

МЕТОД QVOA ДЛЯ ПОИСКА ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Т.И. Чичина, В.И. Сабинин, Х. Ронкйио-Харийо, И.Р. Оболенцева*

Instituto Mexicano del Petroleo, Eje Central Lazaro Cardenas 152, 07730, Mexico D.F., Mexico
** Институт геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Контюга, 3, Россия*

Предложен метод для определения ориентации трещин в коллекторе — азимутальный анализ QVO (QVOA), основанный на вариации поглощения в зависимости от направления распространения P -волны в азимутально-анизотропной среде НТИ, эффективной модели вертикально-трещиноватой среды. Получена приближенная формула для поглощения продольной волны в зависимости от направления волновой нормали и показано, что она по своей структуре совпадает с аппроксимацией Рюгера для коэффициента отражения продольной волны, лежащей в основе азимутального анализа AVO (AVOA). По аналогии с AVO градиентом введен новый сейсмический атрибут — градиент QVO, зависящий от азимута линии источник—приемник. Это позволило развить методику QVOA анализа по данным отраженных продольных волн аналогично хорошо развитой методике AVOA. Введен также QVQ интерсепт, который соответствует поглощению в плоскости изотропии (трещин). Градиент QVO принимает максимальное значение при совпадении азимута линии источник—приемник с направлением оси симметрии среды, т. е. нормали к плоскостям трещин, и минимальное — в перпендикулярном направлении. Найдено, что относительная разница поглощения продольных волн вдоль трещин и поперек зависит от параметров трещин и от отношения V_S/V_P во вмещающей породе. При этом влияние параметра V_S/V_P оказывается большим, чем самих трещин и заполняющего их флюида. По азимутальной вариации градиента QVQ можно определить ориентацию трещин, а по максимальному значению градиента QVO, деленному на величину интерсепта, оценить отношение V_S/V_P во вмещающей породе.

Трещинный коллектор, анизотропия, поглощение, AVO, QVO.

THE QVOA METHOD FOR FRACTURED RESERVOIR CHARACTERIZATION

T.I. Chichina, V.I. Sabinin, G. Ronquillo-Jarillo, and I.R. Obolentseva

We report the method of azimuthal QVO (QVOA) analysis (seismic quality factor Q versus offset and azimuth) of P -wave attenuation variations as a function of wave-propagation direction in an azimuthally anisotropic (HTI) medium, which is an effective model of vertically fractured rocks. The method is intended to determine crack orientation in fractured reservoirs. The derived approximation of attenuation as a function of wave-normal direction appears to have the same structure as Rüger's approximation for the PP -wave reflection coefficient widely applied in the azimuthal AVO (AVOA) analysis. We introduced a new azimuth-dependent seismic attribute of QVO gradient by analogy with the AVO gradient, which approaches the new QVOA method to the known AVOA analysis. The QVO intercept was also introduced; it corresponds to attenuation in the isotropy (fracture) plane. The QVO gradient is maximum when the source-receiver line is directed along the symmetry axis (or along the normal to fracture planes) and minimum when the two are orthogonal. The relative difference in P -wave attenuation along and across fractures was found out to depend on fracture parameters and on V_S/V_P ratio in the host rock, whereby the impact of the parameter V_S/V_P is greater than that of cracks and their fluid fill. Azimuthal variations of QVO gradient can be used to determine crack orientation, and the maximum QVO gradient divided by intercept value provides the V_S/V_P -ratio estimate.

Fractured reservoir, anisotropy, attenuation, AVO, QVO

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей работе предлагается новый метод (в дополнение к существующим) поиска трещинных коллекторов по амплитудным характеристикам продольных отраженных волн — QVOA, или иначе азимутальный анализ QVO. Аббревиатура QVOA означает Q-Versus-Offset-Azimuth, т. е. сейсмическая добротность Q в функции расстояния и азимута. В основу метода положена приближенная формула для поглощения продольной волны в зависимости от направления ее распространения в среде НТИ — трансверсально-изотропной с горизонтальной осью симметрии, простейшей эффективной модели коллекторов

с ориентированной вертикальной трещиноватостью. Работа посвящена исследованию возможности использования сейсмических атрибутов азимутального анализа QVO для определения ориентации трещин в коллекторе.

Предлагаемый метод QVOA похож на известный метод AVOA (Amplitudes-Versus-Offset-Azimuth), или иначе азимутальный анализ AVO, который является распространенным средством для обнаружения основных направлений трещиноватости в коллекторах нефти и газа (см., например, [1—4]). Разрабатываются методики для разделения газовых коллекторов и коллекторов, заполненных жидкостью (водой и(или) нефтью), средствами азимутального AVO анализа [5, 6].

Термин QVO был введен авторами статьи [7], которые предложили метод QVO для определения интервального фактора Q по данным наблюдений ОГТ отраженных волн. В методе QVO используется способ определения Q , основанный на анализе логарифма отношения амплитудных спектров волн, отраженных от кровли и подошвы целевого слоя. Метод спектрального отношения первоначально был разработан для данных ВСП [8], а в настоящее время применяется и к отраженным волнам [7, 9—11]. Вариация Q в функции расстояния (QVO) экстраполируется до нулевого расстояния. Конечным результатом являются оценки интервального фактора Q (или Q^{-1}), относимые к тем же точкам профиля, что и значения t_0 на суммарных временных разрезах ОГТ.

Направление исследования, предлагаемое в настоящей работе — азимутальный анализ QVO, или QVOA, не является ни разновидностью метода QVO [7], ни его развитием. Наш метод служит цели обнаружения коллектора с вертикальной системой трещин по вариациям поглощения отраженных P -волн в зависимости от направления распространения. В основе метода лежит полученная нами аппроксимационная формула для поглощения в функции расстояния и азимута в поглощающей вертикально трещиноватой среде. По сути дела, решается методом инверсии обратная задача — нахождение параметров среды по пространственным вариациям поглощения P -волны. Метод назван азимутальным анализом QVO, или QVOA, по той причине, что лежащая в его основе аппроксимационная формула повторяет известную формулу Рюгера [12] для коэффициента отражения P -волны, применяемую в азимутальном анализе AVO, или AVOA. Таким образом, наше название QVO просто созвучно названию QVO метода авторов [7] и является фактически названием первого этапа предлагаемого нами метода QVOA.

Появление метода QVOA связано непосредственно с желанием объяснить наблюдавшиеся рядом авторов азимутальные вариации поглощения P -волн, найденные по данным отраженных волн [11, 13—15] и по данным ВСП [16]. Наше объяснение относится к одной из наиболее вероятных и важных в практическом плане причин таких вариаций — наличию вертикально-трещиноватого коллектора. Некоторые аспекты теории Q -анизотропии для трещиноватых коллекторов и результаты численного моделирования азимутального отклика QVO даны в работе [17]. Расчеты, приведенные в [17], выполнены с целью объяснения азимутальной вариации фактора Q , о которой сообщается в работе [11]. Данная работа продолжает исследование [17].

Изучение пород, проявляющих азимутально-анизотропные свойства, проводится с целью поиска месторождений нефти и газа, часто приуроченных к зонам повышенной трещиноватости с вертикально ориентированными трещинами. В случае уже достаточно хорошо разработанного месторождения задача состоит в повышении нефте- и газоотдачи пласта. Для этого применяется горизонтальное бурение скважин, которые бурятся перпендикулярно плоскостям вертикальных трещин с целью повышения проницаемости коллектора в пределах разрабатываемого месторождения. Считается, что повышенная проницаемость определяется наличием ориентированных микротрещин (и(или) пор), вдоль которых происходит движение флюида [2, 15]. Направления повышенной проницаемости должны характеризоваться пониженным сейсмическим поглощением [18, 19].

Действительно, если в среде существуют ориентированные сообщающиеся вертикальные флюидонасыщенные трещины, а также поры, и существуют перетоки флюида между ними, то они должны оказывать влияние на распространение продольной волны, в том числе и на ее поглощение. И это поглощение должно быть азимутально-анизотропным как следствие наличия ориентированной трещиноватости. Согласно существующим на сегодняшний день теоретическим представлениям о механизмах поглощения в средах с ориентированными трещинами [20—24], поглощение P -волны в направлении, перпендикулярном плоскостям трещин, будет больше, чем при ее распространении в направлении, параллельном плоскостям трещин. Для конкретности в настоящей статье мы придерживаемся теории поглощения, в основе которой лежат модели Дж. Хадсона и др. [20, 21, 24] для среды, содержащей дискообразные (penny-shaped) трещины с флюидом, находящиеся в вертикальных плоскостях; поглощение возникает при прохождении волны через такую среду вследствие потоков флюида между сообщающимися трещинами, внутри трещин и из трещин в пористую матрицу.

