

Возможности использования технологии EEI для повышения эффективности определения коллекторских свойств: теоретические основы и практическое применение

■ Адамович О.О., Бадалян Э.А., Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.

Аннотация. В статье рассмотрена технология интерпретации данных сейсморазведки на основе понятия расширенного упругого импеданса (extended elastic impedance - EEI). Проанализировано влияние различных аспектов на результат выполнения технологии EEI и приведены примеры, подтверждающие эффективность использования данной технологии для определения петрофизических параметров изучаемых резервуаров.

Ключевые слова: AVO-анализ, EEI, сейсмическая интерпретация.

Введение

Геоэкономические изменения, произошедшие в мире за последние несколько лет, значительным образом повлияли на рынок нефти и газа, а также на задачи, поставленные перед геофизиками-практиками. «Простые» месторождения на сегодняшний день открыты и разведаны, а многие другие находятся в стадии разработки и добычи. Несмотря на произошедшие изменения, сейсморазведка остается ведущим методом для изучения свойств коллекторов. Однако повышаются требования к достоверности результатов интерпретации данных. Традиционно основная задача метода состоит в прогнозировании глубинной структуры резервуара. Прогнозирование петрофизических параметров пластов и их насыщения или динамическая интерпретация зачастую рассматривается как вторичная задача метода.

Долгое время основой для динамической интерпретации служила модель нормально падающей волны и прогнозирование свойств резервуара на основе акустического импеданса пластов. Внедрение в практику методики изучения амплитуд отраженных волн от удаления с целью извлечения литологической информации и определения типа флюидонасыщения потенциальных коллекторов позволило существенно повысить

эффективность метода сейсморазведки для решения геологических задач. Такой подход к интерпретации данных получил название «AVO-анализ» (amplitude-variation-with-offset).

Однако на данный момент AVO-анализ имеет ограниченный успех для решения задач нефтегазовой геологии. Это может быть связано как с физическими ограничениями разрешающей способности сейсморазведки или свойствами целевых пластов, так и с применяемой методикой полевых работ, технологиями обработки данных или методикой выполнения AVO-анализа.

В данной статье рассмотрены основные аспекты AVO-анализа и одной из его модификаций - расширенного упругого импеданса, которая, по мнению авторов, незаслуженно имеет ограниченное распространение на российском рынке сейсморазведочных услуг.

История становления AVO-анализа

В конце 60-х годов прошлого столетия сейсмические данные стали использоваться для прямого поиска углеводородов. Тогда при обработке сейсмических данных были впервые обнаружены на волновом поле «яркие пятна» - области аномальных значений амплитуд отраженных волн, которые впоследствии интерпретировали как газовые шапки в

поверхностных пластах. Технология «bright-spot» быстро завоевала популярность на рынке и стала коммерческим инструментом в прогнозировании углеводородов. Это открытие послужило импульсом для дальнейшего развития методов определения типа флюида в пласте по сейсмическим данным. Далее опыт применения технологий сейсмической разведки привел к пониманию того, что бурение в любые «яркие пятна» не приносит успеха. При бурении на такие сейсмические объекты вскрывались угленосные пласты, магматические породы, контрастно-слоистые пласты и ряд других геологических формаций, что в свое время поставило под сомнение идею прямых поисков углеводородов по данным сейсморазведки.

Наряду с развитием атрибутивного анализа в производство стала активно внедряться технология расчета кривых псевдоакустического каротажа. В 1979 году в статье Линдсета [12] приведен способ расчета акустического импеданса по данным суммарного куба, данным по скорости и плотности, измеренным в скважине, которые использовались для построения начальной модели. Такой подход, реализованный на практике, в будущем получил свое развитие как инверсия с использованием фоновой модели. Дальнейшее развитие методов интерпретации данных сейсморазведки происходило за счет использования данных до суммирования. В 1982 году на съезде SEG (Society of Exploration Geophysicists) в Далласе Острандер продемонстрировал результаты практического применения технологии AVO и позже опубликовал статью о возможности ее использования [13].

