещающих пород, вероятно, та же самая, а поэтому она имеет небольшое влияние на наблюдаемое аномальное изменение амплитуд сейсмических отражений. Явное

изменение коэффициента отражения на нулевом выносе – вероятно, самое замечательное явление. Изменения амплитуды в зависимости от выноса могут наблюдаться как в коллекторах, заполненных углеводородами, так и водонасыщенных коллекторах; в этом случае интерсепт может содержать крайне важную информацию о типе флюида, заполняющего поры коллектора.

Явление AVO представляет собой потенциально мощный инструмент для более четкого разделения водонасыщенных коллекторов, и коллекторов, насыщенных углеводородами. Однако этот подход означает возврат в область до суммирования. В этом случае необходимо обеспечить тот факт, что данные на отдельных сейсмограммах ОГТ были получены от примерно одного и того же места под земной поверхностью. В общем случае это достигается правильным применением процедур миграции входного набора данных (временная миграция до суммирования, Da Silva и др., 2004b). Осторожная предварительная подготовка данных является основной задачей при проведении количественной интерпретации (Veeken и Da Silva, 2004).

Коэффициенты отражения на различных выносах

Для быстрого анализа, обычно вычисляются коэффициенты отражения на различных выносах и углах падения лучей. Правильной процедурой является использование полной системы уравнений Цеппритца (Zoeppritz, 1919), но она является весьма громоздкой для решения (Рис. 5). В результате решения этой системы уравнений можно найти зависимость амплитуды отражений от угла, вплоть до критического угла, так как эти уравнения не учитывают энергию головной волны (Sheriff, 2002). При написании этих уравнений предполагается непрерывность напряжения и смещения частиц на поверхности раздела сред (поверхности отражения).

Aki и Richards (1980) дали более удобное матричное описание уравнений Цеппритца и они дали следующую формулу:

$$R_p = 0.5(1 - 4p^2V_p^2)(\Delta\rho/\rho_a) + (1/2\cos^2\theta)(\Delta V_p/V_p - 4(p^2V_p^2)(\Delta V_s/V_s)) \quad (1)$$

где $\rho_a = (\rho_1 + \rho_2)/2$, $\Delta V_p = (V_{p2} - V_{p1})$ и $p = \sin\theta_1/V_{p1} = \sin\theta_2/V_{p2}$. Параметр p также известен как лучевой параметр в законе Снеллиуса. Индекс a указывает на усредненное значение параметра. V_p - интервальная скорость продольной волны, а V_s скорость распространения поперечной волны в м/с. Плотность обозначена как ρ и выражается в г/см³.

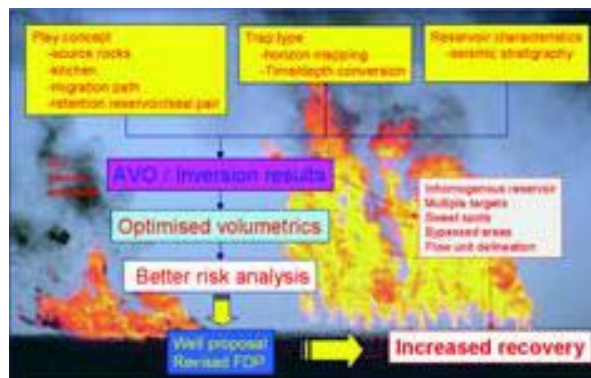


Рис. 3. Выгоды анализа сейсмических атрибутов при извлечении углеводородов. Эффективность и количество извлеченных запасов возрастает, в то время как риск бурения уменьшается. На ранней стадии появляется лучшее понимание ситуации, и ставятся множественные цели.

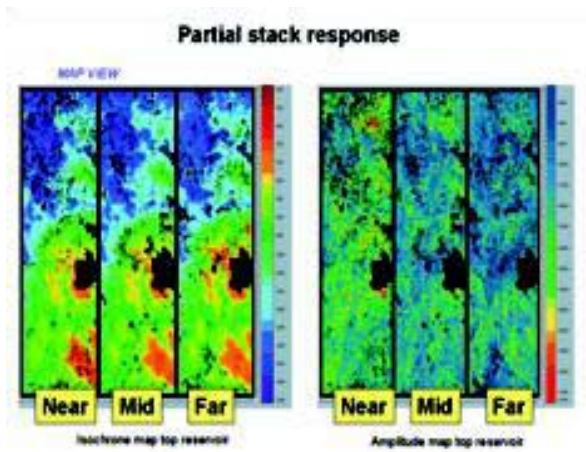


Рис. 4. Карты частичных сумм, на которых показаны изохроны и значения амплитуд отражения с кровли коллектора. Различия между частичными суммами указывают на наличие явлений AVO, но важно определить причину их возникновения. Малые различия карт изохрон связаны с остаточными кинематическими поправками. Амплитуда трасс на ближних выносах немного превосходит амплитуду отражения трасс на дальних выносах. Для ответа на вопрос – связано ли это с изменением типа порового флюида, необходимо провести дальнейший анализ данных. Нептичная картина AVO здесь также связана с выше лежащей толщей глин (благодарность за предоставление данных компании TotalFinaElf).

Число в скобках при коэффициенте отражения R обозначает конкретный угол падения θ . $R(0)$ – амплитуда отражения при нормальном падении (нулевом выносе). Shuey (1985) предложил полиномиальное приближение для коэффициента отражения, которое является точным для углов падения до 35° , используя коэффициент Пуассона σ :

$$R_{(\theta)} = R_{(0)} + \left[R_{(0)} V_0 + \Delta\sigma / (1 - (\sigma_1 - \sigma_2)^2) \right] \sin^2 \theta + 0.5 \left[(\Delta V_p / V_p) (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right] \quad (2)$$

где

$$V_0 = A_0 - 2(1 + A_0) \left[(1 - 2(\sigma_1 + \sigma_2)) / (1 - (\sigma_1 + \sigma_2)) \right] \\ A_0 = (\Delta V_p / V_p) / (\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho)$$

Коэффициент Пуассона определен как соотношение величины поперечного сжатия к величине продольного расширения при растяжении стержня (Sheriff, 2002). Формула Shuey часто записывается в упрощенном виде:

$$R_{(\theta)} = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3)$$

Формула может быть записана в другом виде, предполагая что $(\sigma_1 + \sigma_2) / 2 = 0.33$ ($\rightarrow V_0 = 1$) и $V_p / V_s = 2$. В этом случае, старшими членами можно пренебречь, при ограничении угла падения $\theta < 30^\circ$. Тогда получается следующее:

$$R_{(\theta)} = R_{(0)} + \left[2.25(\sigma_2 - \sigma_1) - R_{(0)} \right] \sin^2 \theta = R_{(0)} + G \sin^2 \theta \quad (4)$$

где $R_{(0)}$ обозначает амплитуду продольной волны или зависимость коэффициента отражения от угла падения θ ; $R_{(0)}$

Zoeppritz equations describing reflection amplitudes

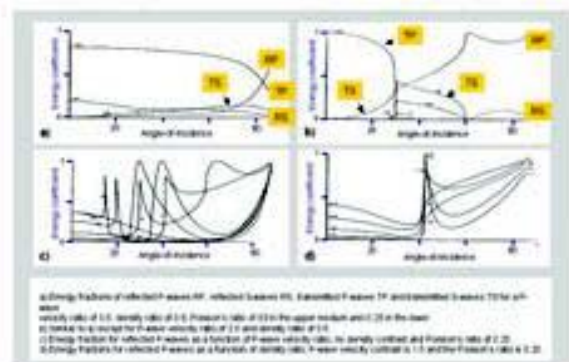


Рис. 5. Уравнения Цеппритца для вычисления амплитуды лучей с различной траекторией в слоистой среде. В этом подходе энергия головной волны не учитывается и поэтому значения амплитуд верны только до критического угла (изменено по Sheriff, 2002). обозначает амплитуду продольной волны при $\theta = 0$ (нулевой вынос), также известную как интерсепт I, а G обозначает градиент (или тангенс угла наклона) линии, которая аппроксимирует значения коэффициента отражения при различных выносах в системе координат G и $\sin^2 \theta$. Положительный градиент означает, что амплитуда увеличивается с увеличением выноса.

