

Количественное описание тонких слоев в данных сейсморазведки: методологический вклад с использованием традиционной динамической и сейсмической инверсии. Quantitative characterization of seismic thin beds: a methodological contribution using conventional amplitude and seismic inversion

Massimo Fervari и Fabio Luoni*

Введение

За последние десятилетия, интерес к тонкослоистым углеводородным резервуарам вырос, оправдывая значительные усилия, затрачиваемые на разработку методик количественной интерпретации сейсмического отклика тонкослоистого разреза (Widess, 1973; Kallweit and Wood, 1982).

В качестве ключевых элементов для описания сложных форм импульса в тонкослоистых средах Neidell и Poggiagliolmi (1977) и Meckel и Nath (1977) определили сейсмическую амплитуду и кажущуюся мощность. Они предложили использовать эту информацию для предсказания эффективной мощности пласта независимо от того, имеются ли для калибровки данных скважин. Этот подход был далее разработан и ввел процедуру стратиграфического моделирования для систематического изучения соответствия между геометрией слоев-литологии и сейсмического отклика (Schramm, Dedman, and Lindsey, 1977).

В середине восьмидесятых, интерактивная интерпретация с использованием рабочих станций позволила расширить методы количественного анализа до сейсмических данных 3D. Brown et al. (1986) в своей классической публикации предложил использовать статистические кривые настройки (полученные путем построения интерактивных кросс-плотов) и детерминистические кривые (путем извлечения импульса) для устранения влияния геометрии тонких слоев на сейсмические амплитуды. Настроенные амплитуды затем были введены для картирования эффективной мощности газонасыщенных песков.

В недавнем прошлом, Neff (1990 и 1993) внедрил поток обработки для описания коллектора на основе сейсмического и петрофизического моделирования (пошаговое моделирование продуктивной толщи). Этот подход дает возможность картирования общих толщин коллектора, эффективных толщин, эффективной пористости, и углеводородов в пластах с обломочными и карбонатными коллекторами. По существу, эта процедура абсолютно необходима всегда когда мощность слоя делает динамическую интерпретацию менее интуитивной и определение индикаторов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) более трудным.

В этой статье мы расширили аналитический подход по оценке тонких слоев до трех классов AVO (Rutherford and Williams, 1989). Поскольку мы больше интересовались как можно оценить сейсмическую амплитуду и кажущуюся мощность после калибровки кривых настройки и (2) насколько надежны две обычные методики описания литологии по сейсмическим данным, именно методика

количественной оценки резервуара (т.е. предсказание петрофизических параметров по упругим атрибутам, полученным по данным сейсморазведки) и классификации (т.е. разделение на фации на основе инверсии упругих атрибутов).

В конце, мы приводим два примера количественного описания тонкослоистых резервуаров, как на фазе разработки, так и на фазе оценки.

AVO модели и петрофизическое моделирование

В своей работе мы обратились к тонким слоям глубоководного обломочного резервуара, то есть среде осадконакопления, представляющей огромный интерес для нефтяных компаний. Поскольку мы расширили анализ до 3 классов AVO, мы предварительно определили опорные модели AVO в терминах упругих и петрофизических свойств.

Мы задали опорные модели AVO (одиночный слой - песчано-глинистый коллектор между глинистыми сланцами) соответствующие реальным глубоководным обломочным резервуарам, где опорная модель класса III представляет собой плиоценовый газовый резервуар Северной Африки, а модели класса II и класса I - два нефтяных резервуара нижнего миоцена из Западной Африки. В качестве примера, на рисунке 1 показаны скважинные данные и сейсмический отклик по кубу ближних и дальних удалений реального резервуара, используемые для задания опорной модели II класса AVO.

Для наших целей, мы выбрали модель слоистых глин в целях описания распространения глин в пределах резервуара, потому что эта модель распространения глин часто используется в глубоководных обломочных резервуарах. На Рисунке 2 показаны основные части модели слоистых глин: (1) песок и глины присутствуют на отдельных уровнях, (2) средняя пористость (Φ_{av} , т.е. пористость составной среды) равна произведению отношения эффективных толщин к общему (N/G , т.е. коэффициента песчаности) и пористости чистых песчаных горизонтов (Φ_{sand}) и (3) эффективная мощность (N) – это общая мощность песков.

Далее, мы выяснили как связаны петрофизические вариации опорных моделей AVO и изменения их упругих свойств с помощью петрофизического моделирования. В процессе петрофизического моделирования основанного на теории Гассмана, наиболее важным вопросом является определение соотношения между Φ_{av} и модулем объемного сжатия (K_{dry}) и модулем сдвига (μ) скелета. Мы определили K_{dry} $f(\Phi_{av})$ с помощью коэффициента Био, тогда как $\mu f(K_{dry})$ был получен непосредственно из реальных данных.

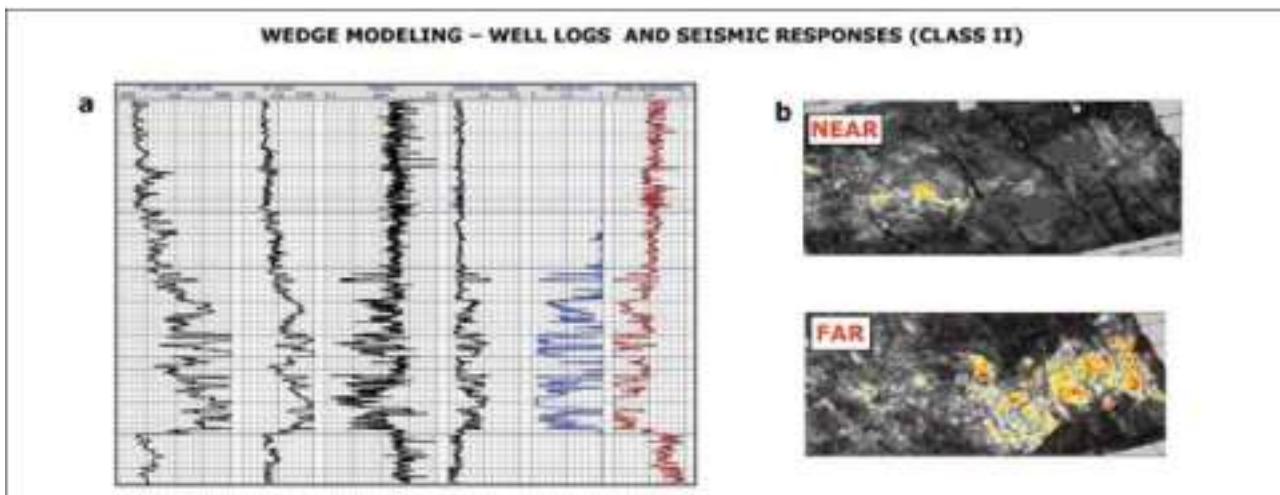


Рисунок 1 Входные данные для прямого моделирования для класса II AVO. (a) Каротажные кривые (слева направо: медленность P-волн и S-волн, плотность, эффективная пористость, водонасыщенность и объем глины). (b) Амплитуды для кубов ближних и дальних удалений.