Параллельно с этим в 80-е годы существенный прогресс произошел в развитии теоретических основ AVO-интерпре-

тации, которые в свою очередь опираются на исследования, проведенные еще в начале XX века Ноттом и Цеппритцем [11,23]. Эти исследования позволили выявить зависимости между параметрами горных пород и изменением амплитуд сейсмических данных, но оказались неудобными для практического применения. За прошедшее время многие исследователи пытались упростить систему уравнений Цеппритца. В 1980 году двум ученым - Аки и Ричардсу удалось линеаризовать уравнения относительно плотности и скорости и тем самым получить зависимость коэффициента отражения продольной волны от угла отражения как функцию упругих параметров среды [5]. Также важнейшую роль в развитии линейных аппроксимаций сыграла выпущенная в 1985 году на основании трудов Аки и Ричардса работа Шуэ [18]. Стоит отметить, что помимо этого существует множество работ, основанных на уравнениях Аки-Ричардса и Шуэ, которые посвящены решению задачи линеаризации уравнений Цеппритца, например, работа Верма и Хилтермана [20], работы Фатти [9] и Гарднера [10] и многих других.

Спустя недолгое время после начала активного использования AVO-анализа, стало ясно, что такой подход действительно позволяет найти связь изменений амплитуд с литологией пластов и характером их насыщения. Так, Смитом и Гидлоу [19] была опубликована работа, в которой описывался AVO-атрибут, позволяющий эффективно определять насыщенность углеводородами с помощью использования интерсепта и угловых коэффициентов отражения. Данный атрибут получил название «флюид-фактор». Развитие AVO-анализа изначально было связано с выявлением амплитудных аномалий, приуроченных к

газовым залежам в терригенном разрезе. Еще на ранних стадиях исследований было ясно, что газонасыщенные песчаники характеризуются широким спектром зависимостей амплитуд от удалений [1]. Первыми качественную классификацию газовым пескам в зависимости от различного поведения AVO-характеристик дали Резерфорд и Уильямс [16]. Основная идея заключалась в создании некоторой общей схемы, которая в качестве начального этапа к дальнейшему количественному AVO-анализу позволит определить класс газовых песков по соответствующим им аномалиям амплитуд отражений на сейсмограммах. Такой подход получил название «AVO-кроссплотинг». В своей работе Резерфорд и Уильямс сгруппировали газовые пески в три класса (высокоимпедансные пески, пески с импедансами близкими к глинистым сланцам и низкоимпедансные пески). В 1995 году Росс и Кинман разделили газовые пески второго класса на пески, представленные уменьшением амплитуд при увеличении удаления, и те, которые с увеличением удаления представлены обращением фазы [15]. Далее уже в 1997 году Кастаньи и Свон расширили схему Резерфорда и Уильямса, дополнив ее четвертым классом, к которому относятся пористые пески, перекрывающиеся плотной высокоскоростной толщей, представленной, например, сцементированными песчаниками или карбонатами [7].

Упругий импеданс

В 1999 году вышла работа Коннолли [8]. В ней автор ввел понятие упругого импеданса (EI), который является обобщением понятия акустического импеданса для случая, когда волна падает на границу раздела сред под произвольным углом (в рамках аппроксимации уравне-

ний Цеппритца методом Шуэ), отличным от падения по нормали. Предполагая $K = \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2 = \text{const}$, автор пришел к выражению:

$$R(\theta) = \frac{EI_n(\theta) - EI_{n-1}(\theta)}{EI_n(\theta) + EI_{n-1}(\theta)}, \quad (1)$$

Тогда упругий импеданс для фиксированного угла падения волны $EI(\theta)$:

$$EI(\theta) = V_p^a * V_s^b * \rho^c, \quad (2)$$

$$\text{при этом: } a = 1 + \sin^2 \theta; b = -8K \sin^2 \theta; c = 1 - 4K \sin^2 \theta.$$

В таком случае возможно выполнять инверсию данных для произвольного угла падения волны с целью дальнейшего прогноза литологии и флюида пластов. Однако выражение содержит зависимость от угла θ , и в таком случае некорректно сравнивать между собой упругий импеданс для различных углов. Для того, чтобы избавиться от данного ограничения Уиткомб модифицировал определение упругого импеданса и ввел понятие нормированного упругого импеданса [21].