Теоретические выводы о направленности поглощения в трещиноватых средах подтверждаются и лабораторными экспериментами. Назовем работу [25], авторы которой сконструировали специальную модель с ориентированными трещинами (порами) и нашли, что при распространении P -волны парал-

лельно трещинам поглощение меньше (колебания более высокочастотны), чем в направлении, перпендикулярном плоскостям трещин. Результаты этого физического моделирования были в дальнейшем использованы для верификации моделей Хадсона и других теоретических моделей поглощения, возникающего вследствие перетоков флюида между микротрещинами и пористым скелетом [22], а также между большими трещинами (мезотрещинами) и микротрещинами и порами [23].

Азимутальный анализ QVO может быть полезным дополнением к скоростному анализу и азимутальному анализу AVO, когда решается задача нахождения вертикально ориентированной трещиноватости и ее характеристик. Азимутальный анализ QVO может помочь азимутальному анализу AVO в разрешении неоднозначностей интерпретации, т. е. ответить на вопрос, какое из двух выделенных направлений ϕ , $\phi + 90^\circ$ отвечает азимуту нормали к плоскостям трещин. Кроме того, знание величины поглощения в слое делает возможным его учет при анализе амплитуд отражений. В работах [26, 27] показано, что поглощение сильно влияет на эффекты AVO, осложняя общую картину зависимости коэффициентов отражения от расстояния и азимута, хорошо изученную без учета азимутально зависимого фактора Q .

Настоящая работа посвящена азимутальному анализу QVO на отраженных волнах PP . Для описания азимутальной вариации Q при распространении PP -волны мы предлагаем использовать новый сейсмический атрибут — градиент QVO, который вводится по аналогии с градиентом AVO [12]. Получена простая формула для градиента QVO, выражающая его через параметры трещиноватости коллектора. Мы показываем, что азимутальный анализ QVO дает информацию о направлении трещиноватости, а также позволяет получить независимую оценку V_S/V_P во вмещающей породе.

Заметим, что поиск трещинного коллектора по величине поглощения как таковой является сложной задачей. Однако предлагаемое нами измерение относительного изменения поглощающих свойств в зависимости от направления распространения волны может дать положительные результаты при поиске коллекторов с ориентированной трещиноватостью.

ПОГЛОЩАЮЩАЯ СРЕДА С ТРЕЩИНАМИ, ОПИСЫВАЕМАЯ МОДЕЛЬЮ НТИ СРЕДЫ

Непоглощающая НТИ среда

Трансверсально-изотропная среда с горизонтальной осью симметрии, среда НТИ, являющаяся эффективной моделью вертикально-трещиноватой породы, задается матрицей упругих модулей (c_{ij}) следующего вида (ось симметрии направлена по оси x) [28]:

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} M(1 - \Delta_N) & \lambda(1 - \Delta_N) & \lambda(1 - \Delta_N) & 0 & 0 & 0 \\ \lambda(1 - \Delta_N) & M(1 - \xi^2 \Delta_N) & \lambda(1 - \xi \Delta_N) & 0 & 0 & 0 \\ \lambda(1 - \Delta_N) & \lambda(1 - \xi \Delta_N) & M(1 - \xi^2 \Delta_N) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu(1 - \Delta_T) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu(1 - \Delta_T) \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Здесь λ , μ — константы Ламе во вмещающей породе, $M = \lambda + 2\mu$, $\xi = \lambda/M \equiv 1 - 2g$ и $g = \mu/(\lambda + 2\mu) = (V_S/V_P)^2$, где V_S и V_P — скорости во вмещающей породе; Δ_N и Δ_T — нормальная и касательная ослабленности [29, 30], обусловленные наличием трещин ($0 < \Delta_N < 1$, $0 < \Delta_T < 1$).

Ослабленности Δ_N и Δ_T имеют простой физический смысл: они уменьшают скорости соответственно продольной и поперечной волн по сравнению со скоростями, которые были бы в породе без трещин. Скорость продольной волны при распространении вдоль оси симметрии x , т.е. перпендикулярно плоскостям трещин, $V_P^\perp = \sqrt{c_{11}/\rho}$, убывает до значения

$$V_P^\perp = V_P \sqrt{1 - \Delta_N}, \quad (2)$$

а скорость в плоскости изотропии, т. е. параллельно плоскостям трещин, $V_P^\parallel = \sqrt{c_{33}/\rho}$, убывает меньше:

$$V_P^\parallel = V_P \sqrt{1 - \Delta_N (1 - 2g)^2}. \quad (3)$$

Для поперечной волны уменьшение скорости происходит по нормали к плоскостям трещин, в то время как в плоскостях трещин скорость остается такой же, как в среде без трещин:

$$V_S^\perp = V_S \sqrt{1 - \Delta_T}, \quad V_S^\parallel = V_S.$$

Из равенств (2), (3) видно, что $V_p^{\parallel} > V_p^{\perp}$ в силу того, что $0 < \Delta_N < 1$ и $(1 - 2g)^2 < 1/2$, а $V_s^{\parallel} > V_s^{\perp}$ вследствие того, что $0 < \Delta_T < 1$.

Ослабленности Δ_N и Δ_T для трещин, заполненных флюидом, характеризующимся модулем всестороннего сжатия κ_f , имеют вид [31]

$$\Delta_N = \frac{4e[3g(1-g)]}{1 + \kappa_f / [\mu\pi(1-g)\alpha]}, \quad (4)$$

$$\Delta_T = 16e/[3(3-2g)], \quad (5)$$

где α — аспектное отношение трещины и e — плотность трещин. Трещины представляются в виде сильно сплюснутых сфероидов радиуса a или очень тонких дисков радиуса a и толщины $2c$, $c \ll a$. Аспектное отношение $\alpha = c/a$. Наиболее характерные значения α лежат в интервале 0,001—0,01. Плотность трещин e определяется как $e = n \langle a^3 \rangle$, где n — число трещин в единице объема, $\langle \rangle$ — знак осреднения. (Заметим, что у пор, вследствие их изометричности, значения c одного порядка с a .)

Если трещины заполнены газом, то значения κ_f малы по сравнению со случаями заполнения их жидкостью, и в пределе, если положить $\kappa_f = 0$, выражение (4) для Δ_N превращается в

$$\Delta_N = 4e/[3g(1-g)]. \quad (6)$$

Введя обозначение $4e/[3g(1-g)] = \Delta_N^{\text{lim}}$, можем записать формулу (4) для Δ_N в более компактном виде:

$$\Delta_N = \frac{\Delta_N^{\text{lim}}}{1 + K^2}, \quad (7)$$

где

$$K = \frac{\kappa_f/\mu}{\pi\alpha(1-g)}. \quad (8)$$

Нормальная ослабленность Δ_N , как следует из выражения (4), зависит от V_S/V_P ($g^{1/2} \equiv V_S/V_P$) во вмещающей породе, характеристик трещиноватости e , α и отношения κ_f/μ . Характер зависимости Δ_N/e как функции V_S/V_P для трех типов флюида: газа, нефти и соленой воды — и различных значений аспектного отношения трещин α изображен на рис. 1. Значения модулей всестороннего сжатия флюида κ_f и модуля сдвига вмещающей породы μ , а также их отношения приведены в табл. 1.