Традиционный динамический анализ

Поток обработки

Для понимания ограничений и преимуществ традиционного анализа динамики данных с целью сейсмического описания тонких слоев мы сгенерировали семейство кривых настройки (графиков настройки) для различных петрофизических сценариев с помощью прямого моделирования клина, интерпретации кровельного и подошвенного резервуара синтетических клиньев (для расчета кажущейся мощности) и извлечения синтетических амплитуд вдоль кровли (Рисунок 3). Поскольку каждое значение амплитуды, извлеченное из синтетических клиньев отражает известные петрофизические характеристики, мы смогли присвоить цветовой код графикам настройки с некоторыми индикаторами качества резервуара, Φ_{av} N и пористости (ΦTh , произведения общей мощности и средней пористости, Рисунок 3e и 3f) и таким образом узнать количественные значения сейсмических амплитуд для тонких слоев.

Следующие моменты дают больше представления о рабочем потоке. Ряд коэффициентов отражения, используемый для построения синтетических

клиньев отражал вариации опорных моделей AVO и их петрофизики. Поскольку нас интересовало количественное описание углеводород-содержащего резервуара, мы предполагали, что Φ_{av} имеет наибольшее влияние на его акустическое и упругое поведение и мы пренебрегали эффектом водонасыщения. Мы разделяли тип амплитуд по моделям, в соответствии с классом AVO. Для классов I и III мы моделировали амплитуды сейсмического сигнала для нормального падения путем свертки нульфазового импульса Рикера 30 Гц для нормального падения с серией коэффициентов отражения. Для класса II мы моделировали сейсмическую амплитуду при падении под 35° путем свертки нульфазового импульса Рикера 20 Гц с коэффициентами отражения для 35° рассчитанными по данным упругого импеданса (Connolly, 1999) для 35° .

Мы получили скорости P-и S-волн из упругих модулей, рассчитанных из петрофизики и предположили, что Φ_{av} может меняться тремя различными способами (если меняется только Φ_{sand} , или только $N:G$, или оба) в соответствии с глубоководными условиями. Эти типы изменений в настоящей статье будем называть Модель 1, Модель 3 и Модель 2, соответственно. Далее,

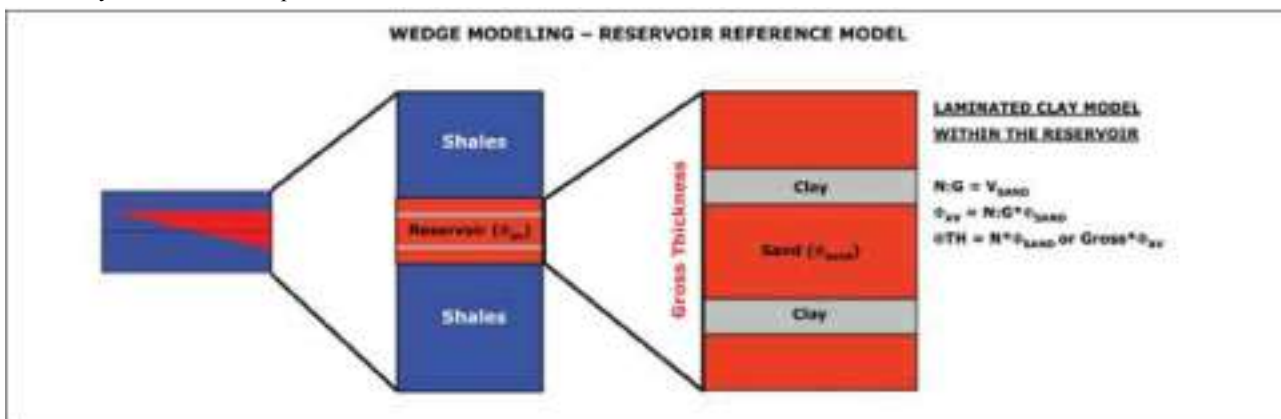


Рисунок 2 Схематическое изображение опорной модели клина. Внутри коллекторского слоя, распределение глины описывается слоистой моделью залегания глины. Свойства глины держатся постоянными. $N:G$ = коэффициента песчаности; V_{sand} = содержание песка; N = эффективная мощность; Φ_m = средняя пористость сложной среды; Φ_{sand} = пористость чистых песчаных пластов; ΦTh = пористость на мощность; $Gross$ = общая мощность.

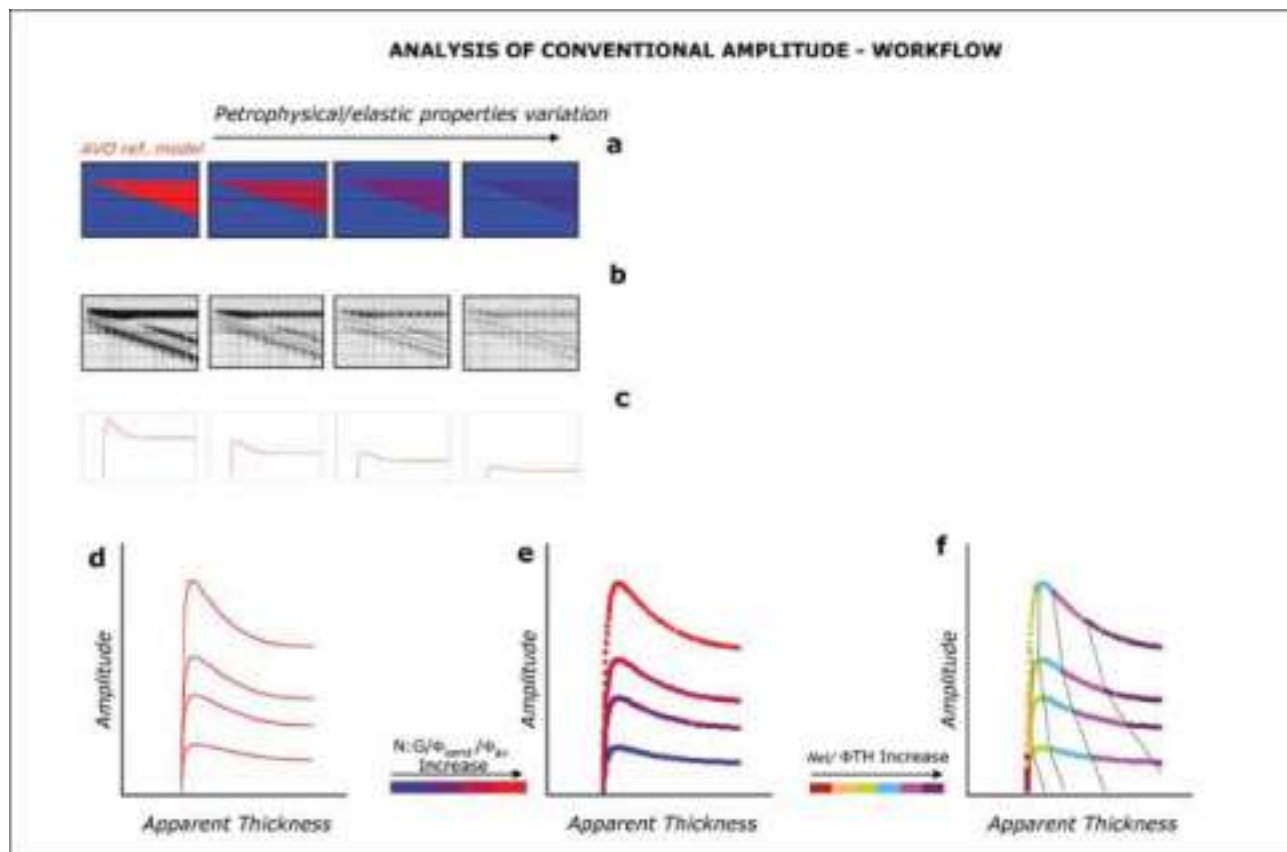


Рисунок 3 Поток - традиционный динамический анализ. (a) Опорная модель класса AVO и ее петрофизические вариации (например в терминах $N:G$). (b) Построение синтетических сейсмических клиньев путем прямого моделирования и (c) кривых настройки путем интерпретации резервуара в кровли и подошве и извлечения вдоль кровли. (d) Построение графиков петрофизической настройки путем объединения кривых настройки. (e-f) Количественная оценка абсолютных параметров ($N:G$, Φ_{av} и Φ_{sand}) и параметров, включающих в себя эффективную мощность (N и ΦTh).