Расширенный упругий импеданс

Достаточно быстро были выявлены практические ограничения, связанные с понятием упругого импеданса. В частности, исходя из реалистичных значений V_p/V_s и ряда теоретических предположений, можно определить, что для оптимального определения типа насыщения стоит использовать $\sin^2 \theta = 0.35 - 0.37$, что соответствует углам падения $37^\circ - 40^\circ$. Аналогичные рассуждения для определения литологии приводят к значению $\sin^2 \theta = -1.25$. Для того, чтобы подход упругого импеданса можно было расширить на нефизические углы падения, а также снять ограничения, связанные со

значениями $|\sin^2\theta| > 1$ Уиткомб и др. предложили модификацию понятия упругого импеданса [22]. Замена $\sin^2\theta$ на $\tan\chi$ нормирование коэффициента отражения на $\cos\chi$:

$$R = A + B\tan\chi \quad (3)$$

из чего следует:

$$R = \frac{(A\cos\chi + B\sin\chi)}{\cos\chi} \quad (4)$$

тогда нормированный коэффициент отражения:

$$\begin{aligned} R_s &= R\cos\chi \\ R_s &= A\cos\chi + B\sin\chi \end{aligned} \quad (5)$$

тогда нормированный коэффициент отражения:

$$EEI(\chi) = Vp_0\rho_0 \left[\left(\frac{Vp}{Vp_0} \right)^p \left(\frac{Vs}{Vs_0} \right)^q \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^r \right], \quad (6)$$

где $p = (\cos\chi + \sin\chi)$, $q = -8K\sin\chi$, $r = (\cos\chi - 4K\sin\chi)$.

Или используя параметры интерсепта и градиента:

$$EEI(\chi) = AI_0 \left[\left(\frac{AI}{AI_0} \right)^{\cos(\chi)} \left(\frac{GI}{AI_0} \right)^{\sin(\chi)} \right] \quad (7)$$

Подобные манипуляции позволяют использовать любые значения $\tan\chi$ между $+\infty$, а не пределом от 0 до 1, при этом сама переменная χ может варьироваться в диапазоне от -900 до +900. В данном случае этот переход закономерен, поскольку речь идет не о реальных углах падения, а о разработке методологии, позволяющей максимально удобным способом связать параметры AVO и искомые параметры пластов.

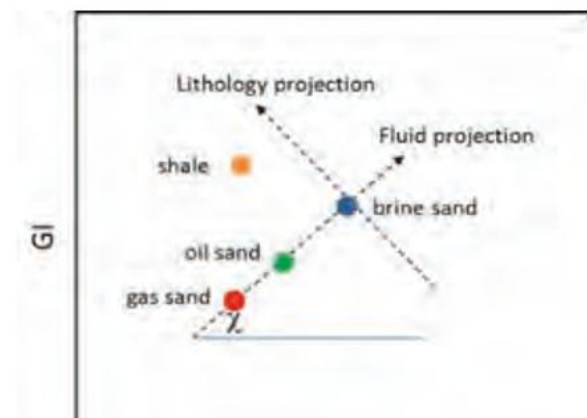
Удобство и преимущества метода EEI становятся хорошо понятны на этапе петроупругого моделирования коллекторов. В таком случае вместо распростра-

ненных кросс-плотов Vp/Vs и AI используется кросс-плот AI и GI . В таком случае угол χ является углом наклона в данной системе координат. Так же кривые петрофизических параметров пород, такие как глинистость, литология и пористость можно напрямую коррелировать с EEI для различных углов. На основе совместного анализа кросс-плотов и сканирования по коэффициенту корреляции с искомыми параметрами интерпретатор осуществляет выбор проекций для получения кубов искомых петрофизических параметров.

Практические аспекты технологии EEI

Практические аспекты теории AVO в целом и EEI в частности были заложены более 20-ти лет назад, однако на данный, пожалуй, не существует единого методического подхода к использованию данных до суммирования. Несмотря на кажущуюся простоту расчета атрибутов интерсепта и градиента как основы для дальнейшего выполнения AVO-анализа или EEI-инверсии, им предшествует большое количество манипуляций с данными, начиная от планирования съемки, через проведение работ и заканчивая полным графом обработки данных с десятками параметров, каждый из

▼ Рис. 1. Схема разделения литологии и типа заполнения пор флюидом в методе EEI (Maman Hermans et al., 2016).



которых потенциально влияет на амплитуды отраженных волн. Так, некорректное применение даже одного модуля обработки данных может привести к существенной потере информативности этих атрибутов.

Ключевыми факторами, влияющими на принятие тех или иных решений при проведении работ и выборе методики, графа обработки и интерпретации данных, являются условия проведения работ, а именно – море, мелководье, суша. Приведем основные моменты, которые необходимо учитывать интерпретатору.