Из рис. 1 видно, что трещины, заполненные жидкостью — нефтью или водой — дают малые значения Δ_N , потому что κ_f/μ , входящее в выражение (8) для K , на несколько порядков больше аспектного отношения α , т. е. $\kappa_f/\mu \gg \alpha$; это приводит к очень большим значениям K и, значит, согласно формуле (7),

к ничтожно малым значениям Δ_N . Для газа, даже для очень тонких трещин ($\alpha = 0,001$) величина κ_f/μ оказывается на три порядка меньше, чем для жидкости, т. е. κ_f/μ становится порядка величины α , и это ведет к большим значениям Δ_N . Поэтому для трещин, заполненных газом, нормальная ослабленность Δ_N всегда значительно больше, чем для трещин, заполненных жидкостью, и при увеличении α , аспектного отношения, величина Δ_N растет и стремится к зна-

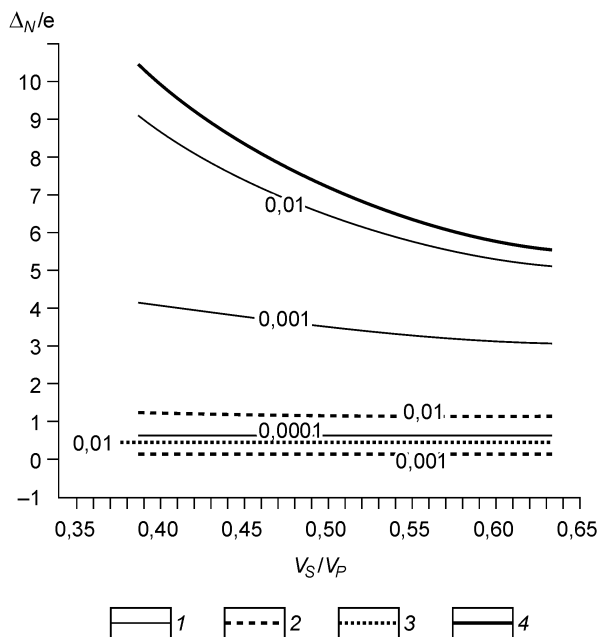


Рис. 1. Нормальная ослабленность Δ_N , нормированная на плотность трещин e , в зависимости от V_S/V_P для флюидонасыщенных трещин с аспектными отношениями $\alpha = 0,01$; $0,001$ и $0,0001$ при заполнении их газом (1), нефтью (2) и соленой водой (3). Кривая 4 рассчитана по формуле (6).

Таблица 1. Модули κ_f , μ и их отношение

Флюид	κ_f , Па	μ , Па	κ_f/μ
Газ	$2,50 \cdot 10^7$	$1,47 \cdot 10^{10}$	$1,70 \cdot 10^{-3}$
Нефть	$1,25 \cdot 10^9$	$1,47 \cdot 10^{10}$	$0,85 \cdot 10^{-1}$
Вода морская	$3,22 \cdot 10^9$	$1,47 \cdot 10^{10}$	$2,19 \cdot 10^{-1}$

скорости, что следует из выражений (2), (3) для скоростей V_p^1 , V_p^2 ; в работе [31] показано, что отношение $[(V_p^1)^2 - (V_p^2)^2]/V_p^2$ прямо пропорционально величине Δ_N , в наших обозначениях $[(V_p^1)^2 - (V_p^2)^2]/V_p^2 = 4g(1-g)\Delta_N$.

чению Δ_N^{lim} . Это означает, что анизотропия скорости P -волны для трещиноватого газового коллектора гораздо выше, чем для коллектора с водой или нефтью, потому что, чем больше величина нормальной ослабленности Δ_N , тем в большей степени трещины ослабляют изотропный скелет породы и тем больше анизотропия

Поглощающая НТИ среда

Комплексные ослабленности. Поглощающая НТИ среда, эффективная модель вертикально-трещиноватой, описывается комплексной матрицей модулей упругости (\tilde{c}_{ij}) , которая получается из вещественной матрицы (c_{ij}) , имеющей вид (1), путем подстановки в нее комплексных ослабленностей $\tilde{\Delta}_N$, $\tilde{\Delta}_T$ вместо вещественных Δ_N , Δ_T . Комплексные ослабленности определяются выражениями [21, 24]

$$\tilde{\Delta}_N = \frac{4e/[3g(1-g)]}{1 + \tilde{K}(\omega)}, \quad (9)$$

$$\tilde{\Delta}_T = \frac{16e/[3(3-2g)]}{1 + \tilde{M}(\omega)}, \quad (10)$$

в которые входят $\tilde{K}(\omega)$ и $\tilde{M}(\omega)$ — комплексные, зависящие от частоты функции. Таким образом, ослабленности $\tilde{\Delta}_N$, $\tilde{\Delta}_T$ тоже становятся комплексными, частотно зависимыми: $\tilde{\Delta}_N = \tilde{\Delta}_N(\omega)$, $\tilde{\Delta}_T = \tilde{\Delta}_T(\omega)$.

Заметим, что в работах Дж. Хадсона с коллегами [21, 24] используется несколько иной подход и соответственно терминология: вместо ослабленностей $\tilde{\Delta}_N$ и $\tilde{\Delta}_T$ в матрицу модулей упругости входят величины \tilde{U}_{11} и \tilde{U}_{33} , которые связаны с ослабленностями в среде НТИ следующим образом: $\tilde{\Delta}_N = \tilde{U}_{11}e/g$ и $\tilde{\Delta}_T = \tilde{U}_{33}e$. В моделях Хадсона \tilde{U}_{11} и \tilde{U}_{33} обязаны скачкам смещений на поверхностях пенниобразных трещин, находящихся в параллельных плоскостях, а в моделях Молоткова „обобщенный нежесткий контакт“ [29 и др.] и аналогичных моделях Шенберга „linear slip interfaces“ [28 и др.] ослабленности $\tilde{\Delta}_N$ и $\tilde{\Delta}_T$ связаны со скачками смещений на границах между параллельными плоскостями; на макроскопическом уровне те и другие модели, вообще говоря, не различимы. Более подробно см. в работе [30], содержащей ссылки на соответствующие оригинальные работы.

Конкретные выражения для функций $\tilde{K}(\omega)$, $\tilde{M}(\omega)$, от которых зависят ослабленности $\tilde{\Delta}_N$, $\tilde{\Delta}_T$ (9), (10), определяются выбранным механизмом поглощения, т. е. зависят от конкретной модели течения флюида в трещинах.

В работе [24] рассматриваются три модели поглощения, возникающего при распространении сейсмических волн вследствие локальных перетоков флюида: а) между сообщающимися параллельными трещинами; б) внутри изолированных частично насыщенных трещин с двумя различными флюидами; в) из трещин в пористую вмещающую матрицу. В общем виде для всех трех механизмов функция $\tilde{K}(\omega)$, входящая в выражение (9) для нормальной ослабленности, может быть представлена как

$$\tilde{K}(\omega) = K/[1 + \tilde{y}(\omega)],$$

где K определяется выражением (8) для среды без поглощения, а функция $\tilde{y}(\omega)$ — комплексная функция, в которую входят такие дополнительные параметры среды, как, например, проницаемость вмещающей породы и вязкость флюида. Каждой из трех моделей соответствует своя функция $\tilde{y}(\omega)$, которая характеризуется своей критической частотой, при которой достигается максимум поглощения.

Функция $\tilde{M}(\omega)$ отвечает за потерю энергии волны вследствие вязкого межтрещинного течения, однако ее величина оказывается пренебрежимо малой в сейсмическом диапазоне частот [24], поэтому, полагая в выражении (10) $\tilde{M}(\omega) = 0$, получаем, что касательная ослабленность $\tilde{\Delta}_T$ является вещественной величиной ($\tilde{\Delta}_T \rightarrow \Delta_T$) и определяется выражением (5).

Таким образом, будем полагать, что поглощающая среда НТИ описывается матрицей упругих модулей (1), в которой действительная нормальная ослабленность Δ_N заменена на комплексную

($\Delta_N \rightarrow \tilde{\Delta}_N = \Delta_N^R - i\Delta_N^I$); мнимая часть $\tilde{\Delta}_N$, Δ_N^I , как это будет показано ниже, определяет абсолютную величину поглощения P -волны; действительная часть $\tilde{\Delta}_N$, Δ_N^R , что тоже будет видно из дальнейшего, влияет на зависимость поглощения от азимута.

Поглощение P -волны вдоль главных направлений симметрии. Напомним, что поглощение связано с добротностью (фактором Q) при $Q \gg 1$ следующим образом: $\beta \approx \frac{\omega}{2V} Q^{-1}$, где β — коэффициент поглощения, ω — круговая частота, V — фазовая скорость. В настоящей работе поглощение характеризуется величиной Q^{-1} . Таким образом, говоря о поглощении, мы имеем в виду, там где это не оговаривается особо, обратную величину добротности, т. е. Q^{-1} .