Согласно Hilterman (2001), формула Shuey может быть записана в еще более простом виде:

$$R_{(\theta)} = R_{(0)} \cos^2 \theta + PR \sin^2 \theta \quad (5)$$

где PR обозначает коэффициент отражения Пуассона. Коэффициент отражения Пуассона определяется как

$$PR = (\sigma_2 - \sigma_1) / (1 - ((\sigma_1 + \sigma_2) / 2)) \quad (6)$$

где σ^1 и σ^2 – коэффициенты Пуассона в средах 1 и 2 соответственно. Данное значение PR приблизительно равно $4R_{(30)} - 3R_{(0)}$. На кроссплоте с системой осей $0.5 \ln(AI)$ и коэффициент Пуассона, точки по литологии образуют линейный тренд с угловым коэффициентом $R_{(0)} / PR$.

Обычно для каждого куба данных, полученных на постоянном выносе, рассчитывается и изучается коэффициент отражения на каждом дискрете времени.

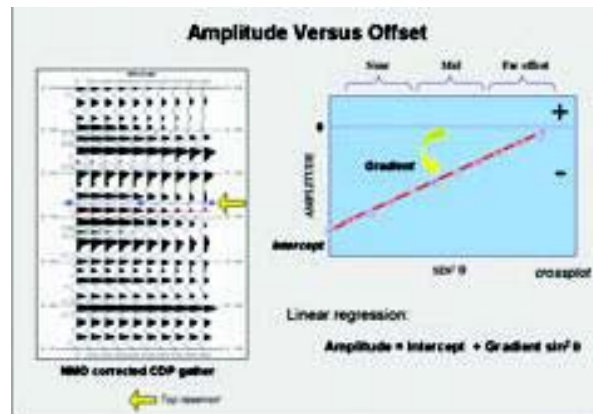


Рис. 6. Атрибуты AVO, вычисленные по кроссплоту амплитуды в зависимости от $\sin^2 \theta$. Линия регрессии дает интерсепт I (точка пересечения линии регрессии с осью Y) и градиент G (угловой коэффициент линии регрессии), которые определяют скорость изменения амплитуды от выноса.

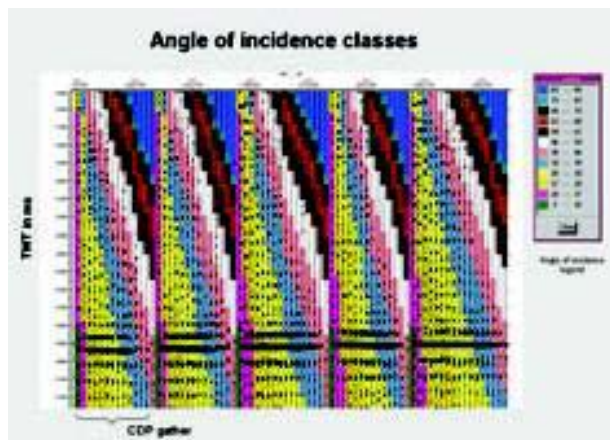


Рис. 7. Сейсмограммы ОСТ в различных цветах, которые обозначают различные диапазоны углов падения. Простая двумерная трассировка лучей часто используется для преобразования выносов в углы падения.

Сейсмограмма общей срединной точки (CMP) исследуется на предмет изучения изменения амплитуды отражений в зависимости от выноса. Анализ линейной регрессии выполняется для вычисления интерсепта (точки пересечения линии регрессии с осью амплитуд, R_0) и градиента (углового коэффициента линии регрессии) по кроссплоту в координатах амплитуда и $\sin^2\theta$, где θ - угол падения. Физическая сущность AVO атрибутов I и G показана на Рис. 6. Эта методика расчета предполагает перевод данных из области выносов в область «амплитуды в зависимости от угла падения». Обычно это делается посредством простой двумерной трассировки лучей с применением закона Снеллиуса на поверхностях раздела и с использованием сглаженной модели интервальных скоростей из процедуры NMO (Рис. 7). Вычисление атрибута по трем точкам, по ближнему, среднему и дальнему выносу обычно является разумным и экономически оправданным (Rauch-Davies и Portniaguine, 2004). Теоретический отклик от кровли и подошвы коллектора показан на Рис. 8. Разность значений коэффициента Пуассона вдоль поверхности раздела приведет к различным эффектам на суммированном разрезе (повышение или понижение яркости отражения). Cambois (2000a) продемонстрировал, что процедуры обработки могут неблагоприятно влиять на коэффициент Пуассона, что следует из основ сейсморазведки на продольных волнах. Жесткий контроль качества конечно желателен. Такие процедуры обработки как восстановление амплитуд, регулировка усиления, растяжение сейсмических сигналов после ввода кинематических поправок и введение остаточных кинематических поправок создают дополнительные неопределенности при определении коэффициента Пуассона (Cambois 2000b). От их негативного влияния трудно избавиться впоследствии (Рис. 9).

Анализ атрибутов AVO

Для AVO анализа стандартной процедурой является расчет атрибута $I \cdot G$ (интерсепт*градиент), который равен простому произведению двух фундаментальных атрибутов AVO. Результаты часто представляются в виде «разрезов произведения», которые позволяют проводить удобный контроль изменения характеристик. Также рассчитывается фактор (коэффициент) флюида (FF) (Рис. 10). Атрибут FF может быть получен несколькими способами:

(a) Метод кроссплота I - G

Атрибут основан на весовой функции, которая помещает значения I и G в одинаковые диапазоны значений. После чего эти значения наносятся на кроссплот и в этой новой системе

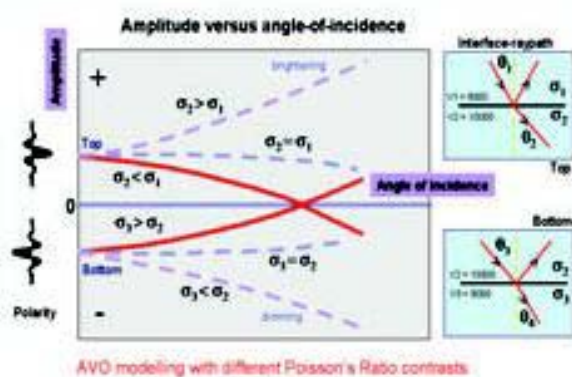


Рис. 8. Отклик AVO от кровли и подошвы гипотетической структурной литологической единицы. Коэффициент Пуассона σ равен отношению величины поперечного сжатия к величине продольного расширения, и это управляет эффектом AVO.

координат (I - G) по так называемой линии «влажной породы» находятся различия в отражательных характеристиках (Рис. 11). Линия влажной породы представляет собой эквивалент литологического тренда или линии глинистых пород, по словам других авторов. Разность расстояний отдельных точек по линии влажной породы - это фактор флюида. Линия влажной породы представляет собой центральную линию регрессии по облаку точек данных (Foster и др., 1993; Ross, 2000; Veeken и др., 2002). Точки, соответствующие газонасыщенному коллектору, располагаются значительно дальше от этой линии. График имеет типичную форму бабочки: множество точек расположено вдоль центральной линии тренда и два облака точек расположено симметрично по обе стороны от неё.

(b) Метод кроссплота V_P - V_S

На графике в координатах V_P - V_S , определяется линия гли и вычисляется остаточная ошибка в смысле наименьших квадратов, которая и является мерой флюид-фактора (Smith и Gidlow 1987; Smith и Sutherland 1996). Это дается в виде:

$$FF = -1.16 R_P (V_P / V_S) R_S \quad (7)$$

где R_P является коэффициентом отражения продольной волны, а R_S является коэффициентом отражения поперечной волны. Также возможно использование локального или фиксированного углового коэффициента для линии глинистой, о чем сделал вывод Castagna и др. (1985):

$$V_P = 1.16 V_S + 1360 \text{ м/с} \quad (8)$$

R_P изменяется с углом падения. Линейная регрессия на кроссплоте AVO в координатах ($R_P - \sin^2\theta$) дает значение R_P при $\theta = 0$, а это, как известно, и есть интерсепт. Когда $V_P/V_S = 2$, тогда для угла падения 0° справедлива следующая двухчленная аппроксимация (Russell и др., 2003):

$$R_P = \text{интерсепт} \\ R_S = (\text{интерсепт} - \text{градиент}) / 2 \quad (9)$$

Как уже было сказано, атрибуты AVO вычисляются для каждого дискрета времени на каждой сейсмической трассе из сглаженной сейсмограммы ОГТ. Кубы сейсмических атрибутов до суммирования создаются именно таким образом. Эти кубы тщательно исследуются на предмет аномалий, которые могут характеризовать насыщенные углеводородом коллекторы. Правильная интерпретация кубов AVO атрибутов - сама по себе целое искусство.