Водные условия существенным образом упрощают извлечение ценной геологической информации из полевых сейсмических наблюдений в связи с тем, что возбуждение сигнала происходит в воде при постоянной глубине источника. Данная специфика проведения работ приводит к стабильной и зачастую известной форме импульса. Так же при использовании плавающих кос не регистрируются поперечные и поверхностные волны. Основной трудностью, характерной для проведения работ в морских условиях, является наличие кратных волн и волн-спутников. Современные алгоритмы обработки данных, такие как 3D подавление кратных волн в водном слое, 3D подавление кратных волн, связанных со свободной поверхностью (SRME), адаптивное подавление волн-спутников позволяют практически устранить влияние помех данного вида.

Ведение работ в условиях мелководья и транзитной зоны на данный момент является наиболее затруднительным для получения качественных данных. Во-первых, возникают проблемы с возбуждением колебаний в мелкой воде или на плавающем льду. Это приводит к низкому отношению сигнал/помеха или же

возникновению специфических волн-помех. Во-вторых, получение широкоазимутальных данных требует использования разного рода приемных датчиков – на суше, в транзитной зоне и при удалении от берега при увеличении глубины моря. Подобная специфика работ может привести к существенным ограничениям обработки данных для выполнения амплитудного анализа сейсмограмм.

Вариации в условиях возбуждения и регистрации сигнала на суше, а также неоднородное строение верхней части разреза оказывает большое влияние на регистрируемые волновые поля и оставляют существенную проблему для обработки [4]. Наземные съемки характеризуются крестовой или ковровой методиками наблюдений. Такие методики наблюдений позволяют получать широко- или полноазимутальные данные, однако при этом кратность на ближних удалениях зачастую существенно ниже, чем на средних и дальних. Этот факт, а также то, что большинство помех присутствуют на ближних удалениях, существенно влияет в дальнейшем на оценку параметров интерсепта и градиента и их достоверность.

Помимо условий проведения работ большой вклад в результативность AVO-анализа вносит влияние геологоструктурных особенностей вышележащей толщи и компенсация влияния данных неоднородностей методами обработки [2]. В данном случае имеется в виду получение изображений и корректных амплитудных откликов под структурно сложными объектами, такими как соляные тела, надвиги, вулканические комплексы и другие. В этой связи возрастает роль технологий и прежде всего методов глубинной миграции до суммирования и построения глубинно-скоростных моделей [3]. Комбинация

анизотропной миграции в обратном времени наряду с методом полномасштабной инверсии для построения ГСМ является на данный момент «королевской» связкой обработки данных сейсморазведки с позиции возможности получения изображения в самых затруднённых геологических условиях.

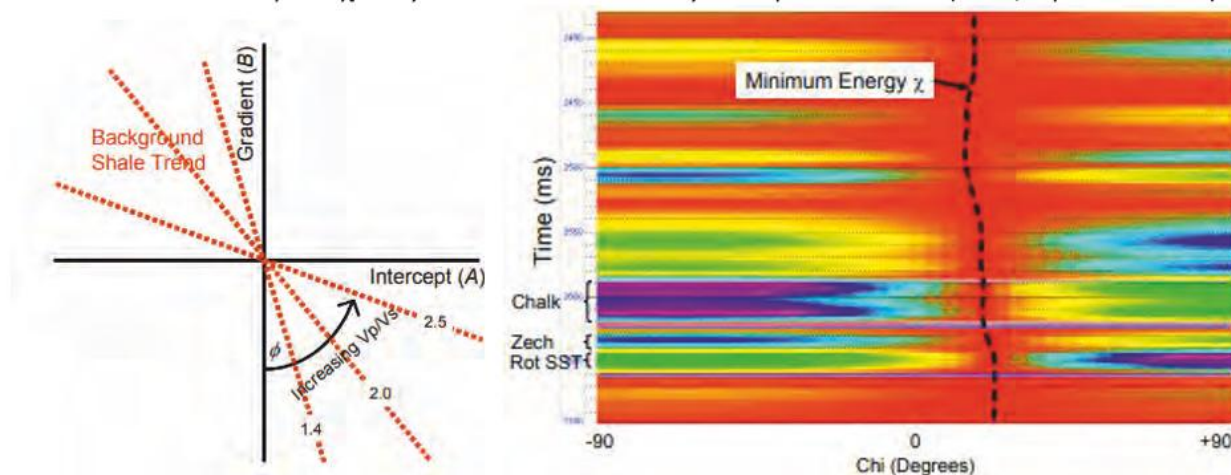
Таким образом, успех AVO-анализа зависит прежде всего от слаженной мультидисциплинарной работы, наличия необходимого количества скважинных данных, правильного дизайна сейсмической съемки, применения необходимых технологий обработки данных и от контроля за корректностью применения процедур обработки.