Поглощение P -волны на оси симметрии ($1/Q^\perp$) и в плоскости изотропии ($1/Q^\parallel$) может быть выражено через комплексные упругие модули $\tilde{c}_{11} = c_{11}^R + ic_{11}^I$ и $\tilde{c}_{33} = c_{33}^R + ic_{33}^I$, см., например, [32, 33]:

$$\begin{aligned} 1/Q^\perp &= c_{11}^I/c_{11}^R, \\ 1/Q^\parallel &= c_{33}^I/c_{33}^R, \end{aligned} \quad (11)$$

где c_{11}^R и c_{33}^R — действительные части комплексных модулей \tilde{c}_{11} и \tilde{c}_{33} , а c_{11}^I и c_{33}^I — их мнимые части. Подставляя в матрицу (1) комплексную нормальную ослабленность в виде $\Delta_N = \Delta_N^R - i\Delta_N^I$ и выделяя мнимые и действительные части элементов \tilde{c}_{11} и \tilde{c}_{33} , получим следующие выражения для мнимых частей

$$\begin{aligned} c_{11}^I &= (\lambda + 2\mu)\Delta_N^I, \\ c_{33}^I &= (\lambda + 2\mu)(1 - 2g)^2\Delta_N^I \end{aligned} \quad (12)$$

и для действительных

$$\begin{aligned} c_{11}^R &= (\lambda + 2\mu)(1 - \Delta_N^R), \\ c_{33}^R &= (\lambda + 2\mu)(1 - (1 - 2g)^2\Delta_N^R), \end{aligned} \quad (13)$$

последние мы полагаем равными соответствующим упругим модулям в среде без поглощения: $c_{11}^R = c_{11}$, $c_{33}^R = c_{33}$, так как считаем, что $\Delta_N^R = \Delta_N$.

Теперь, подставляя в правые части выражений (11) соответствующие мнимые и действительные части комплексных модулей упругости \tilde{c}_{11} и \tilde{c}_{33} согласно (12), (13), найдем поглощение на оси симметрии

$$1/Q^\perp = \frac{\Delta_N^I}{1 - \Delta_N^R} \quad (14)$$

и в плоскости изотропии

$$1/Q^\parallel = \frac{\Delta_N^I(1 - 2g)^2}{1 - \Delta_N^R(1 - 2g)^2}. \quad (15)$$

Отсюда можно увидеть, что поглощение при распространении волны вдоль оси симметрии всегда больше, чем в плоскости изотропии (т. е. в плоскости трещин).

Анизотропия скорости и анизотропия поглощения. Сравнивая выражения для поглощения (14), (15) с соответствующими выражениями для скорости (2), (3), можно заключить, что анизотропия поглощения (отношение значений Q вдоль главных направлений симметрии) гораздо сильнее, чем анизотропия скорости (соответствующее отношение скоростей V):

$$Q^\parallel/Q^\perp = \frac{1}{[1 - 2(V_S/V_P)^2]^2} (V^\parallel/V^\perp)^2 > V^\parallel/V^\perp. \quad (16)$$

При этом Q^\parallel/Q^\perp очень сильно зависит от величины V_S/V_P во вмещающей породе, гораздо больше, чем от величины анизотропии скорости V^\parallel/V^\perp . Например, при $V_S/V_P = 0,5$ множитель $1/[1 - 2(V_S/V_P)^2]^2 = 4$, а при $V_S/V_P = 0,6$ он уже равен 12,8, в то время как множитель $(V^\parallel/V^\perp)^2$ даже при сильной анизотропии скорости, например при $V^\parallel/V^\perp = 1,2$, достигает значения всего лишь 1,44.

Зависимость коэффициента анизотропии поглощения $K_Q = Q^\parallel/Q^\perp$ и коэффициента анизотропии скорости $K_V = V^\parallel/V^\perp$ от V_S/V_P при разной степени ослабленности среды трещинами (Δ_N^R) изображена на рис. 2. Графики построены для больших значений V_S/V_P — в диапазоне 0,4—0,65; при меньших значениях

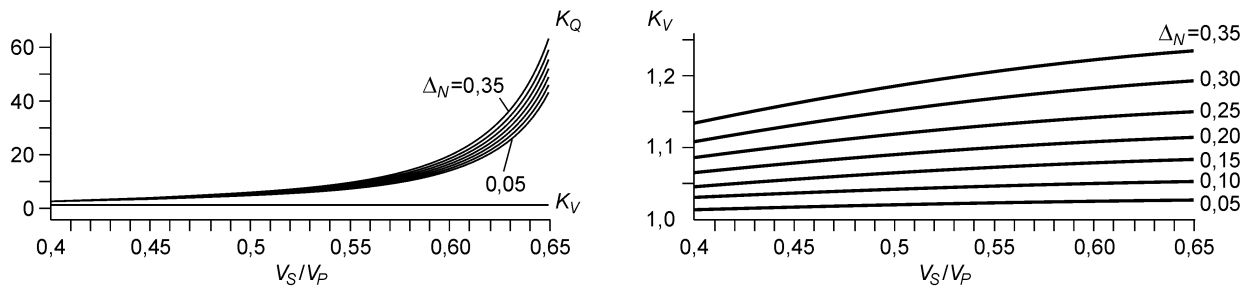


Рис. 2. Коэффициенты анизотропии поглощения K_Q и скорости K_V в функции отношения V_S/V_P во вмещающей породе при различных значениях ослабленности $\Delta_N^R = \Delta_N$.

V_S/V_P зависимости $K_V(V_S/V_P)$, $K_Q(V_S/V_P)$ выражены слабее. Сравнивая значения коэффициентов анизотропии скорости K_V и коэффициентов анизотропии поглощения K_Q , можно видеть, что коэффициенты K_Q в разы больше коэффициентов K_V . Так, в интервале $V_S/V_P = 0,5 - 0,6$ коэффициенты K_V равны 1,02—1,22, а коэффициенты K_Q равны 4,2—19,1 (в диапазоне значений $\Delta_N^R = 0,05 - 0,35$).

Поглощение в модели Хадсона „трещины—поры“. Теперь оценим саму величину поглощения при распространении продольной волны в сейсмическом диапазоне частот (10—100 Гц). Как видно из выражений (14), (15) для $1/Q^\perp$, $1/Q^\parallel$, она прямо пропорциональна мнимой части Δ_N^I комплексной ослабленности $\Delta_N = \Delta_N^R - i\Delta_N^I$. Величина Δ_N^I зависит от механизма поглощения. Из трех механизмов поглощения Хадсона (о них см. выше) мы выбрали модель (в), в которой поглощение возникает вследствие диффузии флюида из трещин в окружающую пористую среду. Что касается двух других механизмов, то они здесь рассматриваться не будут. Один из них, модель с изолированными частично насыщенными трещинами, (б), не дает никакого заметного вклада в поглощение в сейсмическом диапазоне частот. Другой механизм, модель (а) с сообщающимися параллельными трещинами дает заметные величины поглощения, но при слишком больших значениях проницаемости вмещающей породы (около 1 Д и больше) и только для газа, что значительно ограничивает ее применимость к реальным нефтегазовым коллекторам [27].

В модели (в), которую будем называть „трещины—поры“ („equant porosity“ [22]), величина Δ_N^I выражается через параметры модели следующим образом [21, 24]:

$$\Delta_N^I = 4e/(3g(1-g)) \frac{-3J/(2c)K}{(1+3J/(2c)+K)^2+(3J/(2c))^2}, \quad (17)$$

где $J = \sqrt{\phi_p K_r \kappa_f / (2\omega\eta_f)}$ и $K = \kappa_f / (\pi\mu\alpha(1-g))$.

Из выражения (17) видно, что мнимая часть ослабленности Δ_N^I , определяющая величину поглощения, зависит от многих параметров: μ , $g = \mu/(\lambda + 2\mu)$, характеризующих вмещающую породу; e , α , c , характеризующих трещиноватость; произведения $\phi_p \cdot K_r$ — пористости ϕ_p на проницаемость K_r ; характеристик флюида — модуля всестороннего сжатия κ_f и вязкости η_f ; частоты f ($f = \omega/(2\pi)$). Для того чтобы представить себе, хотя бы в общих чертах, характер зависимости (17) от параметров, мы выполнили некоторые вычисления.