мы построили пять графиков настройки, каждый из которых соответствовал одной из опорных моделей AVO и ее петрофизическим вариациям в соответствии с одной из трех Моделей.

Результаты

В соответствии с нашим моделированием, для тонких слоев невозможно единственным образом получить информацию о Φ_{av} (и таким образом о Φ_{sand} и $N:G$) по данным сейсмической амплитуды и кажущейся мощности, поскольку точки данных, закодированные в цвете с различными значениями Φ_{av} (или Φ_{sand} или $N:G$), соединяются и накладываются (Рисунок 3e). И наоборот, мы можем использовать сейсмическую амплитуду и кажущуюся мощность для получения количественной информации по N и/или ΦTh , поскольку точки данных с различными значениями свойств разнесены в пространстве и можно нарисовать границы между областями с едиными свойствами (Рисунок 3f).

На практике, для количественной калибровки с помощью графиков настройки, перед нами стоят два вопроса. Первый, надо идентифицировать какое свойство (N или ΦTh) можно получить; второе, решить вопрос об устойчивости количественной оценки.

По первому вопросу, мы думаем, что предсказываемый параметр большей частью зависит от соотношения между Φ_{av} и вариации сейсмических амплитуд.

Если они меняются значительно (т.е. увеличение Φ_{av} соответствует увеличению сейсмической амплитуды, как например для класса III модели 2), оба параметра N и ΦTh , можно точно откалибровать, поскольку границы между областями равных свойств значительно отделены и небольшие вариации N или ΦTh можно предсказать даже ниже мощности настройки (Рисунок 4). Наоборот, если Φ_{av} и сейсмическая амплитуда меняются незначительно (т.е. увеличение Φ_{av} соответствует падению сейсмической амплитуды, как в классе I модели 1), реалистично предсказание только параметра N , поскольку ниже мощности настройки, границы изо- N остаются разделенными. Вместо этого, границы изо- ΦTh становятся более близкими друг к другу и небольшие вариации ΦTh практически не предсказуемы (Рисунок 5).

По второму вопросу, надежность получения количественных характеристик зависит от предполагаемой модели петрофизической вариации. Действительно, тип модели влияет на ориентацию границ и расстояние между ними. От Модели 1 к Модели 3, границы становятся более и более расходящимися и удаленными друг от друга, это делает возможным более однозначное определение количественных параметров. Более того, ориентацию границ и расстояние между ними имеют большое влияние на глобальную оценку количественных параметров резервуара. Действительно, качественное описание на основе одной пары амплитуда-кажущаяся мощность (например, отмеченной красной стрелкой на Рисунке 6) становится все ниже от Модели 1 к Модели 3.

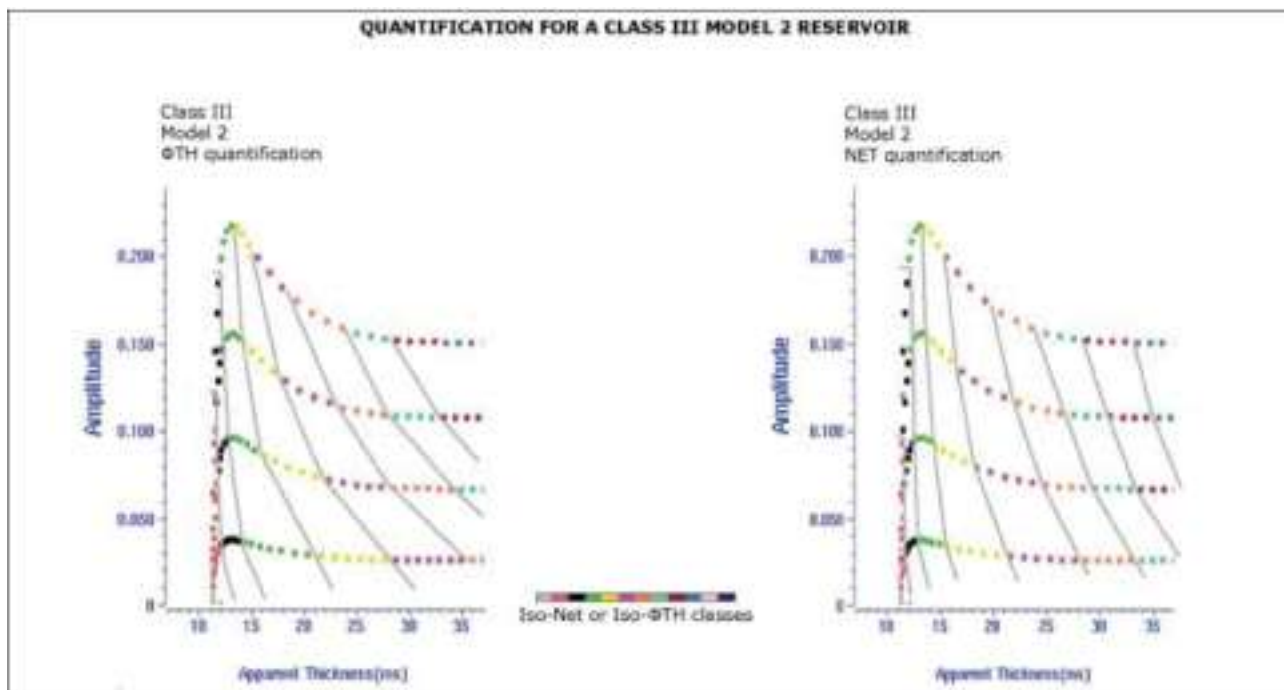


Рисунок 4 Графики настройки для класса III Модели 2 для получения численных характеристик резервуара ΦTh (слева) и N (справа). Тонкие серые линии – границы зон изо-свойств. Оба параметра N и ΦTh можно точно оценить даже под кривой настройки так как границы остаются существенно разнесенными.

Что касается сейсмического отклика на тонкие пласты и следуя нашим недавним размышлениям, выяснилось, что значение сейсмической амплитуды зависит от класса AVO и того, как может меняться петрофизика резервуара (т.е. тип модели). Для каждого класса AVO, Модели 2 и 3, сейсмическая амплитуда даст информацию как по ΦTh так и по N . Для классов II и III AVO, Модели 1, сейсмическая амплитуда будет относиться к ΦTh . Для класса I AVO, Модели 1, сейсмическая амплитуда будет относиться только к N .

Мы предлагаем применять эти расчеты для оценки реального сейсмического набора данных, используя кроссплот кажущаяся мощность от амплитуды и получая границы изо-свойств на основе прямого моделирования клина совместно с оценкой петрофизики. Области изо-свойств можно затем разделить по принципу статистического группирования или путем определения интервалов.