Лучшие практики применения и перспективы AVO/EEI

В 2006 году Хикс и Фрэнсис в своей работе еще раз подтвердили, что данные EEI непосредственно могут быть связаны с интересующими петрофизическими свойствами изучаемого геологического разреза, при этом необходимая информация может быть получена из данных предварительной обработки без выполнения лишних действий. В своем исследовании авторы опираются на работу

Уиткомба [22], в которой на примере крупного нефтяного месторождения Фортис в центральной части Северного моря демонстрируется связь значений EEI при определенных углах χ такими важными параметрами физики горных пород, как объемный модуль, модуль сдвига и постоянные Ламе. Также Хикс и Фрэнсис приводят в пример работу Невеса и др. (2004), в которой вычисляются коэффициенты корреляции между всеми интересующими петрофизическими параметрами и всеми значениями EEI в диапазоне углов от -90 до $+90$ на примере газового месторождения в центральной части Саудовской Аравии. Значение корреляции показывает, насколько хорошо можно предсказать конкретный петрофизический параметр и независимо оценить его, и какие значения EEI для этого необходимо использовать. Помимо этого в своем исследовании ученые демонстрируют, как взаимосвязаны перекрестные диаграммы AVO, фоновые значения V_p/V_s и проекции EEI между собой. Связь между диаграммой $B(A)$ и V_p/V_s освещена в работе Кастаньи и Свона [7]. На рисунке 2(а) показано, что фоновое значение V_p/V_s связано с углом ϕ (от отрицательной оси градиента),

▼ Рис. 2. а (слева) - схематичный перекрестный график AVO, показывающий, как увеличение V_p/V_s связано с углом ϕ [7], б (справа) – результат расчета EEI, изменения угла минимальной энергии χ с глубиной обозначено пунктирной линией (Хикс, Фрэнсис 2006).



причем увеличение ϕ (в направлении против часовой стрелки) соответствует увеличению V_p/V_s . Однако следует отметить, что оценка фонового значения V_p/V_s допустима лишь при небольших изменениях скорости, и данный метод недействителен там, где присутствуют локализованные аномалии амплитуды. При очень высоком фоновом V_p/V_s будет наблюдаться увеличение амплитуды с удалением, и большие коэффициенты отражения будут создавать ложноположительные аномалии AVO.

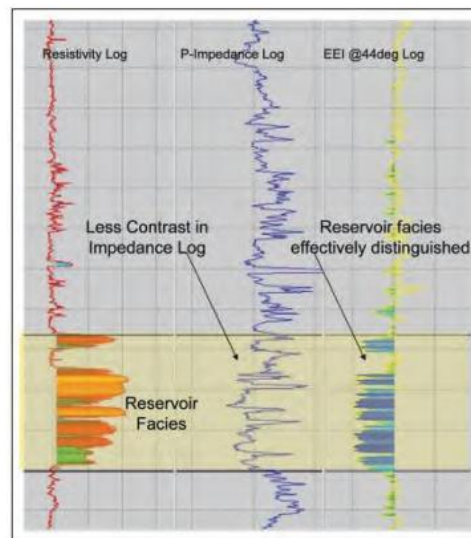
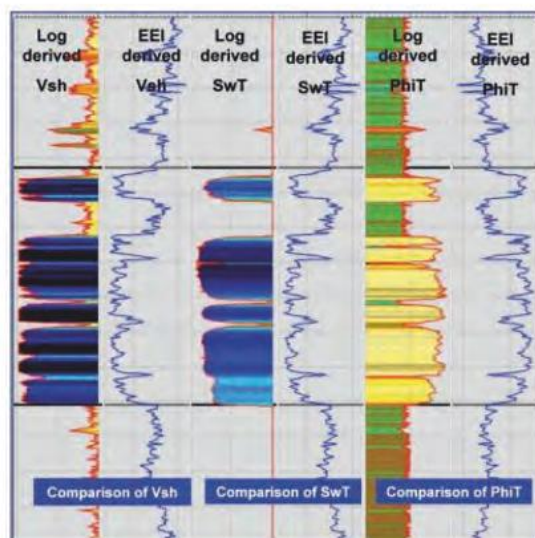
Формульно описав в статье взаимосвязь угла ϕ с EEI, а затем с фоновыми значениями V_p/V_s на основе минимального энергетического угла, связанного с проекцией EEI, авторы определили, что медленное изменение этого угла с глубиной может указывать на изменение соотношения V_p/V_s , в то время как локальные изменения могут быть связаны с изменениями в классе AVO (рисунок 26).