Величины поглощения $1/Q^\perp$, $1/Q^\parallel$ определяются величиной Δ_N^I (14), (15) — это их общий множитель. Оценка величины $1/Q^\parallel$ в зависимости от пористости ϕ_p и проницаемости K_r представлена на рис. 3. Поры в скелете распределены изотропно, относительный объем, занимаемый порами (пористость), равен ϕ_p . Расчеты выполнены для трещин, заполненных разными флюидами: газом, соленой водой и нефтью. Параметры кривых — величина аспектного отношения трещин, изменяющаяся в пределах от 0,0001 до 0,1. Задана высокая плотность трещин, $e = 0,095$, чтобы обеспечить максимальную величину поглощения, с одной стороны, а с другой — максимальную анизотропию скорости. Значения остальных параметров, характеризующих вмещающую породу и флюид, даны в табл. 2, 3 и подрисуночной подписи к рис. 3. Была задана частота $f = 30$ Гц, характерная для сейсморазведочного частотного диапазона.

Полученная зависимость поглощения от произведения $\phi_p \cdot K_r$ совпадает с таковой, приведенной в работе [27] для случая трещин, заполненных водой и нефтью. Нами получены также графики поглощения для трещин, заполненных газом (см. рис. 3,а), из которых видно, что большое поглощение соответствует малым значениям проницаемости и пористости (например, $\phi_p \cdot K_r = 0,01$, что на графике отмечено

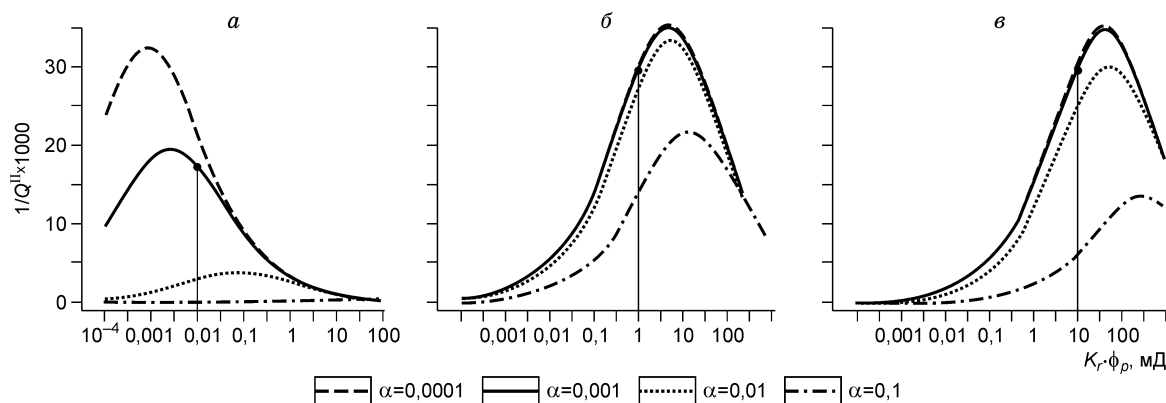


Рис. 3. Поглощение в функции (проницаемость K_r)·(пористость ϕ_p) для трещин, заполненных газом (а), водой (б) и нефтью (в) для четырех аспектных отношений трещин $\alpha = c/a = 0,1; 0,01; 0,001; 0,0001$, которым соответствуют значения половины толщины трещин $c = 10^{-2}, 10^{-3}, 10^{-4}, 10^{-5}$ м (при фиксированном радиусе трещин $a = 10^{-1}$ м); плотность трещин $e = 0,095$; во вмещающей породе $V_S/V_P = 0,5$; частота $f = 30$ Гц.

Значения остальных параметров даны в табл. 2 и 3. Показана величина поглощения в плоскости изотропии, $1/Q^{\parallel}$.

вертикальной линией). Такие значения проницаемости и пористости — порядка $K_r = 1$ мД и $\phi_p = 1\%$ — характерны для карбонатных коллекторов. Как можно видеть в данном примере, трещины, заполненные газом, дают самое высокое поглощение по сравнению со случаями заполнения жидкостью (водой и нефтью). Однако для большого значения $\phi_p \cdot K_r = 10$ в случае трещин, заполненных нефтью, поглощение выше, чем для трещин с газом (см. рис. 3, в), где это значение отмечено вертикальной линией и соответствует параметрам $K_r = 100$ мД и $\phi_p = 10\%$, взятым для моделирования поглощения для трещин с нефтью. Для трещин с водой пик максимума поглощения сдвинут влево относительно такового для нефти, и поэтому для расчета поглощения задавались параметры $K_r = 10$ мД и $\phi_p = 10\%$, что соответствует вертикальной линии $\phi_p \cdot K_r = 1$ на рис. 3, б.

Интересна зависимость поглощения от аспектного отношения трещины (см. рис. 3). Зависимость — обратная, т. е. с увеличением аспектного отношения поглощение падает. Для трещин с газом эта зависимость очень сильная, а для заполненных жидкостью, водой или нефтью — слабая (проявляется сильно только при предельно большом значении аспектного отношения $\alpha = 0,1$).

Таблица 2.

Свойства вмещающей породы

V_P , м/с	V_S , м/с	ρ , кг/м ³	μ , Па	κ , Па	K_r , мД	ϕ_p , %
4000	2000	2550	$1,47 \cdot 10^{10}$	$2,12 \cdot 10^{10}$	0,01—1000	1—10

Таблица 3.

Свойства флюида, заполняющего трещины

Флюид	V_f , м/с	ρ_f , кг/м ³	κ_f , кг/мс ² = Па	η_f , Па·с
Газ	620	65	$2,50 \cdot 10^7$	0,00002
Нефть	1250	800	$1,25 \cdot 10^9$	0,02
Вода морская	1710	1100	$3,22 \cdot 10^9$	0,001

ПОГЛОЩЕНИЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАПРАВЛЕНИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ P-ВОЛНЫ

Для среды НТИ зависимость квадрата фазовой скорости P -волны от угла φ между волновой нормалью \mathbf{n} и осью симметрии $\mathbf{x} = (1, 0, 0)$ имеет вид [31]

$$V^2(\varphi) = V_P^2 [1 - \Delta_N (1 - 2g \sin^2 \varphi)^2 - \Delta_T g \sin^2 2\varphi], \quad (18)$$

где V_P — скорость продольной волны во вмещающей породе (без трещин), $g \equiv (V_S/V_P)^2$. Выражение справедливо для достаточно малых значений ослабленностей Δ_N, Δ_T , при его выводе авторы [31] пре-

небрегли членами $O(\Delta_N^2, \Delta_T^2)$. В поглощающей среде скорость становится комплексной, $\tilde{V}(\varphi)$, потому что нормальная ослабленность Δ_N становится комплексной: $\tilde{\Delta}_N = \Delta_N^R - i\Delta_N^I$; при этом касательную ослабленность $\tilde{\Delta}_T$ для выбранной модели поглощения (движение флюида из трещин в поры) считаем вещественной ($\tilde{\Delta}_T \rightarrow \Delta_T^R$), как это было показано выше. Формула (18) принимает вид

$$\tilde{V}^2(\varphi) = V_p^2 [1 - (\Delta_N^R - i\Delta_N^I)(1 - 2g \sin^2 \varphi) - \Delta_T^R g \sin^2 2\varphi]. \quad (19)$$

Воспользуемся известным соотношением между фактором Q и комплексной скоростью \tilde{V} , см., например, [32, 33]:

$$1/Q = \frac{\text{Im}(\tilde{V}^2)}{\text{Re}(\tilde{V}^2)}. \quad (20)$$

Выделим мнимую и действительную части квадрата комплексной скорости (19):

$$\text{Im}(\tilde{V}^2) = \Delta_N^I V_p^2 [1 - 2g \sin^2 \varphi]^2, \quad (21)$$

$$\text{Re}(\tilde{V}^2) = V_p^2 (1 - \Delta_N^R [1 - 2g \sin^2 \varphi]^2 - \Delta_T^R g \sin^2 2\varphi). \quad (22)$$