Классификация коллекторов по признакам AVO

Rutherford и Williams (1989) дали классификацию коллекторов, основанную на изменении характера амплитуд отражения от кровли коллектора как функции выноса. Castagna и Swan (1997) дополнили схему дополнительным четвертым классом коллектора (Рис. 12):

- Класс 1. Большое положительное значение R_0 , выдержанное по разрезу (уменьшение контрастности отражения на суммированном разрезе).
- Класс 2. Малое положительное значение R_0 , которое переходит в отрицательную область, начиная с некоторого выноса (уменьшение/увеличение контрастности отражения на суммированном разрезе и смена полярности сигнала).
- Класс 3. Отрицательное значение R_0 , сохраняющее тенденцию к уменьшению (повышение контрастности отражения на суммированном разрезе)
- Класс 4. Отрицательная амплитуда, уменьшающаяся с выносом.

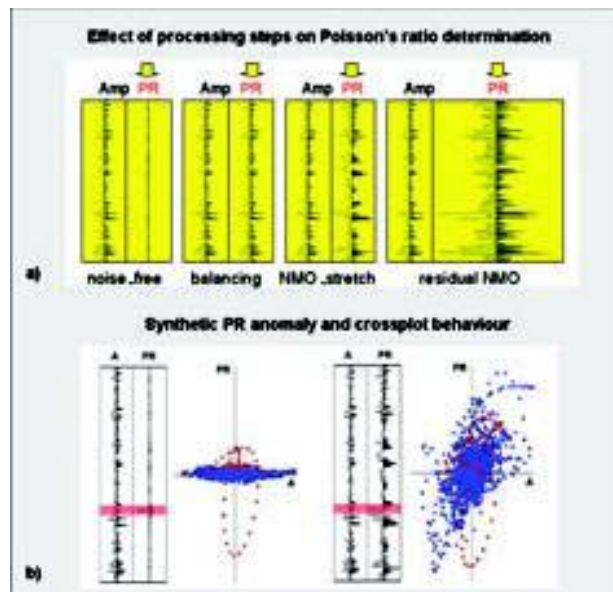


Рис. 9. (a) Предварительная подготовка данных - важный шаг перед началом изучения характеристик коллектора. Стандартные процедуры обработки могут привести к значительным изменениям коэффициента Пуассона, что показано в работе Catbois (2000b). Впоследствии будет очень трудно определить истинную величину изменения коэффициента Пуассона для данного типа сейсмических данных. (b) Введение синтетической аномалии PR в свободный от шумов набор сейсмических данных. Аномалия выделяется на кроссплоте. В результате растяжения сейсмических сигналов после ввода кинематических поправок и добавления шума, красные точки смешиваются с фоном на соответствующем кроссплоте, что делает обнаружение первоначальной аномалии коэффициента Пуассона очень трудной задачей.

Исторически угол падения ограничивался 45° потому что на больших выносах переставала работать аппроксимация уравнений Цеппритца (Sheriff, 2002). Главным критерием различия в предложенной схеме является взаимоотношение кровли коллектора с вышележащей литологической толщей и изменения сейсмического отклика от кровли коллектора. Недостаток этой системы состоит в том, что данная классификация зависит от диапазона дальних выносов, который изменяется от съемки к съемке. Данные все более дальних выносов в наше время получают практически всегда, и, следовательно, ранее названный Класс 1 может внезапно стать Классом 2, по мере того, как будут видны отрицательные значения на дальних выносах на сейсмических данных.

Давайте более подробно проанализируем амплитудный режим Класса 3 в случае газонасыщенного песчаника. Кровля газонасыщенного песчаника из Класса 3 характеризуется положительным значением произведения I^*G (отрицательный градиент и отрицательный интерсепт) и его подошва также характеризуется положительным значением ранее названного атрибута (положительный градиент, положительный интерсепт). Значение FF (вычисленное по I и G) отрицательно на кровле и положительно на подошве газонасыщенного коллектора. Разрезы кубов двух данных AVO атрибутов исследуются на наличие двойных аномалий. Для быстрого обнаружения аномалий, удобно отображать на разрезах времени двойного пробега атрибут I^*G по методу переменной плотности цвета, а значения FF накладывать в виде сейсмических трасс, построенных по методу отклонений. Это сделано на

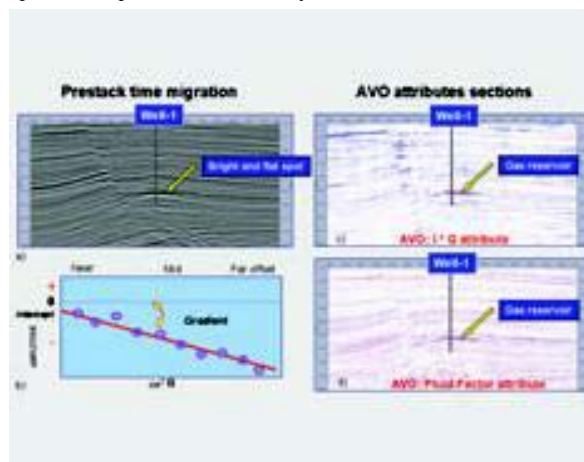


Рис. 10 (a) Разрез амплитуд с явным пятном, вызванным газонасыщенностью коллектора. Это также соответствует явным аномалиям атрибутов I^*G и AVO FF, как показано на двух рисунках далее по тексту (благодарность за данные компании Petrex). (b) кроссплот (амплитуда- $\sin^2\theta$) и линия регрессии, определяющая интерсепт и градиент: амплитуда = интерсепт + градиент * $\sin^2\theta$. (c) Атрибут I^*G , вычисленный по кроссплоту (амплитуда- $\sin^2\theta$). Интерсепт I, или R_0 , представляет собой предельное значение амплитуды отражения при нулевом угле падения. Градиент представляет собой угловой коэффициент линии регрессии значений амплитуды отражений различных углов падения. (d) Фактор флюида (FF) представляет собой атрибут в виде весовой функции для атрибутов интерсепта и градиента. Линия 'влажной породы' строится на кроссплоте (см. Рис. 11), и расстояние от отдельных точек до этой линии дает меру фактора флюида.

так называемой диаграмме Nacho (Рис. 13).

Следующий логарифмический атрибут (индикатор газа, GI) рекомендуется использовать для обнаружения газа в песчаниках Класа 2:

$$GI = \text{intercept} * (\ln(\text{abs}G)) \quad (10)$$

Этот атрибут был собственно разработан для области Мексиканского залива; его повсеместное применение требует локальной нивелировки (Рис. 14).

Для разделения газонасыщенных песчаников Класа 2, Verm и Hiltermann (1995) предложили использовать уравнение Shuey в предположении, что $V_p/V_s = 2$ (членами более высокого порядка можно пренебречь) и $\sigma = 0.33$. Это дает следующее:

$$R_{\theta} = R_0 + ((9/4) * \Delta\sigma) - R_0 \sin^2 \theta \quad (11)$$

Признаки AVO эффектов и двойные аномалии атрибутов						
		I	G	I*G	FF	GI
Коллектор Класа 3	кровля	—	—	+	—	
	подошва	+	+	+	+	
Коллектор Класа 2	кровля	+	—	—		+
	подошва	+	+	+		+

После чего они рассмотрели кроссплот коэффициента отражения Пуассона (или PR) и нормального коэффициента отражения (R_0), чтобы разделить аномалии, вызванные песчаниками Класа 2.

Относительно песчаников Класа 1 и Класа 4 известно не очень много. Явление AVO зависит от сочетания петрофизических свойств перекрывающих отложений и от породы, из которой сложен коллектор (V_p , V_s и I). Контраст акустической жесткости на кровле коллектора является крайне важным параметром. Прямая полярность означает, что увеличение акустической жесткости дает положительный максимум на сейсмических данных. Клас 1 характеризуется сейсмическим откликом с относительно большим положительным интерсептом и уменьшением амплитуды отражений с выносом (отрицательное значение G). Это часто связывается с сильно уплотненными коллекторами и/или с коллекторами с высокоскоростным/очень плотным цементом (сравни с Odegaard и Avseth, 2004; Roden и др., 2005).