Анализ упругих свойств на основе инверсии

Поток обработки

Для понимания надежности определения количественных характеристик (т.е. предсказания специфических петрофизических параметров по упругим атрибутам, полученным из данных сейсмики) и фациальных классификаций (т.е. выделения фаций на основе инверсии упругих атрибутов) сейсмических тонких слоев с помощью сейсмической инверсии, мы выполнили инверсию угловых синтетических сейсмограмм клиньев, построенных на основе прямого моделирования различных петрофизических сценариев, затем рассчитали упругие атрибуты и, в конце концов, мы сравнили результаты инверсии с петрофизическими палетками (Рисунок 7). Эти палетки иллюстрируют теоретические вариации упругого поведения путем изменения петрофизики

так, как предсказывает петрофизическое моделирование. Этот подход позволил нам рассуждать о применении инверсии для описания тонких сейсмических слоев.

Следующие моменты более подробно разъясняют поток обработки. Мы построили синтетические угловые сейсмограммы клина путем сворачивания нуль-фазового импульса Рикера 20 Гц с серией коэффициентов отражения для 10° , 25° , и 40° . Коэффициенты отражения, рассчитанные на основе упругого импеданса, характеризуют модели AVO и их петрофизические вариации. Мы получили скорости P- и S-волн (для того, чтобы получить вместе с плотностью упругие импедансы и таким образом, серию коэффициентов отражения) из упругих модулей, рассчитанных по данным петрофизики и в предположении о том, что Φ_{av} может меняться тремя различными способами как при моделировании сейсмических амплитуд. В отличие от традиционного динамического анализа, петрофизические вариации опорных моделей AVO подразумевают изменение как Φ_{av} так и S_w .

Мы инвертировали угловые сейсмограммы клина путем последовательной упругой инверсии на основе модели. Вклад исходной модели в инверсию не был реальными клиньями; в действительности, мы сгенерировали предварительные модели путем интерпретации резервуара кровли и подошвы на синтетических угловых сейсмограммах и путем приписывания реальных упругих свойств, полученных путем петрофизического моделирования исходным моделям.

Мы рассчитали упругие атрибуты (P-импеданс, $P-Imp$; Коэффициент Пуассона, PR ; ЛямбдаРо, $\lambda\rho$; МюРо, $\mu\rho$; и Лямбда/Мю, λ/μ) по инвертированным упругим импедансам, согласно Cambois (2000). Значения инвертированных упругих импедансов и инвертированных упругих атрибутов оказались неравными входным моделям

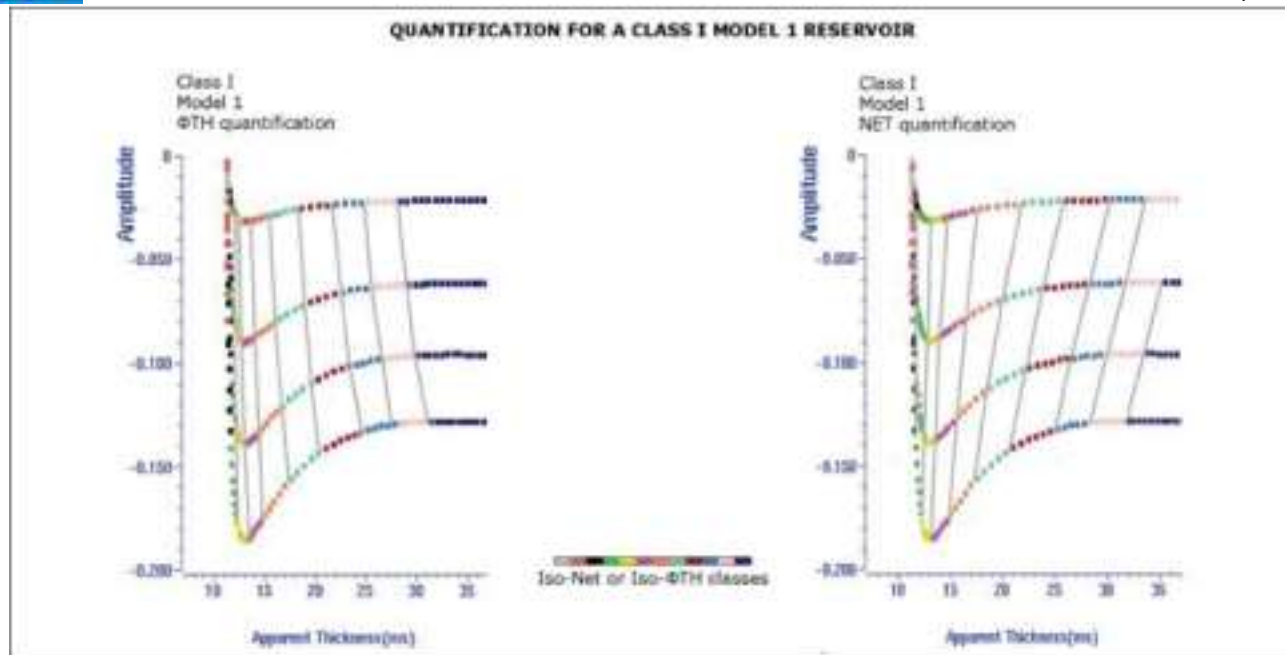


Рисунок 5 Кривые настройки для класса I Модели 1 оценки ΦTh (слева) и N (слева) резервуара. Тонкие серые линии – границы зон изо-свойств. Ниже мощности настройки, точно оценить можно только N . Границы изо- N остаются разнесенными; о наоборот границы изо- ΦTh становятся ближе и ближе, а незначительные вариации ΦTh практически непредсказуемы.

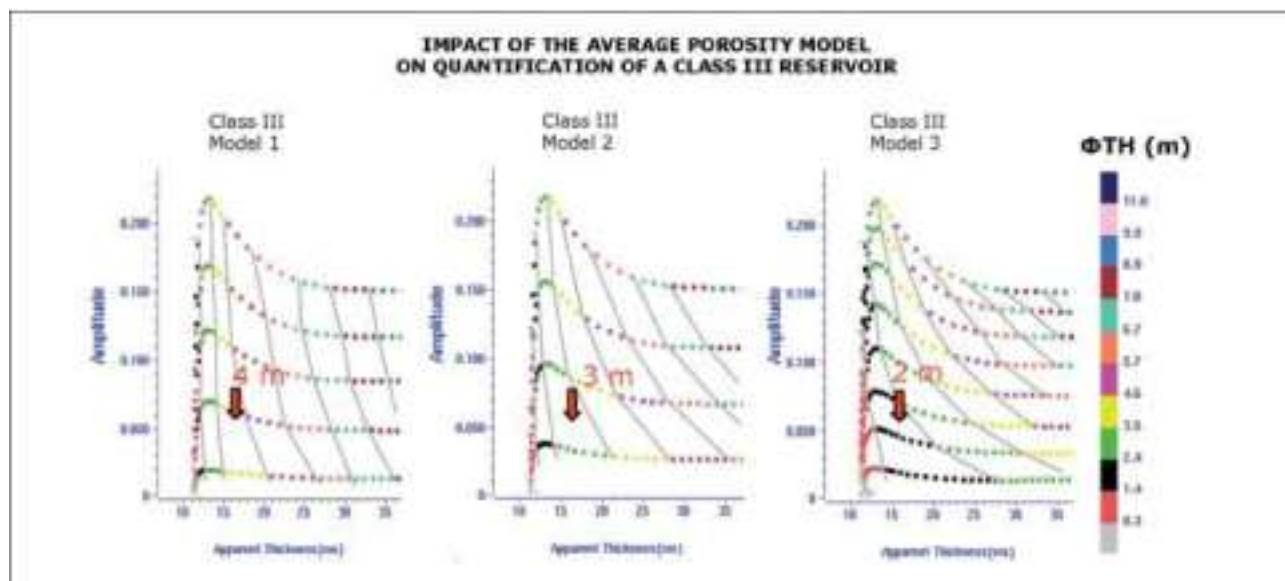


Рисунок 6 Кривые настройки, код цвета соответствует ΦTh (m) для резервуара класса III и трем моделям для описания вариации средней пористости (Модель 1, только вариации пористости песков; Модель 2, вариации пористости песка и вариации отношения эффективных толщин к общим, Модель 3 только вариации отношения эффективных толщин к общим). Тонкие серые линии – границы зон изо- ΦTh . Путем изменения опорной модели, одна и та же пара амплитуда – кажущаяся мощность (отмеченная красными стрелками и отмеченная флажками со значениями ΦTh) дает разные численные значения (4, 3 и 2 m для ΦTh соответственно; т.е. 15, 11 и 5 м эффективная мощность).