Сравнивая выражения (18) и (22), получаем $\text{Re}(\tilde{V}^2) = V^2$, поэтому выражение для поглощения, уравнение (20), запишется просто как

$$1/Q = \text{Im}(\tilde{V}^2)/V^2. \quad (23)$$

Подставим сюда выражения для $\text{Im}(\tilde{V}^2)$ и V^2 согласно (21) и (18) и введем замену $\cos \varphi = \mathbf{n} \cdot \mathbf{x}$, где $\mathbf{n} = (\sin \theta \cos \phi, \sin \theta \sin \phi, \cos \theta)$, и тогда $\cos \varphi = \sin \theta \cos \phi$; θ — угол между волновой нормалью и вертикальной осью z , ϕ — угол между проекцией волновой нормали на плоскость xu и осью x . Приближенно, т. е. в предположении, что анизотропия слабая и волновая нормаль не выходит из вертикальной плоскости, проходящей через линию источник—приемник, будем считать угол ϕ азимутом линии источник—приемник, который отсчитывается от оси x (т. е. оси симметрии среды НТИ). Тогда получим формулу для поглощения [17]

$$Q^{-1}(\theta, \phi) = \frac{\Delta_N^I [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)]^2}{1 - \Delta_N^R [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)]^2 - 4g \Delta_T^R \sin^2 \theta \cos^2 \phi (1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)}, \quad (24)$$

или в краткой записи:

$$Q^{-1}(\theta, \phi) = \Delta_N^I [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)]^2 \frac{V_p^2}{V^2(\theta, \phi)}. \quad (25)$$

Отсюда запишем приближенное выражение в виде

$$Q^{-1}(\theta, \phi) \approx \Delta_N^I [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)]^2. \quad (26)$$

Мы полагаем, что в выражении (25) перепад скорости в зависимости от направления (член $V^2(\theta, \phi)/V_p^2$ в знаменателе) гораздо слабее, чем перепад величины $\text{Im}[\tilde{V}^2(\theta, \phi)]/V_p^2$ в числителе:

$$\text{Im}[\tilde{V}^2(\theta, \phi)]/V_p^2 \gg V^2(\theta, \phi)/V_p^2 \approx 1. \quad (27)$$

Это соотношение следует из ранее доказанного нами утверждения о том, что анизотропия поглощения намного больше, чем анизотропия скорости, согласно соотношению (16), см. также рис. 2. Тогда выражение (23) для поглощения можно записать в виде

$$1/Q \approx \text{Im}(\tilde{V}^2)/V_p^2. \quad (28)$$

МЕТОД QVOA — ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО АЗИМУТАЛЬНОЙ ВАРИАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ

В этом разделе мы покажем, как можно использовать полученную приближенную формулу (26), выражающую зависимость поглощения от направления распространения P -волны, для решения обратной задачи; задача будет состоять в определении азимута горизонтальной оси симметрии трансверсально-изотропного слоя по данным 3D продольных волн, отраженных от его кровли и подошвы.

Пусть имеем наблюдения, выполненные по схеме, показанной на рис. 4, где изображены взаимно пересекающиеся линии источник—приемник с разными азимутами, которым соответствует одна точка отражения (точка СМР). Азимут каждой из линий отсчитывается от некоторого фиксированного направления на дневной поверхности (обозначим его как координатную ось x); обычно за нулевой азимут

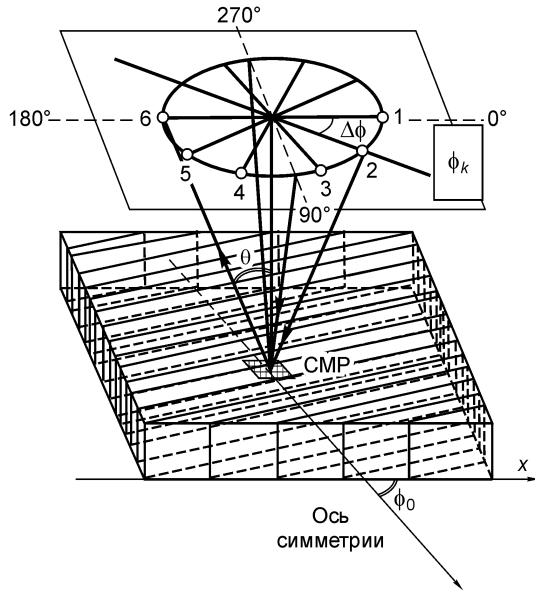


Рис. 4. Элемент схемы наблюдений.

Показаны шесть линий источник—приемник с азимутами ϕ_k , отсчитываемыми от некоторой координатной оси x ; неизвестный азимут оси симметрии слоя НТИ составляет угол ϕ_0 с осью x . СМР — общая глубинная точка.

выбирают направление in-line (или cross-line), совпадающее с одной из сторон обычно квадратного супербина. Искомый азимут оси симметрии составляет некоторый угол ϕ_0 с осью x (см. рис. 4).

Из формулы (26), выражающей зависимость поглощения ($1/Q$) от направления распространения волны в слое, задаваемого полярным углом θ и азимутальным углом ϕ , следует, что максимальное поглощение наблюдается в плоскости, проходящей через ось симметрии (т. е. в плоскости, перпендикулярной плоскостям трещин), а минимальное — в плоскости трещин. Поэтому направление трещиноватости можно, в принципе, определить исходя из азимутальной вариации $1/Q(\phi)$ при $\theta = \text{const}$. Однако эта вариация для каждого удаления (т. е. угла θ) своя и к тому же ослабевает с уменьшением угла θ — точно так же, как азимутальная вариация коэффициента отражения при азимутальном анализе AVO. Поэтому мы вводим некоторый инвариант, градиент QVO, который, как и градиент AVO, не зависит от угла θ , угла падения волны на подошву слоя.

Градиент QVO. Получим удобную формулу для QVOA анализа, аналогичную формуле Рюгера для коэффициента отражения [12], которая применяется при AVOA анализе. Если извлечь квадратный корень из обеих частей выражения (26), получим линейную зависимость (относительно $\sin^2 \theta$):

$$Q^{-1/2}(\theta, \phi) \approx A_0 + B(\phi) \sin^2 \theta, \quad (29)$$

где ϕ — азимут линии источник—приемник относительно оси симметрии. Здесь введены следующие обозначения, по аналогии с терминологией, применяемой в AVO анализе: A_0 — интерсепт,

$$A_0 = (\Delta_N^I)^{1/2}(1 - 2g), \quad (30)$$

а $B(\phi)$ — градиент QVO

$$B(\phi) = (\Delta_N^I)^{1/2}2g \cos^2 \phi. \quad (31)$$

Градиент QVO можно также представить в виде

$$B(\phi) = 0,5(B^\perp \cos 2\phi + B^\perp), \quad (32)$$

где B^\perp — максимальный градиент, или градиент в плоскости оси симметрии,

$$B^\perp \equiv B(0) = (\Delta_N^I)^{1/2}2g. \quad (33)$$

Предлагаемый метод QVOA основан на приближенной формуле (29), точный аналог которой, согласно формуле (25), можно записать в новых обозначениях в виде

$$Q^{-1/2}(\theta, \phi) = (A_0 + B(\phi) \sin^2 \theta) \frac{V_p}{V(\theta, \phi)}. \quad (34)$$

Из-за присутствия фазовой скорости $V(\theta, \phi)$ в знаменателе этого выражения зависимость поглощения от направления перестает быть линейной функцией относительно $\sin^2 \theta$, потому что $V(\theta, \phi)$ тоже зависит от $\sin^2 \theta$, см. (18) и (24). Поэтому „точная формула“ (34) не может применяться для анализа QVOA, и мы ее заменяем на линейную аппроксимацию, формулу (29), опираясь на предположение (27), которое можно переписать в новых обозначениях в виде

$$A_0 + B(\phi) \sin^2 \theta \gg V(\theta, \phi)/V_p \approx 1. \quad (35)$$

Ниже мы покажем на модельных данных правомерность замены точной формулы линейной аппроксимацией при решении обратной задачи, т. е. при определении основных направлений трещиноватости среды.

Заметим, что градиент QVO ведет себя так же, как и градиент AVO, т. е. период азимутальной зависимости такой же, равный π , см., например, [1]. Однако интерсепт A_0 и градиент QVO, $B(\phi)$, могут принимать только положительные значения (так как параметр $g \equiv V_S^2/V_P^2$ и $0 < g < 1/2$) в отличие от аналогичных атрибутов анализа AVO.