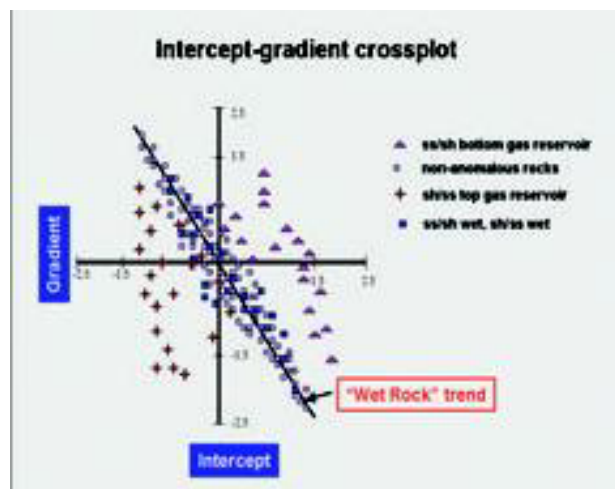


Рис. 11. Кроссплот интерсепта и градиента. Масштаб оси был изменен таким образом, чтобы приблизить значения одно атрибута к значениям другого. Линия регрессии называется линией 'влажной породы', а расстояние до этой линии определяет значение фактора флюида. Форма облака точек, при наличии углеводородов, обычно напоминает контур бабочки (положительные и отрицательные значения располагаются вне основного тренда).

В любом случае контраст акустической жесткости является очень важным фактором, что может также играть роль в случае, когда перекрывающая толща обладает низкой скоростью и плотностью. Хотя большинство авторов отнесло бы к этому типу AVO отклика и глубокозалегающие уплотненные коллекторы, что, соответственно, говорило бы об их относительно большом геологическом возрасте, коллекторы Класа 1 могут располагаться на любой глубине.

Отклик AVO Класа 1 был описан для Третичных отложений в береговой части дельты Нила в Египте (Marten и др., 2004). О повышенной контрастности отражения от газонасыщенных Плиоценовых коллекторов из Класа 1 на меторождении Н'ару в береговой зоне Египта, сообщил Wigger и др., (1997). Целостность покрывки - признак, который часто игнорируется при анализе проявления газонасыщенного коллектора в сейсмических данных. Идеальная покрывка почти никогда не встречается, и поэтому будет происходить процесс высвобождения углеводородов из коллектора. Это приведет к изменению петрофизических свойств верхней покрывки, расположенной прямо над коллектором. Это явление может привести к неожиданным эффектам AVO и к повышению контрастности отражения от коллектора Класа 1, когда он насыщен газом. Важно проверить полярность набора данных перед тем, как делать любые выводы об AVO классе рассматриваемого коллектора. Надежная привязка сейсмических данных к скважинным данным, в этом отношении, конечно очень рекомендуется.

Клас 4 характеризуется большой отрицательной акустической жесткостью, которая мало изменяется с выносом. Это может ассоциироваться с неглубоко залегающими разуплотненными песчаниками. В этом случае, уменьшение отрицательной амплитуды с выносом, при наличии газа в коллекторе, может быть частично вызвано вышеупомянутой проблемой целостности покрывки коллектора. Вышеуказанные высокоскоростные отложения (глина/алевролит или карбонатные породы) могут обладать значением V_s большим, чем скорость поперечных волн в коллекторе (Roden и др., 2005). Понижение скорости распространения продольных волн на

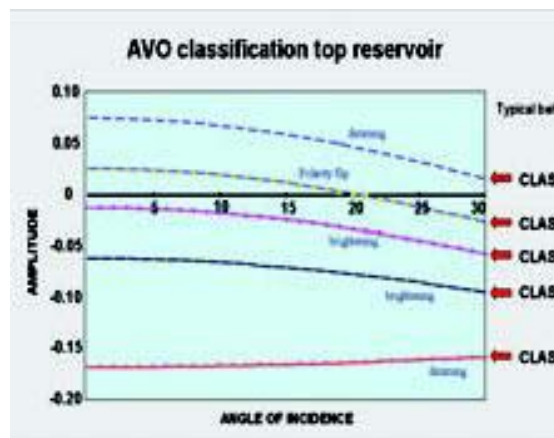


Рис. 12. Классификация коллекторов, основанная на AVO отклике от кровли объекта. На суммированной трассе будет наблюдаться повышение контрастности, смена полярности или понижение контрастности по отношению к трассе с нулевым выносом. Классификация зависит от контраста петрофизических свойств породы, из которой сложен коллектор и вышезалегающая толща. В случае неидеальной верхней покрывки газонасыщенного коллектора, свойства вышезалегающей толщи могут также измениться.

поверхности раздела сред обычно имеет порядок 700 м/с (Rauch и Craig, 1998).

Примечательно, что неуплотненные песчаники встречаются даже на больших глубинах: ниже 4700 м. Например в разведочной скважине Ek Balam (GOM, шельфовая зона Campeche), были вскрыты верхнеоксфордские песчаники sabkha, которые оказались разуплотненными, судя по образцам керна, полученного из скважины (G. A. Velasco Vasquez личное связь; Petrex 2000). Эти песчаники sabkha вероятно подверглись цементации гипсом. При последующем опускании на глубину и уплотнении породы, этот цемент не был устойчив, и он растворился на больших глубинах, образуя, таким образом, аномальное распределение пористости/проницаемости. Неуплотненная природа этих песчаников на такой большой глубине была неожиданным открытием для буровиков и геологов.

Такое свойство среды, когда скорость распространения волны в этой среде является зависимой от направления распространения, называется анизотропией скорости. Самый простой случай анизотропии - полярная анизотропия или трансверсальная (поперечная) изотропия (одна ось отличается по свойствам, в то время пока свойства по двум другим осям одинаковы). Полярная анизотропия, таким образом, является одноосной анизотропией, и эта ось может быть вертикальной, наклонной или горизонтальной (Jones и др., 2003). Вертикальная трансверсальная (поперечная) изотропия (VTI) - главным образом результат вариаций в процессе образования слоистости. Горизонтальная поперечная изотропия (HTI), например, используется для количественной оценки количества и направления вертикальной трещиноватости (сравни Hilterman, 2001). Такой вид анизотропии приводит к азимутальной анизотропии в сейсмических данных (Lynn, 2004). Азимут анизотропного градиента позволяет выявить ориентацию трещин. Он зависит от величины раскрытия и плотности расположения трещин и выделенного направления проницаемости. Todorovic-Marinic и др., (2004) предложили новый атрибут, названный 'огibaющая анизотропного градиента', для отображения характеристик явления HTI.

Конечно, явления анизотропии также влияют на отклик AVO (например работы Jenner, 2002; Williams и Jenner, 2002). Jenner впервые сделал линейную аппроксимацию для введения поправки во времена пробега за азимутально изменяющиеся кинематические поправки (NMOA). Анализ изменения амплитуды от выноса и азимута привел к другой линейной аппроксимации, которая давала возможность вычисления поправок, что привело к более точному анализу явлений AVOA.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что важным этапом исследований является установление тех типов коллекторов по классификации AVO, которые могут встретиться в районе работ. Это позволяет сконцентрировать внимание на ранее изученных случаях и провести более специфический анализ данных. Существует, однако, серьезная опасность игнорирования того случая, когда на одном участке исследования могут сосуществовать коллектора различных типов по классификации AVO. Оценка всех вариантов делает анализ отклика AVO более длительным, но зато это обеспечит факт рассмотрения всех вероятных конфигураций коллектора.