но зависят от мощности. Общий вид кривых похож на сейсмические кривые амплитуд настройки.

Получение количественных характеристик резервуара
Мы оценили надежность количественной калибровки используя результаты инверсии путем сравнения петрофизических шаблонов с атрибутами, получен-

ными на основе сейсмических данных. На Рисунке 8 приведен пример для класса III AVO. На иллюстрации показано, что для фиксированных петрофизических значений (в примере, для опорной модели AVO, класса III, где Φ_{av} 28% и λ_r 4.8 ГПа) (1) в пределах настройки упругие параметры слегка недооценены (4.5 ГПа, как показано на горизонтальной голубой прерывистой стрелке)

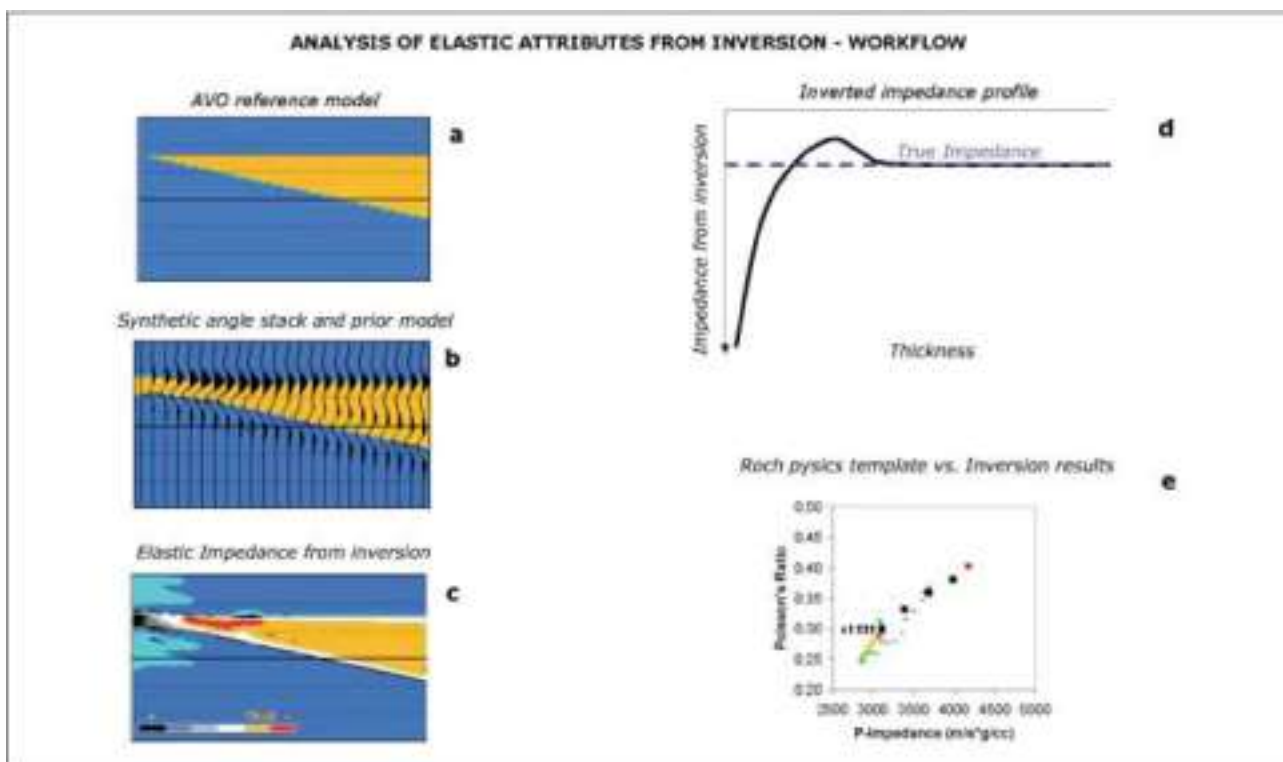


Рисунок 7 Рабочий поток – анализ упругих атрибутов из инверсии. (a) Опорная модель класса AVO (ее петрофизические вариации не показаны). (b) Построение синтетических угловых сейсмограмм клиньев путем прямого моделирования (отображается только одна угловая сейсмограмма) и инверсия с использованием наложения первичной модели. (c) Упругий импеданс по последовательной инверсии на основе модели импеданса. (d) Извлечение упругого импеданса вдоль клина в результате инверсии. (e) Расчет упругих атрибутов и сравнение с теоретическим откликом, предсказанным согласно петрофизике.

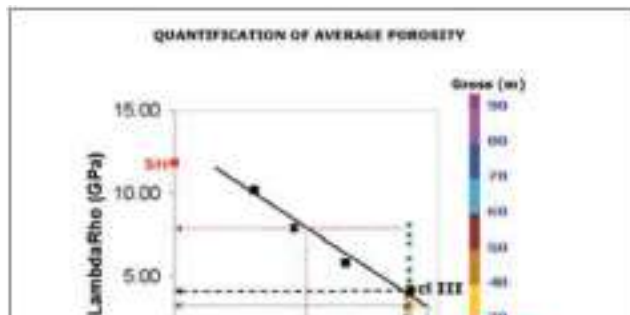


Рисунок 8 Петрофизический шаблон для количественного расчета класса III AVO характеристик резервуара и упругих атрибутов из инверсии с цветовым кодом соответствующим реальной мощности для фиксированных петрофизических условий (обозначение cl III = класс III опорной модели AVO). Шаблон включает: SH (глины); черные квадратики (точки, отвечающие петрофизическим вариациям опорной модели, рассчитанной на основе петрофизического моделирования); черная линия регрессии и его интерпретацией в терминах качества резервуара. На (Φ_{av} как функция λ_r) на основе петрофизического моделирования. Голубая и красная прерывистые стрелки же значением свойства, организованы в пространстве и указывают на недооценку и переоценку λ_r (а значит и Φ_{av}) можно построить границы между зонами изо-свойств. Выбор тонких слоев. Черные пунктирные стрелки указывают на правильные значения λ_r и Φ_{av} по данным петрофизического моделирования.

тогда как (2) уменьшение мощности резервуара приводит к более существенной переоценке (8 ГПа, как показано на горизонтальной красной прерывистой стрелке). Вследствие этого, для тонких слоев, абсолютные свойства (например, Φ_{av}) предсказываются некорректно (14% и 30% соответственно, по сравнению с реальными значениями, 28%).