Также отличие вариации градиента QVO от градиента AVO состоит в том, что первый всегда принимает минимальное значение в плоскости трещин (в плоскости изотропии), а максимальное — в направлении, перпендикулярном плоскости трещин (в плоскости, проходящей через ось симметрии), в то время как градиент AVO может принимать как максимальное, так и минимальное значения в этих направлениях в зависимости, например, от характера флюидозаполнения трещин (жидкость или газ) и от аспектного отношения трещин [4, 6, и др.]. С эллипсом градиента QVO такого не случается (правда, эллипс — уже не эллипс, а гантелька или „восьмерка“), т. е. его большая ось всегда направлена по азимуту оси симметрии, независимо от толщины трещин и характера флюидозаполнения, а меньшая всегда равна нулю.

Таким образом, анализ QVOA может дать не зависящую от AVOA анализа информацию о направлении трещин, а также дать дополнительную информацию о том, какое же из двух взаимно перпендикулярных направлений симметрии среды НТИ соответствует искомому направлению нормали к плоскостям трещин.

Благодаря тому, что мы ввели те же атрибуты для анализа QVO — интерсепт и градиент, на которых основывается AVO анализ, мы можем применять аналогичные алгоритмы и методику, разработанные для азимутального AVO анализа.

О „физическом смысле“ градиента QVO и интерсепта. При замене $(\theta, \phi) \rightarrow (0, \pi/2)$ в формуле (29) получим $1/Q^{\parallel} \approx A_0^2$, т. е. поглощение в плоскости изотропии, $1/Q^{\parallel}$, приблизительно равно квадрату интерсепта (приблизительно, потому что формула (29) представляет собой аппроксимацию). Заметим, что поглощение, измеряемое при нормальном падении волны (или, можно считать, на самых ближних удалениях) как раз и есть $1/Q^{\parallel}$. Значит, величина интерсепта характеризует поглощение при нормальном падении:

$$A_0 \approx \sqrt{1/Q^{\parallel}}. \quad (36)$$

Аналогично, поглощение при распространении волны вдоль оси симметрии можно записать как $\sqrt{1/Q^{\perp}} \approx A_0 + B^{\perp}$, где B^{\perp} — максимальный градиент, определяемый формулой (33). Отсюда, при учете выражения (36), следует

$$B^{\perp} \approx \sqrt{1/Q^{\perp}} - \sqrt{1/Q^{\parallel}}. \quad (37)$$

Разделив обе части выражения (37) на A_0 , можно записать для приведенного максимального градиента, т. е. для B^{\perp}/A_0 ,

$$B^{\perp} \approx (\sqrt{1/Q^{\perp}} - \sqrt{1/Q^{\parallel}}) \sqrt{1/Q^{\parallel}}, \quad (38)$$

где обозначено

$$B^{\perp} = B^{\perp}/A_0. \quad (39)$$

Таким образом, приведенный максимальный градиент B^{\perp} характеризует относительную разность между поглощением на оси симметрии и в плоскости изотропии и, следовательно, выражает меру анизотропии поглощения (которая, как будет показано ниже на синтетических данных, главным образом зависит от величины параметра V_S/V_P во вмещающей породе).

Кратко можно сформулировать суть метода QVOA так: он состоит в анализе азимутальной вариации приведенного градиента QVO, $B(\phi) \equiv B(\phi)/A_0$,

$$B(\phi) = 0,5(B^{\perp} \cos 2\phi + B^{\parallel}), \quad (40)$$

с целью определения направления трещиноватости в среде (или направления оси симметрии среды НТИ). Попутно определяемый максимальный градиент B^{\perp} , согласно уравнениям (30) и (33), выражается через V_S/V_P во вмещающей породе:

$$B^{\perp} \approx 2(V_S/V_P)^2 / [1 - 2(V_S/V_P)^2], \quad (41)$$

и это создает принципиальную возможность определения V_S/V_P исходя из азимутальной вариации поглощения. Ниже мы исследуем эту возможность на синтетических данных.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА QVOA К МОДЕЛЬНЫМ ДАННЫМ

Не вдаваясь здесь в подробности методики определения фактора Q по экспериментальным данным (которая основывается на анализе спектров отраженных волн, см. Приложение), проиллюстрируем применение метода QVOA на модельных данных.

Генерирование синтетических входных данных. Для метода QVOA входные данные 3D — это значения поглощения ($1/Q$), полученные из „секторных“ сейсмограмм СМР, соответствующих каждой своему среднему „секторному“ азимуту линии источник—приемник ϕ_k (изображенному на рис. 4, где $\Delta\phi$ — это ширина сектора). Для рассматриваемой обратной задачи требуется множество значений Q , состоящее из $k \cdot n$ элементов, где k — число азимутальных секторов, или число секторных сейсмограмм СМР, каждая из которых соответствует своему сектору ϕ_k (в нашем примере $k = 1, 2, \dots, 6$); n — число трасс, соответствующих n удалениям (или n углам падения θ_n) на каждой секторной сейсмограмме СМР. Для простоты будем считать, что каждая секторная сейсмограмма СМР имеет n трасс и что каждая трасса соответствует единственному удалению (или единственному углу падения θ_n), хотя в реальных данных 3D для каждого удаления имеется несколько трасс (эти трассы соответствуют сигналам, полученным на разных бинах в пределах одного супербина).

Смысл тестирования метода на синтетических данных заключается в том, что синтетические данные рассчитываются по точной формуле, а метод QVOA основан на приближенной формуле (29), поэтому тестирование даст возможность оценить точность предлагаемой аппроксимационной формулы для поглощения.

По точной формуле (24) получены значения поглощения ($1/Q$) для углов падения θ от 0 до 40° (с шагом 1°) для каждой из шести выбранных линий источник—приемник,

$$Q^{-1}(\theta, (\phi_k - \phi_0)) = \frac{\Delta_N^I [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 (\phi_k - \phi_0))]^2}{V^2(\theta, (\phi_k - \phi_0)) V_P^2}, \quad (42)$$

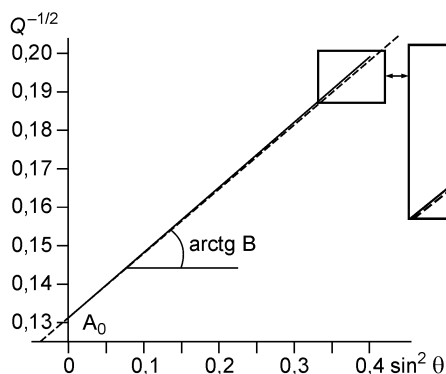
где ϕ_0 — угол между осью симметрии среды НТИ и координатной осью x и ϕ_k — азимут линии источник—приемник с номером k ($k = 1, \dots, 6$); $V(\theta, \phi)$ — фазовая скорость продольной волны, рассчитываемая по формуле

$$V^2(\theta, \phi) = V_P^2 (1 - \Delta_N^R [1 - 2g(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)]^2 - 4g\Delta_T^R \sin^2 \theta \cos^2 \phi (1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)), \quad (43)$$

в которой $\phi = \phi_k - \phi_0$ — азимут относительно оси симметрии.

Входящие в формулы (42), (43) величины Δ_N^R , Δ_T^R и Δ_N^I вычислялись соответственно по формулам (4), (5) и (17) для трех типов флюида в трещинах: газ, вода и нефть. Параметры флюидов и вмещающей среды даны в табл. 2 и 3. Азимут оси симметрии был задан $\phi_0 = 75^\circ$, азимуты линий источник—приемник: $\phi_1 = 0^\circ$, $\phi_2 = 36^\circ$, $\phi_3 = 72^\circ$, $\phi_4 = 108^\circ$, $\phi_5 = 144^\circ$ и $\phi_6 = 180^\circ$.

Нахождение градиента QVO и интерсепта. На рис. 5 представлен рассчитанный для случая заполнения трещины газом график зависимости поглощения от угла падения в виде зависимости $1/\sqrt{Q}(\sin^2 \theta)$, как это требуется для применения метода QVOA. График дан для азимута $\phi_3 = 72^\circ$ (т. е. для ближайшей к оси симметрии линии источник—приемник), на котором градиент наибольший. Видно, что зависимость



$1/\sqrt{Q}(\sin^2 \theta)$ практически линейная: штрихами показана ее линейная аппроксимация $y = A_0 + Bx$, где коэффициенты A_0 и B подбирались методом наименьших квадратов.

Рис. 5. Зависимость поглощения $1/\sqrt{Q}$ от $\sin^2 \theta$ и ее линейная аппроксимация (штриховая линия).

Интерсепт A_0 и градиент B определяются из линейной аппроксимации $y = A_0 + Bx$.