Упругая постановка задачи о коэффициенте отражения, зависящего от угла падения

Упругая постановка задачи учитывает характер распространения Р-и S-волн одновременно. Это позволяет сделать более надежное разделение явлений, вызванных изменениями в типе флюида, заполняющего поры коллектора, а также более точно моделировать явления AVO (Veeken и Da Silva, 2004). Атрибут V_P/V_S позволяет лучше выделять

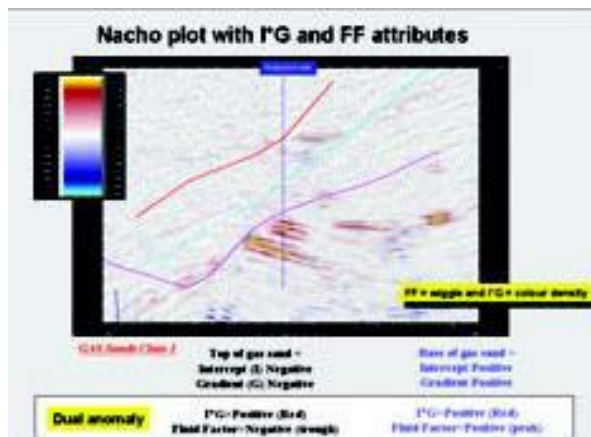


Рис. 13. Диаграмма Natcho, на которой значения AVO атрибута I^*G представлены по методу переменной плотности цвета. На значения атрибута I^*G наложены значения атрибута FF в виде трасс построенных по методу отклонений. Такое отображение позволяет быстро выделить интересные зоны двойных аномалий для коллекторов Класа 3 (благодарность за данные компании Petrex).

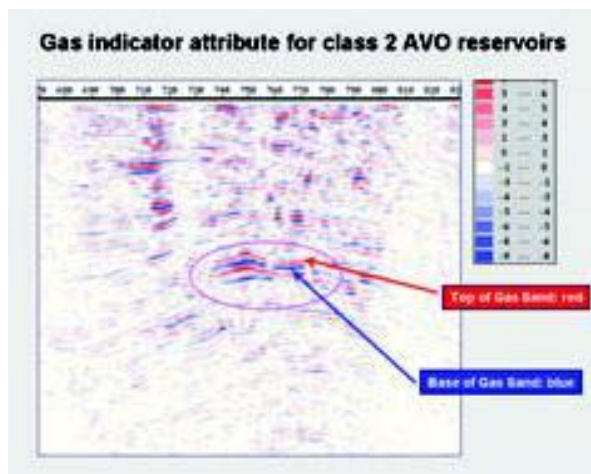


Рис. 14. Индикатор газа (GI) для коллекторов Класа 2 по классификации AVO в Мексиканском заливе, где $GI = I * (ln(abs(G)))$. Индикатор газа был создан для этой конкретной сейсморазведочной съемки и его применение к другим участкам требует обоснования. Вероятно, требуются специально рассчитанные локальные параметры для возможности уверенного выделения коллекторов, содержащих углеводороды (благодарность за данные компании Petrex).

коллекторы, содержащие углеводороды, по отражениям от их кровли по сравнению с одним значением V_P (Рис. 15).

Уравнение Shuey (Shuey, 1985) описывает аппроксимацию коэффициента отражения Цеппритца, которая является справедливой для углов падения до 30-35°.

При этом было сделано предположение о том, что V_P приблизительно в два раза превышает V_S , и из разложения решения в ряд были исключены все старшие члены для углов падения более 30°. При работе с данными до суммирования, необходимо получить лучшую оценку и принимать во внимание разность между V_P и V_S .

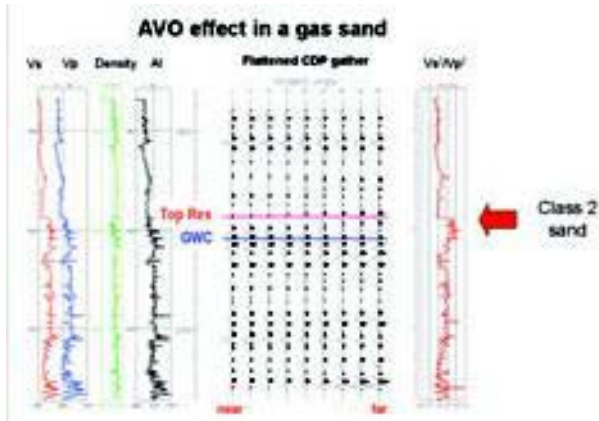


Рис. 15. Явление AVO, вызванное присутствием углеводородов в коллекторе Класа 2. Кривая $(V_s/V_p)^2$ лучше всего описывает интервал, в котором присутствуют углеводороды. Это демонстрирует преимущества применения упругого подхода для определения коллекторских свойств.

Это было сделано в рамках так называемой упругой постановки задачи о коэффициенте отражения. Connolly (1999) ввел понятие упругого импеданса (акустической жесткости) как сейсмического атрибута, который зависит от угла. Он определил функцию $F(\theta)$, которая зависит от угла падения и связана с коэффициентом отражения продольной волны следующим образом:

$$R_p(\theta) = (F(\theta) - F(0)) / (F(\theta) + F(0)) \quad (12)$$

Функцию $F(\theta)$ теперь называют упругим импедансом, по аналогии с понятием акустической жесткости. Коэффициент отражения продольной волны, зависящий от угла падения, также аппроксимируется упрощенным видом уравнений Цеппритца (Aki и Richards, 1980):

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (13)$$

где

$$A = 0.5(\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho)$$

$$B = 0.5(\Delta V_p / V_p) - 4(V_p / V_s)^2 (\Delta V_p / V_p) - 2(V_p / V_s)^2 (\Delta \rho / \rho)$$

$$C = 0.5(\Delta V_p / V_p)$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}$$

$$V_p = V_{p1} + V_{p2} / 2$$

A – интерсепт, B – градиент из AVO анализа, а величина C известна как кривизна AVO.

Совмещая выражения (12) и (13) можно получить выражение для упругого импеданса (EI):

$$EI(\theta) = V_p \left(\frac{1 + \sin^2 \theta}{2} \right) \cdot V_s \left(\frac{1 - \sin^2 \theta}{2} \right) \cdot \rho \left(\frac{1 - \sin^2 \theta}{2} \right) \quad (14)$$

где K – константа, равная среднему значению $(V_s/V_p)^2$. Этот тип вычисления значений EI выполняется по сейсмограммам до суммирования и учитывает изменения V_p , V_s , плотности, а так же и явления AVO. Этот подход чувствителен к малым и

средним изменениям импеданса. Если исключить третий член в уравнении Shuey, то $\tan^2 \theta$ можно заменить на $\sin^2 \theta$ в уравнении Connolly:

$$EI(\theta) = V_p \left(\frac{1 + \sin^2 \theta}{2} \right) \cdot V_s \left(\frac{1 - \sin^2 \theta}{2} \right) \cdot \rho \left(\frac{1 - \sin^2 \theta}{2} \right) \quad (15)$$

При этом делаются следующие предположения:

- что двухчленная аппроксимация кинематических поправок (NMO) верна
- что формула Дикса действительна. Эта формула обычно используется как средство преобразования предельных эффективных скоростей в интервальные скорости (Dix, 1955)
- что амплитуды приблизительно пропорциональны $\sin^2 \theta$

Эти условия преобразуются к геометрии слоеного пирога, когда вынос меньше чем глубина отражающей поверхности, угол падения θ меньше чем $30-35^\circ$, к ситуации трансверсально изотропной среды и, конечно, к правильно выровненным амплитудам данных до суммирования. Идеальные входные данные представляют собой амплитуды, которые прямо пропорциональны коэффициентам отражения горных пород без любых дополнительных искажений (Veeken и Da Silva, 2004). Это – главная задача графа обработки с ‘сохранением истинных амплитуд’. Значение EI_0 соответствует акустической жесткости $AI (= \rho \cdot V_p)$ и если $K=0.25$, тогда $EI_{90} = (V_p/V_s)^2$.

Сейсмический атрибут EI является основой для выполнения инверсии упругих параметров, которая похожа на инверсию акустической жесткости. Одна популярная технология инверсии акустического импеданса делает оценку волновой картины (формирующий фильтр или методики взаимной корреляции) по трассе AI, полученной по данным ГИС в скважине, и трассе из сейсмограммы в том же самом месте. В упругой инверсии, волновые пакеты выделяются из трасс EI(θ), соответствующих различным углам падения, и трасс из частичной суммы. Существует и другие формулы аппроксимации упругого импеданса. Например, логарифмическая или также, менее популярная, нелинейная функция (Tarantola, 1984, 1986; Pica и др., 1990). Логарифмическая функция лишена трудных

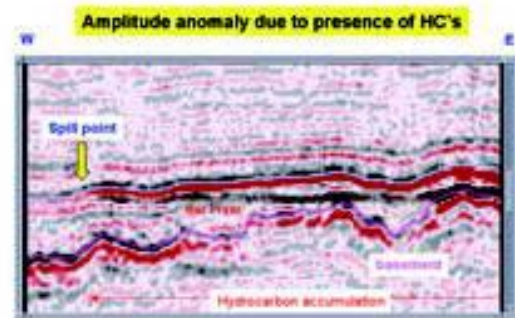


Рис. 16. Прямая ось синфазности из-за присутствия углеводородов в коллекторе. Нам удалось доказать факт накопления углеводородов. Моделирование сейсмограмм является полезным, для понимания сейсмического отклика от объекта — оно облегчает интерпретацию сейсмических данных. Замещение флюида, водонасыщенность, пористость, объем углеводородов, мощность залежи и вмещающие отложения — все это параметры, которые можно изменять при оценке возможности и степени их влияния на волновое поле (благодарность за данные компании TotalFinaElf).