Еще одно тематическое исследование было проведено на примере одного из месторождений, которое расположено в южной части бассейна Кришна-Годавари на восточном побережье Индии [6]. Коллектор представлен плотным песчаником с высокой пористостью (25%). Характеристика коллектора в данном

случае представляет собой сложную задачу, поскольку контраст между коллектором и неколлектором невелик. В данной работе использование концепции EEI дополнительно к стандартному подходу инверсии позволило идентифицировать и очертить границы коллектора более точно, чем при использовании только данных об импедансе. Для этого авторы определили оптимальные значения углов χ при которых достигается максимальная корреляция EEI с целевыми параметрами - глинистостью (V_{sh}), общей водонасыщенностью (SwT), общей пористостью (Φ_{iT}). На рисунке 3(а) приведено сравнение кривых псевдопетрофизических свойств, полученных при расчете расширенного упругого импеданса по сейсмическим данным, с записанными кривыми в скважине. Значительная корреляция между кривыми позволяет использовать данные, полученные с помощью EEI для количественной интерпретации и геологического моделирования.

В этом исследовании потенциальный коллектор находится на глубине 2,7 км ниже уровня глин, где контраст между коллектором и перекрывающей толщей невелик, что не позволяет с уверенностью оценить размеры и очертить контур

► Рис. 3.
а (слева) – сравнение петрофизических каротажей с данными EEI, б (справа) – сравнение кривых EEI и P-импеданса [6].



песчаного массива при помощи только R -импеданса. Для цели данного исследования было рассчитано фоновое значение EEI (при $\chi=44$), то есть значение, при котором изменение свойств кривой в вышележащих фациях минимально. Далее авторы провели сравнение между кривой фонового значения EEI и кривой R -импеданса. Контраст на границе верхней части и у основания коллектора оказался выше при фоновом EEI по сравнению с R -импедансом (рисунок 3(б)).

В качестве еще одного примера можно привести работу Патхака и др. [14]. В ней подход EEI был использован для оценки коллекторских свойств на одном из месторождений в бассейне Саравак в Малайзии. На месторождении коллекторы углеводородов приурочены к песчаникам. На территории исследования находятся три скважины с необходимым набором каротажных данных. После обработки каротажа было проведено сравнение значений EEI с другими каротажными кривыми при различных углах χ в диапазоне от -900 до $+900$ для выявления наилучшей связи EEI со свойствами коллектора.

Из рисунка 4 видно, что для всех трех скважин наблюдается хорошая корреляция между EEI и петрофизическими параметрами при определенных углах χ . Стоит отметить, что скважины расположены далеко друг от друга, однако углы, которые показывают наилучшую корреляцию со свойствами коллектора, находятся примерно в одном диапазоне. Следовательно, значения углов в некоторой степени могут изменяться по площади, но это является незначительным, по крайней мере, в масштабе месторождения.

Суммируя, можно констатировать, что за последние несколько десятков лет

эффективность использования концепции расширенного упругого импеданса была доказана многими учеными-геофизиками для различных месторождений. Однако лишь немногие работы были посвящены определению закономерностей для интерпретации результатов EEI. В одной из таких работ Чжэнь-Мин и др. (2008) рассмотрели тренды EEI в пределах целевых пластов и получили характеристики флюидов для обнаружения газа, которые впоследствии успешно сверили с известными скважинными данными. Также относительно недавно Шарифи опубликовал работу, в которой были смоделированы замещения различными типами жидкости и выполнена оценка возможности их распознавания в области EEI [17]. В результате данного исследования разработаны тренды EEI, позволяющие определять тип флюидонасыщения. Полученные данные были успешно сверены с данными из «слепой» скважины и позволили определить зону, содержащую углеводороды.