Наоборот, если мы включим информацию об общей мощности вместе с петрофизическими свойствами в процедуру получения N , ΦTh , и эффективных углеводородов в пласте ($NHIP$, т.е. произведение пористости-мощности и нефтенасыщенности), количественная калибровка реализуется даже для значений ниже настроечной мощности. Для тонких пластов мы предлагаем интегрировать информацию, получаемую из инверсии с кажущейся мощностью (т.е. расстояние от пика до минимума на сейсмических данных) и подходить к количественным характеристикам с помощью графиков настройки упругих атрибутов. На Рисунке 9 показан пример для класса III AVO графика настройки λ_r с цветовым кодом соответствующим N этим графикам, мы можем видеть, что данные с одним и тем же значением свойства, организованы в пространстве и можно построить границы между зонами изо-свойств. Выбор наиболее подходящего атрибута в целях произведения количественной оценки зависит от ориентации и расстояния между границами. Под кривой настройки мы замечаем, что для класса III AVO Модели 2 и класса II AVO Модели 3, мы можем получить N , ΦTh и $NHIP$ по всем атрибутам (кроме $P-Impr$ для класса II); для класса I AVO Модели 1, мы можем получить

N из всех атрибутов кроме $\lambda\rho$, тогда как ΦTh и $NHIP$ только из $\lambda\rho$.

Далее мы использовали набор реальных данных опорной модели класса III AVO для сравнения оценки количественных свойств тонких слоев (в нашем случае ΦTh) с помощью (1) моделирования сейсмических амплитуд, (2) моделирования P -Imp, и (3) калибровки P -Imp для расчета Φ_{av} и общей мощности (по кажущейся мощности, полученной по данным сейсмике, и присваивая значение интервальной скорости слою-коллектору). Подходы (1) и (2) подразумевают калибровку графиков настройки; подход (3) требует математических преобразований из P -Imp в Φ_{av} . На Рисунке 10 показан результат сравнения (для четкости результаты обоих подходов отображаются в сравнимых областях). Мы достигли успеха калибровки на 0.25 и 2.5 м ΦTh используя подходы 1-2 и 3 соответственно. Если мы присвоим коллектору среднюю пористость порядка 30%, тонкие слои с мощностью менее 10 м не могут быть обнаружены с помощью подхода (3) и будут ошибочно проинтерпретированы как слои мощностью 10 м. Мы подчеркиваем что 10 м – достаточно распространенный сценарий при определении свойств резервуара в полевом сейсмическом масштабе.

Классификация фаций

Мы оценили устойчивость фациальной классификации, используя результаты инверсии путем сравнения петрофизических шаблонов с атрибутами, полученными из сейсмических данных. На рисунке 11 приведен пример для класса III AVO. На этом рисунке показано, что ниже мощности настройки, резервуар высокого качества (обозначенный cI III с $PR = 0.30$ и P -Imp = 3000 м/с*г/сс) может быть ошибочно интерпретирован как глинистая сейсмифация (с $PR = 0.37$ и P -Imp = 3700 м/с*г/сс) поскольку инверсия для тонких слоев не достаточно точная.

$N:G$ оценка

Для глубоководных обломочных резервуаров, одной из наиболее распространенных сейсмолитологических процедур является расчет $N:G$ по обращенным упругим атрибутам. Эта процедура требует (1) предварительного задания тренда вариации $N:G$ с использованием петрофизических шаблонов и (2) применение этого тренда к инвертированным упругим атрибутам. На Рисунке 12 показан пример этого подхода для класса III AVO. Мы наблюдаем, что, для фиксированного $N:G$ (в нашем примере, опорные модели AVO, cI III с $N:G$ 90%), инвертированные атрибуты рассеяны при мощности ниже мощности настройки.

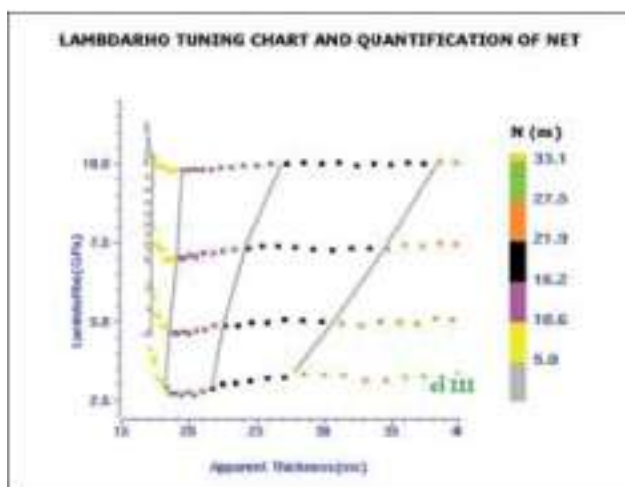


Рисунок 9 $\lambda\rho$ кривая настройки, цветовой код соответствует эффективной мощности класса III AVO. Кривая, относящаяся к опорной модели AVO, отмечена как cI III. Тонкие серые линии – границы зон равных значений N . В этой области N может оцениваться даже при мощности ниже мощности настройки.

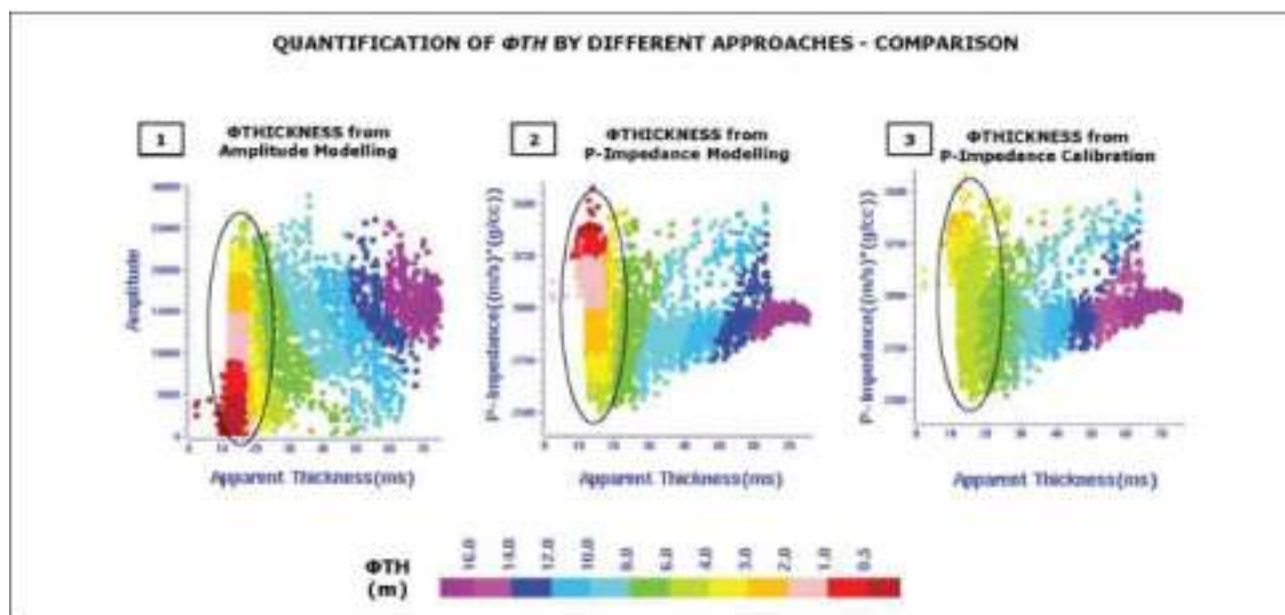


Рисунок 10 Количественная оценка ΦTh с помощью (1) моделирования амплитуд, (2) Моделирования P -импеданса и (3) калибровки P -импеданса к Φ_{av} и расчета общей мощности. Точки данных имеют цветовой код, ΦTh свидетельствует о реальном резервуаре класса III. Подходы 1 и 2 сравнимы в терминах глобальной оценки резервуара и разрешения тонких слоев (до 0.25 м ΦTh). Подход 3 неспособен обнаружить тонкие слоимощностью менее 2.5 м ΦTh и могут привести к ошибочной оценке тонкого слоя (смотрите различия в количественных описаниях внутри черных овалов).