экспоненциальных приближений и справедлива при условии, что $K = 0.25$, то есть:

$$\ln(EI_{\theta}) = \ln(I_r) + (2\ln(V_r/V_s) - \ln(I_r))\sin^2\theta \quad (16)$$

где

$$I_r = \rho \cdot V_r$$

У всех этих формул есть их собственные предположения и диапазон параметров, при которых они справедливы. Это означает, что результаты упругой инверсии предназначены для качественной оценки, но абсолютная величина, полученная в результате инверсии, не обязательно соответствует действительности.

Расширенный упругий импеданс (EEI) — термин, введенный Whitcombe и др., (2000), который, как было показано, лучше коррелируется с различными упругими параметрами, например с модулем объемного сжатия, модулем сдвига и с σ , в зависимости от угла θ . Параметр EEI получен путем замены \tan на $\sin^2\theta$ в аппроксимации Aki и Richards (1980) уравнений Цеппритца, где θ меняется от -90° до $+90^\circ$. В подходе расширенного упругого импеданса применяется процедура нормализации (Rauch-Davies и Portniaguine, 2004). Атрибут EEI находится следующим образом:

$$EEI_{\theta} = V_{PA} \rho_A \left[(V_r/V_{PA})^2 (V_s/V_{PA})^2 (\rho/\rho_A)^2 \right] \quad (17)$$

где

$$a = \cos\varphi + \tan\varphi,$$

$$b = -8K\sin\varphi,$$

$$c = \cos\varphi - 4K\sin\varphi.$$

Величины V_{PA} , ρ_A , V_{SA} представляют собой средние значения для V_P , ρ , и V_S по интересующему исследователя интервалу. Значение K представляет собой среднее значение величин $(V_S/V_P)^2$.

Угол $\theta = 0$ соответствует значению AI (Whitcombe и др. 2000). Корреляция значений EEI с диаграммой гамма-каротажа является полезной процедурой для литологического расчленения разреза (Neves и др., 2004). Эта группа ученых предложила вычисление весовой суммы, для сравнения данных EEI и сейсмических данных. Оценивалось различие в полосе частот между суммами для ближних и дальних выносов. Наблюдалось уменьшение центральной частоты сигнала на дальних выносах, что оправдывает фильтрацию всего куба данных к одинаковому амплитудному спектру.

Определение коллекторских свойств

Изучения характеристик коллектора затрагивают специфические вопросы разработки коллектора. Во многих случаях приходится собирать вместе данные, полученные из различных источников и методов подробного описания горных пород. Сейсморазведка — основной источник данных, которые получают далеко от калибровочных точек скважины; следовательно, эти данные широко используются в задачах прогноза в горизонтальном направлении и при оценке объемов. Комплексирование данных до суммирования позволяет получить дополнительную информацию. Именно поэтому AVO анализ и сейсмическая инверсия так важны для дополнения традиционного подхода. Некоторые примеры, связанные с прогнозированием петрофизических параметров по данным сейсморазведки и сейсмических атрибутов представлены ниже.

Связь линеаризованной аппроксимации уравнений Цеппритца с некоторыми петрофизическими параметрами

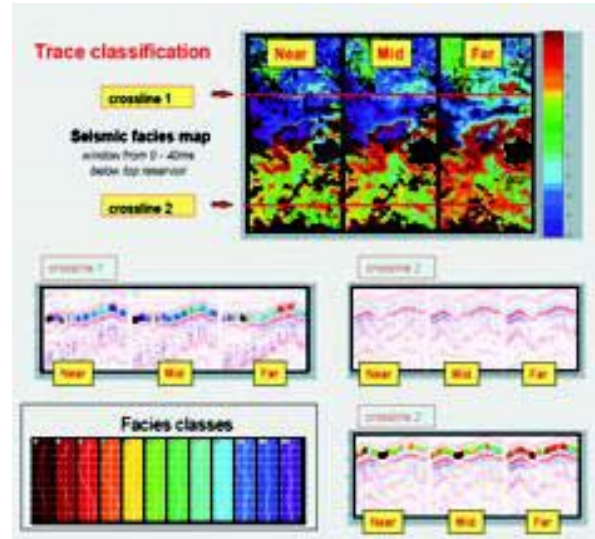


Рис. 17. Классификация трасс с помощью нейронной сети проводилась по частичным суммам ближних, средних и дальних выносов. Представительные трассы для классов (главные трассы) показаны в левом нижнем углу. На примере видно, что отклик значительно меняется по участку изучения. Цветовая классификация для каждой трассы отображается вдоль кровли коллектора на приведенных разрезах. Контролируемая схема классификации очень облегчит интерпретацию результатов анализа (благодарность за данные компании TotalFinaElf).

Dong (1996) и Whitcombe и др. (2000) показали, что при использовании линеаризованного уравнения Цеппритца (см. уравнение (2)):

$$\text{Bulk modulus} = (3A + B + 2C)V_P^2\rho/1.5 \quad (18)$$

что очень трудно получить величину C из набора сейсмических данных. Поэтому Shuey (1985) более детально исследовал отношение C/A и пришел к выводу, диапазон значений этого отношения лежит примерно от 0 до 1. Отношение C/A зависит от свойств горных пород на участке исследований. Если оно равно 0.8 тогда, свойства подчиняются зависимости Гарднера (Gardner и др., 1974). Если предполагается, что средние значения модуля всестороннего сжатия и $V_P^2\rho$ постоянны, то вышеупомянутая формула может быть записана следующим образом:

$$\text{Bulk modulus} = A + B/(3 + 2(C/A)) \quad (19)$$

Эта функция может рассматриваться как аналог базового уравнения в AVO анализе:

$$R_p = A + \sin^2\theta \quad (20)$$

где

$$\sin^2\theta = 1/(3 + 2(C/A))$$

Эта аналогия позволяет понять характер изменения отношения C/A в смысле угла падения. Следовательно:

$$C/A = 0.8 \implies \sin^2\theta = 0.22 \implies \theta = 28^\circ$$

Исследователями наблюдались значения 0.5 и 1.6 отношения C/A , и они соответствуют углам падения 44° и 23° (Whitcombe и др. 2000). Подобная аналогия может быть построена и для параметра λ :

$$\Delta\lambda = 1/(2+C/A) \quad (21)$$

Используя зависимость Гарднера можно получить следующие результаты: $\sin^2\theta = 0.36$ и угол падения = 37° . Зависимость для модуля сдвига, согласно Dong (1996) следующая:

$$\Delta\mu = (C-B)(V_p^2\rho/2) \quad (22)$$

Когда $C/A = 0$, тогда значение $\Delta\mu$ пропорционально значению параметра B . Уравнение может быть записано как:

$$\Delta\mu = A - B/(C/A) \quad (23)$$

Снова используя зависимость Гарднера и при $C/A = 0.8$ можно получить, что $\sin^2\theta = 1.25$. Этот результат не имеет физического смысла, и поэтому угол падения невозможно вычислить. Однако $\Delta\mu$ все ещё можно получить из взвешенной разности частичных сумм или сумм интерсепта-градиента.

Эти зависимости справедливы при определенных предположениях; когда предположения не выполняются, тогда зависимость перестает работать. Линеаризация может быть выполнена только для малых углов падения ($<35^\circ$) и только при относительно малых контрастах импеданса.