Заключение

Концепция расширенного упругого импеданса представляет собой разновидность технологии AVO-анализа. По мнению авторов, к основным преимуществам данного метода относятся: практическое удобство, позволяющее напрямую прогнозировать кубы петрофизических параметров, и гибкая параметризация — возможность уточнить параметры резервуара, по сравнению с результатами классической инверсии.

Методы EEI и синхронной инверсии являются производными одних и тех же уравнений, однако сама математика основана на разных допущениях, и существует различие в используемых входных данных. Очевидно, что применение технологии EEI дополнительно к

синхронной инверсии в процессе выполнения проекта по интерпретации данных позволит получать дополнительную информацию о резервуаре, что положительно скажется на повышении результативности решения геологических задач. Мировой опыт применения EEI показывает, что данная технология успешно работает при изучении терригенных коллекторов. Данный факт позволяет предположить, что методика расширенного упругого импеданса может быть эффективно применена для изучения коллекторов Западно-Сибирской НГП.

Литература

1. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001 г., 68 с.
2. Горелик Г. Д., Сысоев А. П. Асимптотические способы компенсации неоднородности верхней части разреза при обработке данных МОВ. // под ред. Эпов М. И. // Новосибирск: ИНГ СО РАН, Т 1, 2017. pp. 18 - 19.
3. Сысоев А.П. (2018) Многовариантность скоростной модели в задаче структурных построений по сейсмическим и скважинным данным. Записки Горного института. Том 233. С. 459.
4. Сысоев А.П., Горелик Г.Д. Параметрический способ учета неоднородности верхней части разреза при обработке данных МОПТ/Геология и Геофизика, № 6, V 58, 2017. С 948 - 954.
5. Aki, K., and Richards, P.G., 1980, Quantitative seismology: Theory and methods: W. H. Freeman and Co.
6. Arsalan, S. I., & Yadav, A. (2009). Application of extended elastic impedance: A case study from Krishna-Godavari Basin, India. The Leading Edge, 28(10), 1204–1209.
7. Castagna, J. P., and Swan, H. W., 1997, Principles of AVO crossplotting: The leading edge, 16, no. 04, 337-342.
8. Connolly, P., 1999, Elastic Impedance, The Leading Edge, April Issue, 438-452.
9. Fatti, J., G. Smith, P. Vail, P. Strauss, and P. Levitt. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D seismic case history using the Geostack technique: Geophysics. 1994. 59. P. 1362-1376.
10. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density. The diagnostic basics for stratigraphic traps. - Geophysics, 1974, v. 39, N6, p.p. 1603-1615.
11. Knott, C.G., 1899, Reflexion and refraction of elastic waves with seismological applications: Phil. Mag., 48, 64-97.
12. Lindseth, R.O., 1979. Synthetic sonic logs—a process for stratigraphic interpretation. Geophysics 44, 3–26.
13. Ostrander, W.J., 1984, Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence: Geophysics, 49, 1637-1648.
14. Pathak, R. K., & Husain, R. (2015). Application of Extended Elastic Impedance in Reservoir Characterization - Example from Sarawak Basin, Malaysia. Seismic Driven Reservoir Characterization and Production Management.
15. Ross C.P., Kinman D.L. Nonbright spot AVO: two examples. - Geophysics, 1995, v. 60, N 5, p.p. 1398-1408.
16. Rutherford, S.R., Williams, R.H., 1989. Amplitude-versus-offset variations in gas sands. Geophysics 54, 680–688.
17. Sharifi, J, 2021. Extended Elastic Impedance Template. 82nd Annual International Conference and Exhibition, EAGE.
18. Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics, 50, 609–614.
19. Smith, G.C., Gidlow, P.M., 1987. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. Geophys. Prospect. 35, 993–1014.
20. Verm, R. and Hilterman, F., 1995, Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties: The Leading Edge, 14, 847-853.
21. Whitcombe, D.N., 2002. Elastic impedance normalization. Geophysics 67, 60–62.
22. Whitcombe, D.N., Connolly, P.A., Reagan, R.L., Redshaw, T.C., 2002. Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. Geophysics 67, 63–67.
23. Zoeppritz, K., 1919, Erdbebenwellen VIII B, On the reflection and propagation of seismic waves: G^ottinger Nachrichten, I, 66-84.