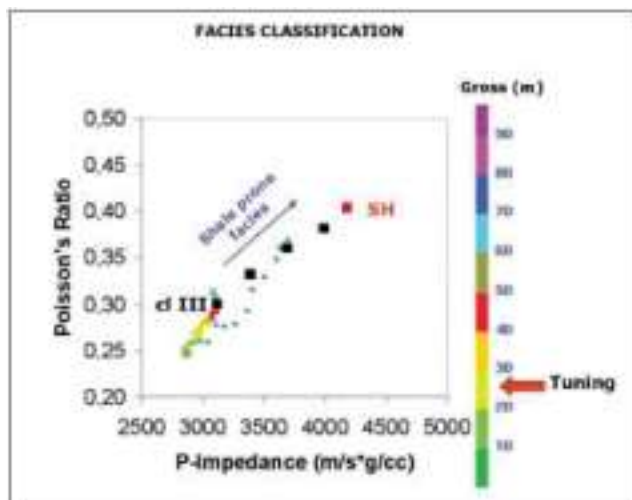


Рисунок 11 Петрофизический шаблон для классификации резервуара фаций класса III AVO и упругих атрибутов полученных из инверсии (код цвета соответствует реальной мощности) для фаций фиксированного типа (песчаные фации указаны в cl III = опорной модели класса III AVO). Шаблон включает: SH (глины); черные квадраты черные квадратики (точки, отвечающие петрофизическим вариациям опорной модели, рассчитанной на основе петрофизического моделирования). Ниже мощности настройки, результаты инверсии рассеиваются, что приводит к потенциальной неверной классификации фаций.

Таким образом, предсказанные значения $N:G$ слегка переоценены ($> 90\%$) для мощности, лежащей в интервале между периодом импульса и мощностью настройки и более существенно недооценены ($N:G$ достигает 70%) для мощности ниже мощности настройки. Как следствие низкое $N:G$, ниже мощности настройки, полученное по инвертированным упругим свойствам, может служить для определения тонких слоев или более мощных слоистых резервуаров с эквивалентной мощностью продуктивной толщи, но различной общей мощностью.

Примеры количественной оценки тонких слоев

Мы выбрали два примера количественной оценки тонких слоев из нашего накопленного опыта. Оба случая относятся к классу III AVO резервуаров Западной Африки, проинтерпретированных как осадки, приуроченные к глубоководью. Первый пример относится к месторождению в фазе разработки. В этом случае, количественная оценка резервуара проводилась с целью построения статической модели. Резервуар был разбурен пятью скважинами, которые дали следующую информацию: (1) общая мощность резервуара заключалась между 5 и 30 м (по сравнению с мощностью настройки 15 м), (2) Φ_{sand} около 35% и (3) диапазон $N:G$ между 30 и 85% . Мы оценили N по амплитуде и кажущейся мощности после калибровки графиков настройки (с Моделью 3 в качестве модели вариации Φ_{av}) и детерминистского приближения внутри интервалов изомощностей N . На Рисунке 13 показано как было предсказано корректное значение N для всех скважин, несмотря на реальную общую мощность. Этот результат особенно примечателен, поскольку моделирование было основано на одной скважине (W1, опорная скважина) и, в результате, другие четыре скважины использовались в качестве слепых тестов.

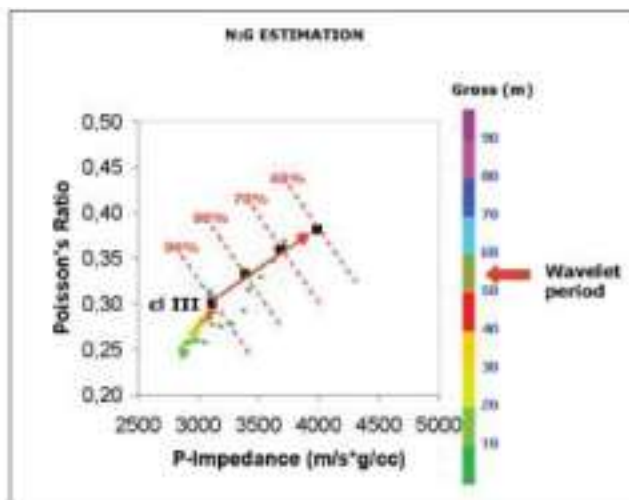


Рисунок 12 То же, что на Рисунке 8. Красной стрелкой показан тренд вариации $N:G$, а на перпендикулярных прерывистых линиях подписаны реальные значения $N:G$. $N:G$ может быть некорректно определено ниже мощности настройки, из-за рассеивания инвертированных точек данных.

Второй пример относится к открытию на стадии оценки. В этом случае, целью количественного описания является получение дополнительной информации в целях сокращения риска, связанного с планируемым проектом о оценке. Скважина-открывательница X дала следующую информацию о резервуаре: (1) общая мощность 10 м (при этом мощность настройки 13 м), (2) Φ_{sand} 26% и (3) $N:G$ 85% . Оценка коллектора последовало за тем же потоком обработки, описанным в первом примере, за исключением оцениваемого параметра (ΦTh вместо N) и выбора модели вариации Φ_{av} (Модель 1 вместо Модели 3). Необходимо отметить, что моделирование было основано только на доступной скважине X. Несмотря на это, пробуренная оценочная скважина Y подтвердила наше предсказание ΦTh (Рисунок 14), и устойчивость нашего подхода.

Выводы

Мы изучали тонкие слои на предмет того (1), какой индикатор качества резервуара (отношение эффективных толщин к общим, пористость, эффективная мощность, и пористость мощность) можно предсказать исходя из сейсмической амплитуды и кажущейся мощности и (2) насколько надежны две распространенные процедуры определения сейсмолитологии, именно определение количественных характеристик резервуара и классификация фаций. Наш основной интерес сфокусирован на углеводородных резервуарах (мы не обращаемся к вопросу дифференциации флюидов) в условиях глубоководья, что расширяет наш анализ до трех классов AVO. Подход, основанный на прямом моделировании и инверсии для клина и петрофизике, позволил нам соотнести изменения упругих свойств и синтетический сейсмический отклик с вариацией петрофизических свойств и мощностью. Из нашего анализа следует, что для всех классов AVO и всех коллекторов с мощностью менее периода импульса, абсолютные свойства (средняя пористость, пористость песка, и отношение эффективных толщин к общим) нельзя корректно оценить ни с помощью сейсмической амплитуды ни по упругим атрибутам, полученным в результате инверсии.