Моделирование коллектора и замещение пластовых флюидов

Моделирование нужно серьезно рассматривать, когда на данных сейсморазведки видны возможные прямые признаки углеводородов (DHI) (Рис. 16). Моделирование позволяет лучше понять набор данных. С целью проведения моделирования необходимо сделать ряд предположений о таких параметрах коллектора как пористость, проницаемость, содержание и геометрия порового пространства.

Начальная модель коллектора и вмещающей породы в общем случае основана на данных каротажа скважин (например, V_p , V_s и R_{hob}). Модель сворачивается с сейсмическим импульсом, в результате чего получается синтетический сейсмический разрез. Этот синтетический разрез сравнивается с первоначальным сейсмическим профилем, и выявляются сходства и/или различия. Если возможно сделать привязку к скважинным данным, то можно более правильно оценить сейсмический импульс и, тем самым, создавать более точные синтетические трассы. Расчет замещения флюидов выполняется с целью нахождения чувствительности сейсмического отклика к наличию газа или воды в породе коллектора. На практике часто применяют упрощенный подход Гассмана. Однако необходимо всегда проявлять осторожность в таких расчетах, поскольку они могут дать ошибочные результаты, при использовании неправильных пороговых значений при обработке данных каротажа (Skelt, 2004).

Для расчета петро-акустических моделей замещения флюидов необходимо получить достоверные оценки V_p , V_s и плотности ρ . Отношение V_p/V_s содержит информацию о литологии горных пород (сравни Tatham, 1982). Оно также дает важнейшую информацию о содержании флюида, и связано с пористостью горных пород. Значения обеих величин V_p и V_s уменьшаются с увеличением пористости, причем значение V_p уменьшается вдвое быстрее, чем V_s (Assefa и др., 2003). При благоприятных обстоятельствах, значения V_p и V_s могут также дать информацию о проницаемости горных

пород. Tsuneyama и др. (2003) демонстрировал их зависимость от проницаемости и от свойств скелета карбонатных пород.

Ограничения на результаты моделирования

Примеры моделирования дают ценную информацию о том, как получить лучшую модель для измеренных данных (итерационный метод с возмущением свойств коллектора/покрышки). Данные с различным интервалом дискретизации должны быть должным образом проинтегрированы, с соответствующим масштабированием интервала дискретизации (сравните Nordahl и др., 2005). Действительно, сейсмическая инверсия дает понятие о некоторых параметрах горной породы, но отдельные вклады скорости и плотности в результаты инверсии трудно обосновать. Это знание, в конечном счете, приведет к более совершенному прогнозированию коллекторских свойств по горизонтали. Необходимо принимать во внимание, что в большинстве случаев существует более чем одно решение для данной задачи инверсии. Необходимо исследовать другие критерии на предмет их полезности при ограничении количества достоверных решений. Объединение кросс-плотов, многоатрибутный анализ, анализ главных компонент и классификация на основе нейронной сети — вот перспективные технологии в этом направлении (Veeken, 2006). Автоматическое распознавание фациальных единиц на основе формы сигнала в специальном окне в районе выделенного горизонта из состава коллектора позволяет быстро отображать тонкие вариации сейсмической отклика (Рис. 17). Неконтролируемый процесс является быстросредействующим, но результат несколько неоднозначен при интерпретации. Контролируемый процесс предпочтителен, поскольку в результате строится функция плотности вероятности в каждом классе, облегчая прямую интерпретацию. Многоатрибутная трехмерная визуализация и отображение массива вокселей (пространственных объемных элементов модели) — это превосходные способы представления результатов работы. Однако существует одно ограничение этого метода — ожидаемая конфигурация коллектора может быть смоделирована различными способами, но всегда в качестве первичных входных данных необходимо делать основополагающие предположения. Поэтому окончательный ответ может дать только бурение. Следовательно, всегда желательно количественно оценить неопределенности, связанные с моделируемыми ситуациями и рассматривать все вероятные конфигурации коллектора (например, Brandstaeter и др., 2005; Klefstad и др., 2005; Rivenaes и др., 2005). Действительно комплексные исследования с общей моделью земли, материальным балансом, подбором параметров динамических моделей нефтегазоносных коллекторов, согласованных с историей их разработки и эксплуатации, моделированием течения флюидов и оперативным мониторингом коллектора необходимы с точки зрения управления разработкой месторождения. Эти типы междотраслевых исследований представляют собой следующий шаг в процессе современного управления объектами, потому что они ещё больше понизят риски бурения.

Выводы

Явления AVO на сейсмограммах ОГТ до суммирования дают основную информацию о литологии и типе флюида, заполняющего поры исследуемых горных пород. Четырехкратная классификация AVO основана на сейсмическом отклике от кровли коллектора и зависит от контраста акустической жесткости на поверхности раздела в совокупности с эффектами интерференции.

Несколько атрибутов AVO вычисляются по кроссплоту амплитуды и $\sin^2\theta$ с использованием линейной регрессии. Интерсепт I равен длине отрезка, отсекаемого линией регрессии на амплитудной оси, и градиент G представляет собой угловой коэффициент линии регрессии. Атрибуты I*G и фактор флюида FF являются очень полезными для быстрого выделения двойных аномалий AVO Класа 3, которые обычно связаны с горными породами, содержащими углеводороды. Специальные комбинации атрибутов I и G могут указать на наличие углеводородов в коллекторах Класа 2. Правильная предварительная подготовка данных является неотъемлемой частью в задачах количественной интерпретации.

Упрощенные вычисления коэффициентов отражения, справедливые при известных условиях, позволяют сделать оценки петрофизических свойств коллектора. Характер поведения P и S волн рассматривается при упругой постановке задачи. Инверсия до суммирования включает в себя моделирование явлений AVO и дает информацию о таких физических свойствах горной породы, как коэффициент Пуассона, $\lambda\rho$, $\mu\rho$, V_p/V_s , I_p , I_s . Моделирование коллекторских свойств и расчеты замещения флюидов улучшают наше понимание наблюдаемого сейсмического отклика. Это, в конечном счете, приводит к более совершенному прогнозированию коллекторских свойств по горизонтали с выделением наиболее продуктивных участков, и улучшенному прогнозу объемных характеристик коллектора. Это выражается в принятии управляющими лучших решений, в повышенных коэффициентах нефтеотдачи и повышенной вероятности успеха бурения. Действительно комплексные исследования сделают риски бурения и разработки ещё более низкими.

Благодарности

Эта статья базируется в значительной степени на тексте учебника, который издается в Elsevier Scientific Publications: *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterization* by P.C.H. Veeken. Этот текст будет частью серии книг Handbook of Geophysical Exploration под редакцией K. Helbig и S. Treitel. Выражаю им благодарность за их любезное разрешение представить данные в этой публикации. Издательство Elsevier Scientific Publications обладает авторским правом на эту статью. Авторы очень благодарны компаниям CMG, Pemex и TotalFinaElf за разрешение на использование их данных в этой статье. Мы благодарим наших коллег и следующих людей за их вклад в создание статьи: J.L. Piazza, J. Guilbot, O. Bernet-Rollande, F. Pivot, O. Balz, G. Velasco Vazquez, H. Bernal Ramirez, A. Marxh, I. Peres Negron, J. Camara, E. Mendez, D. Contreras Tebar, Q. Cardenas, R. Vila Villasenor, E. Guzman, R. Zaaki, M. Da Silva, G. Castillo, S. Addy, N. Van Couvering, W. Segovia, R. Martinez, и D. Gehant. Конструктивные комментарии рецензентов были оценены по достоинству.

Ссылки на литературу:

- Aki, K. and Richards, P.G. [1980] *Quantitative Seismology, Theory and Methods*. W.H. Freeman & Co.
- Assefa, S., McCann, C., and Sothcott, J. [2003] Velocities of compressional and shear waves in limestones. *Geophysical Prospecting* **51**, 1-13.
- Brandstaeter, I., McIlroy, D., Lia, O., Ringrose, P., and Naess A. [2005] Reservoir modelling and simulation of Lajas Formation outcrops (Argentina) to constrain tidal reservoirs of the Halten Terrace (Norway). *Petroleum Geoscience* **11**, 37-46.
- Cambois, G. [2000a] AVO inversion and elastic impedance. *70th SEG Meeting, Calgary, Canada*, Expanded Abstracts, 142-145.
- Cambois, G. [2000b] Can P-wave AVO be quantitative.

The Leading Edge **19**, 1246-1251.

Castagna, J.P. and Backus, M.M. [1993] *Offset Dependent Reflectivity - Theory and Practice of AVO Analysis*. Investigations in Geophysics No.8. SEG, Tulsa.

Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L. [1985] Relationships between compressional and shear-wave in clastic silicate rocks. *Geophysics* **50**, 571-581.

Castagna, J.P. and Swan, J. [1997] Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge* **12**, 337-342.

Chiburis, E., Leaney, S., Skidmore, C., Franck, C., and McHugh, S. [1993] Hydrocarbon detection with AVO. *Oil Field Review* **5**, 42-50.

Connolly, P. [1999] Elastic impedance. *The Leading Edge* **18**, 438-452.

Da Silva, M., Rauch, M., Soto Cuervo, A., and Veeken, P.C.H. [2004a] Pre- and post-stack seismic attributes for enhancing production from the Cocuite gas reservoirs. *66th EAGE Conference, Paris, France*, Extended Abstracts, D001.

Da Silva, M., Rauch, M., Soto Cuervo, A., and Veeken, P.C.H. [2004b] Data conditioning for a combined inversion and AVO reservoir characterisation study. *66th EAGE Conference, Paris, France*, Extended Abstracts, P306.

Dix, C.H. [1955] Seismic velocities from surface measurements. *Geophysics* **20**, 68-86.

Dong, W. [1996] A sensitive combination of AVO slope and intercept for hydrocarbon indication. *58th EAGE Conference, Amsterdam, The Netherlands*, Extended Abstracts, M044.

Foster, D., Smith, S.W., Dey-Sarkar, S.K., and Swan, H.W. [1993] A closer look at hydrocarbon indicators. *63rd SEG Meeting, Washington, D.C., USA*, Expanded Abstracts, 731-733.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R. [1974] Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics* **39**, 770-780.

Hilterman, F.J. [2001] *Seismic Amplitude Interpretation*. SEG/ EAGE short course no.4, Houston.

Jenner, E. [2002] Azimuthal AVO: methodology and data examples. *The Leading Edge* **21**, 782-786.

Jones, I.F., Bridson, M.L., and Bernitsas, N. [2003] Anisotropic ambiguities in TI media. *First Break* **21**, 31-37.

Klefsstad, L., Kvarsvik, S., Ringas, J.E., Stene, J.J., and Sundsbø, O. [2005] Characterisation of deeply buried heterolithic tidal reservoirs in the Smorbukk Field using inverted post-stack seismic acoustic impedance. *Petroleum Geoscience* **11**, 47-56.

Lynn, H.B. [2004] The winds of change; Anisotropic rocks - their preferred direction of fluid flow and their associated seismic signatures - Part I. *The Leading Edge* **23**, 1156-1162.

Marten, R., Shann, M., Mika, J., Rothe, S., and Quist, Y. [2004] Seismic challenges of developing the pre-Pliocene Akhenafeld, offshore Nile Delta. *The Leading Edge* **23**, 314-320.

Neves, F.N., Mustafa, H.M., and Rutt, P.M. [2004] Pseudo- gamma ray volume from extended elastic impedance inversion for gas exploration. *The Leading Edge* **23**, 536-540.

Nordahl, K., Ringrose, P., and Wen, R. [2005] Petrophysical characterisation of a heterolithic tidal reservoir interval using a process-based modelling tool. *Petroleum Geoscience* **11**, 17-28.

Odegaard, E. and Avseth, P. [2004] Well log and seismic data analysis using rock physics templates. *First Break* **22**(10), 37-43.

Ostrander, W.J. [1984] Plane wave reflection coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence. *Geophysics* **49**, 1637-1648.

Pemex Exploracion and Produccion [2000] *Las Reservas de Hidrocarburos de Mexico*. Pemex publication.

Pica, A., Diet, J., and Tarantola, A. [1990] Nonlinear inversion of seismic reflection data in a laterally invariant medium. *Geophysics* **55**, 284-292.

- Rauch, M. and Craig, A. [1998] AVO behaviour at the top of a Class-4 sand - a case study of the Maitland-1 well. *60th EAGE Conference, Leipzig, Germany*, Extended Abstracts, paper 2-10.
- Rauch-Davies, M. and Portniaguine, O. [2004] Elastic attribute generation from 3 points elastic inversion. *Offshore Technology Conference, Houston*, Paper 16731.
- Rivenaes, J.C., Otterlei, C., Zachariassen, E., Dart, C., and Sjøholm, J. [2005] A 3D stochastic model integrating depth, fault, and property uncertainty for planning robust wells, Njord Field, offshore Norway. *Petroleum Geoscience* **11**, 57-65.
- Robinson, N., Ford, A., Howie, J., Manley, D., Riviere, M., Stewart, S., and Thomas, R. [2005] 4D time-lapse monitoring of Chirag field. *The Leading Edge* **24**, 928-932.
- Roden, R., Forrest, M., and Holeywell, R. [2005] The impact of seismic attributes on prospect risk analysis. *The Leading Edge* **24**, 706-711.
- Ross, C.P. [2000] Effective AVO crossplot modelling: A tutorial. *Geophysics* **60**, 1398-1408.
- Russell, B.H., Hedlin, K., Hilterman, F.J. and Lines, L.R. [2003] Fluid property discrimination with AVO: A Biot-Gassmann perspective. *Geophysics* **68**, 29-39.
- Rutherford, S.R. and Williams, R.H. [1987] Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics* **54**, 680-688.
- Sheriff, R.E. [2002] *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*, 4th edn. SEG, Tulsa.
- Shuey, R.T. [1985] A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics* **50**, 609-614.
- Skelt, C. [2004] Fluid substitution in laminated sands. *The Leading Edge* **23**, 485-488.
- Smith, J.C. and Gidlow, P.M. [1987] Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophysical Prospecting* **35**, 993-1014.
- Smith, J.C. and Sutherland, R.A. [1996] The fluid factor as an AVO indicator. *Geophysics* **61**, 1425-1428.
- Tarantola, A. [1984] Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation. *Geophysics* **49**, 1259-1266.
- Tarantola, A. [1986] A strategy for non-linear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics* **51**, 1893-1903.
- Tatham, R.H. [1982] Vp / Vs and lithology. *Geophysics* **47**, 336-344.
- Todorovic-Marinic, D., Larson, G., Gray, D., Cheadle, S., Souleand, G., and Zheng, Y. [2004] Identifying vertical productive fractures in the Narraway gas field using the envelope of the anisotropic gradient. *First Break* **22**, 10, 45 - 50.
- Tsuneyama, F., Takahashi, I., Nishida, A. and Okamura, H. [2003] Vp/Vs ratio as a rock frame indicator for a carbonate reservoir. *First Break* **21**, 7, 53-58.
- Veeken, P.C.H. [2006] *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Handbook of Geophysical Exploration Series (eds K. Helbig and S. Treitel). Elsevier Scientific Publications (in press).
- Veeken, P.C.H. and Da Silva, M. [2004] Seismic inversion and some of their constraints. *First Break* **22**, 6, 47-70.
- Veeken, P.C.H., Rauch, M., Gallardo, R., Guzman E., and Vila Villaseñor R. [2002] Seismic inversion of the Fortuna National 3D survey, Tabasco, Mexico. *First Break* **20**, 287- 294.
- Verm, R. and Hilterman, F. [1995] Lithology colour coded seismic sections, the calibration of AVO crossplotting to rock properties. *The Leading Edge* **14**, 847-853.
- Whitcombe, D., Connolly, P., Reagan, R., and Redshaw, T. [2000] Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. *70th SEG Meeting, Calgary, Canada*, Expanded Abstracts, 138-141.
- Wigger S., Bailey, J., Larsen, M. and Wallace, M. [1997] Happy Field: A Pliocene bright spot example from the Nile Delta, Egypt. *The Leading Edge* **16**, 1827-1829.
- Williams, M. and Jenner, E. [2002] Interpreting seismic data in the presence of azimuthal anisotropy; or azimuthal anisotropy in the presence of the seismic interpretation. *The Leading Edge* **21**, 771-774.
- Yilmaz, O. [2001] *Seismic data analysis*. SEG Publications, Tulsa.
- Zoeppritz, K. [1919] On the reflection and propagation of seismic waves. *Erdbebenwellen VIIB, Gottinger Nachrichten I*, pp. 66-84.