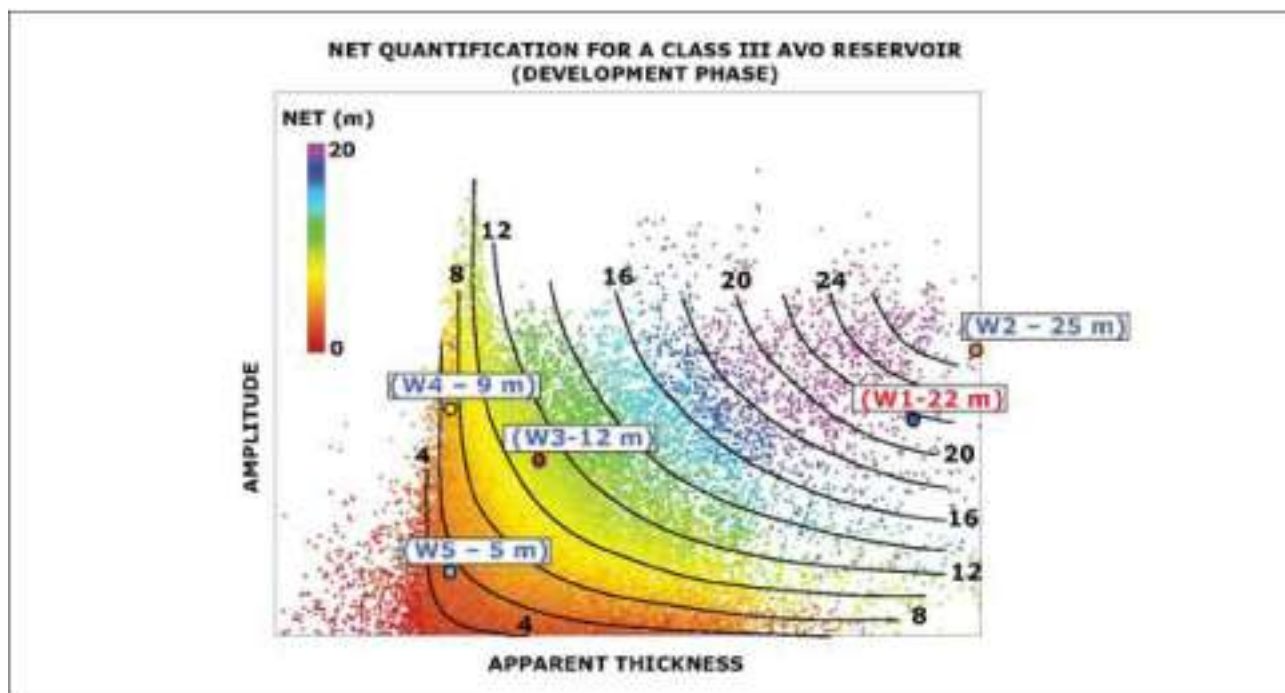


Рисунок 13 Пример определения N для класса III AVO резервуара в стадии разработки. Каждая пара амплитуда-кажущаяся мощность имеет код цвета в соответствии с оценочным значением N и изолинии N рисуются черным. Выбор Модели 3, в качестве модели вариации Φ_{av} , делает более плоскими границы изолиний N . Пары амплитуда-кажущаяся мощность в точках скважин помечены цветными кружками и флажками с названием скважин (W1-W5) и реальным N . W1 (красный флажок) использовался для моделирования. W2-W5 (голубой флажок) были скважинами для слепого теста.

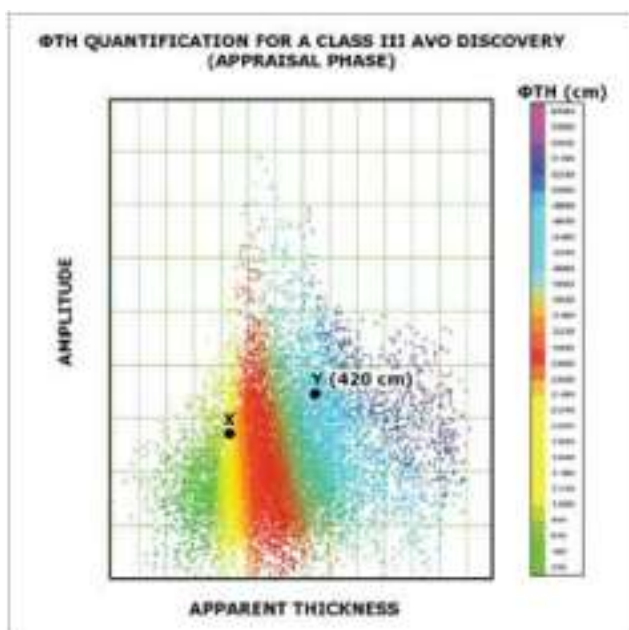


Рисунок 14 Пример оценки ΦTh для открытия класса III AVO в стадии оценки. Каждой паре амплитуда-кажущаяся мощность соответствует цветовой код в соответствии со значением ΦTh . Выбор Модели 1, в качестве модели вариации Φ_{av} , делает границы изолиний ΦTh более вертикальными. Скважина-открывательница X использовалась для моделирования; оценочная скважина Y (помеченная флажком с реальным ΦTh) подтвердила предсказание.

Это происходит потому, что на сейсмический отклик будут влиять свойства, которые включают информацию об общей мощности (эффективная мощность и/или пористость по мощности в зависимости от класса AVO и способа изменения средней пористости в соответствии с моделью осадконакопления). Эти свойства можно получить из сейсмической амплитуды (или инвертированных упругих атрибутов) и кажущейся мощности после калибровки графиков настройки (или упругих графиков настройки).

Использование упругих атрибутов для количественной оценки тонких слоев не оправдывает использование технологии детерминистической инверсии для описания тонких слоев. Она предлагается просто в качестве способа обращения к вопросу о тонких слоях независимо от того, доступны ли данные инверсии.

Фации резервуара могут быть неправильно классифицированы как фации глин при использовании результатов инверсии в качестве индикатора фаций.

Литература

- Brown, A.R., Wright, R.M., Burkart, K.D., Abriel, W.L., and McBeath, R.G. [1986] Tuning effects, lithological effects in the seismic response of gas reservoirs. *Geophysical Prospecting*, 34, 623-647.
- Cambois, G. [2000] AVO inversion and elastic impedance. 70th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstract, 142-145.
- Connolly, P. [1999] Elastic impedance. *The Leading Edge*, 18, 438-452.
- Kallweit, R.S. and Wood, L.C. [1982] The limits of resolution of zero-phase wavelets. *Geophysics*, 47, 1035-1046.

- Meckel, L.D. and Nath, A.K. [1977] Geologic considerations for stratigraphic modelling and interpretation: Seismic stratigraphy - Application to hydrocarbon exploration (Ed. C.E. Payton). *AAPG Memoir*, 26, 417-438.
- Neff, D.B. [1990], Incremental pay thickness modelling of hydrocarbon reservoirs. *Geophysics*, 55, 556-566. Neff, D.B. [1990] Estimated pay mapping using three-dimensional seismic data and incremental pay thickness modelling. *Geophysics*, 55, 567-575.
- Neff, D.B. [1993] Amplitude map analysis using forward modelling in sandstone and carbonate reservoirs. *Geophysics*, 58, 1428-1441.
- Neidell, N.S. and Poggiagliolmi, E. [1977] Stratigraphic modelling and interpretation - Geophysical principles and techniques: Seismic stratigraphy - Application to hydrocarbon exploration (Ed. by C.E. Payton). *AAPG Memoir*, 26, 389-416.
- Rutherford, S.R., and Williams, R.H. [1989] Amplitude versus offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54, 680-688.
- Schramm, Jr., M.W., Dedman, E.V., and Lindsey, J.P. [1977] Practical stratigraphic modelling and interpretation: Seismic stratigraphy - Application to hydrocarbon exploration (Ed. C.E. Payton). *AAPG Memoir*, 26, 477-502.
- Widess, M.B. [1973] How thin is a thin bed? *Geophysics*, 38, 1176-1180.