Таблица 4.

Значения интерсепта A_0 и градиента B , полученные из линейной аппроксимации $Q^{-1/2}(\theta) = A_0 + B \sin^2 \theta$ для шести азимутов ϕ

Интерсепт, градиент	$\phi = 0^\circ$	$\phi = 36^\circ$	$\phi = 72^\circ$	$\phi = 108^\circ$	$\phi = 144^\circ$	$\phi = 180^\circ$
A_0	0,1319	0,1317	0,1312	0,1316	0,1319	0,1319
B	0,0107	0,0995	0,1681	0,1166	0,0205	0,0107

Таким образом, найдены значение градиента $B = B(\phi_k)$ (равное угловому коэффициенту B аппроксимирующей прямой) и интерсепт A_0 , который равен отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат. Аналогично для каждого из шести азимутов ($\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_6$), было получено шесть значений градиента $B_k, k = 1, 2, \dots, 6$, каждое из которых равно угловому коэффициенту B соответствующей аппроксимирующей прямой. Также получено шесть значений интерсепта A_0 . В табл. 4 приведены значения A_0 и B для случая трещин с газом; $V_S/V_P = 0,5$.

По теории метода QVOA интерсепты должны быть равны для всех азимутов, потому что интерсепт характеризует поглощение при нормальном падении, т. е. от азимута не зависит. Из табл. 4 следует, что значения интерсепта A_0 практически одинаковые на профилях всех азимутов. Значения градиентов B существенно различны и принимают наибольшее значение на азимуте $\phi = 72^\circ$ и наименьшее при $\phi = 0^\circ$ (180°).

Анализ азимутальной вариации поглощения. Полученные значения градиента B нормировались каждое на свое значение интерсепта A_0 ; в результате получились шесть значений приведенного градиента $B(\phi_k)$:

$$B(\phi_k) = B_k/A_{0k}, \quad k = 1, 2, \dots, 6,$$

где $B_k = B(\phi_k)$ и $A_{0k} = A_0(\phi_k)$, по которым подбиралась методом наименьших квадратов кривая вида

$$f(x) = d \cos 2(x - x_0) + d, \quad (d > 0), \quad (44)$$

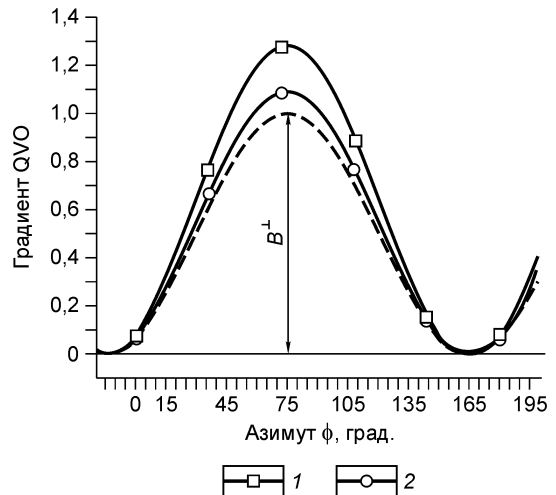
показанная на рис. 6. Изображенные кривые имеют уравнения $f(x) = 0,638 \cos 2(\phi - 75^\circ) + 0,638$ для случая трещин с газом и $f(x) = 0,548 \cos 2(\phi - 75^\circ) + 0,548$ для трещин с водой. Функция $f(x)$ принимает свое максимальное значение, равное $2d$, при $x = 75^\circ$. Таким образом, направление оси симметрии среды НТИ $\phi_0 = x_0 = 75^\circ$ найдено с точностью 100 %. Действительно, согласно уравнению (40), азимутальная зависимость градиента $B(\phi)$ принимает максимальное значение при азимуте, равном ϕ_0 , азимуте оси симметрии; и соответственно, при азимуте $\phi_0 + 90^\circ = 165^\circ$ получаем минимальный градиент (равный нулю), указывающий направление трещин.

Теперь, после того как определен азимут оси симметрии и соответствующее ему значение максимума градиента, B^\perp , исследуем, какую можно извлечь из этого информацию о параметрах среды.

Связь градиента QVO с параметрами трещиноватой среды. Величина градиента QVO выражает степень анизотропии поглощения среды, и по его максимуму определяется направление оси симметрии. Как связан градиент QVO с параметрами трещиноватой среды? Параметры трещин (плотность трещин e и аспектное отношение α) и параметр флюида (модуль всестороннего сжатия κ_f) входят в „точное“ выражение

Рис. 6. Приведенный градиент QVO $B(\phi_k) = B_k/A_{0k}$ в функции азимута ϕ для трещин с газом (1) и для трещин с водой или нефтью (2).

Аппроксимирующие кривые вида $f(x) = d \cos 2(x - x_0) + d$ нанесены сплошной линией. Штриховой линией показан градиент QVO, рассчитанный по приближенной формуле (40), (41); B^\perp — максимум градиента QVO, указывающий азимут оси симметрии ($x_0 = 75^\circ$). Входной параметр модели: $V_S/V_P = 0,5$ (во вмещающей породе), остальные параметры даны в табл. 2, 3.



для приведенного градиента QVO, $B_r(\phi)$, которое можно получить из точной зависимости для поглощения $Q^{-1/2}(\theta, \phi)$:

$$B_r(\phi) = \frac{B(\phi)/\Lambda_0}{V(\theta, \phi)/V_p}, \quad (45)$$

где $\bar{V}(\theta, \phi)$ — среднее значение скорости при углах падения θ от 0 до 40°, при азимутах линии источник—приемник ϕ от 0 до 180°. Параметры трещин входят в нормальную и касательную ослабленности (выражения (4) и (5)), от которых зависит величина скорости $V(\theta, \phi)$, а, значит, и градиент QVO, $B(\phi)$.

Выше мы показали, что перепад величины поглощения по основным направлениям симметрии среды слабо зависит от соответствующего перепада скорости, см. выражение (16). Фактически зависимость поглощения от направления распространения определяется только азимутальной вариацией мнимой части квадрата скорости (28), а не действительной частью скорости. Этим оправдывается введение линейной аппроксимации, основанной на приближенной формуле для поглощения, в которой мы пренебрегаем зависимостью скорости от направления, заменяя ее на постоянную скорость V_p во вмещающей породе.

Азимутальная вариация градиента QVO, $B(\phi)$, полученная из линейной аппроксимации, показана на рис. 6 штриховой линией — это градиент QVO, рассчитанный по приближенной формуле (40), (41). На рис. 6 также показаны азимутальные зависимости $B(\phi)$, полученные методом QVOA, исходя из синтетических данных для трещин с газом и для трещин с нефтью или водой (кривые для нефти и воды совпадают).

Азимутальная вариация для случая трещин с газом дает наибольшее расхождение с аппроксимационной зависимостью. Заметим, что случай заполнения трещин газом — это самый „худший случай“ для аппроксимации, к тому же, задано самое большое (близкое к предельному) значение плотности трещин $e \rightarrow 0,1$, как в данном случае. Действительно, согласно выражению (4) и рис. 1, для нормальной ослабленности Δ_N (в модели с поглощением $\Delta_N^R = \Delta_N$), величина Δ_N оказывается наибольшей для трещин с газом (для всех значений аспектного отношения α), к тому же величина Δ_N возрастает прямо пропорционально плотности трещин e . (Для генерирования синтетических данных значение e было выбрано таким большим ($e = 0,095$) для того, чтобы обеспечить достаточно большую величину поглощения.) Таким образом, для случая с газом, даже для тонких трещин (при $\alpha = 0,001$), величина Δ_N дает заметный вклад в анизотропию скорости P -волн, и последняя, т. е. зависимость скорости от направления, отражается и в азимутальной зависимости поглощения.

Для трещин, заполненных жидкостью, нефтью или водой, аппроксимация дает большую точность, потому что величина Δ_N близка к нулю и приближенная формула дает наименьшую ошибку.

Таким образом, градиент QVO слабо связан с параметрами трещин, особенно в трещиноватых средах с умеренной плотностью трещин или(и) с трещинами, заполненными водой или нефтью, и может быть описан приближенной формулой (40), (41). Согласно этой приближенной формуле, азимутальная вариация градиента QVO зависит от параметра V_S/V_P во вмещающей среде и не зависит от параметров трещин и характера флюидозаполнения. Тогда возникает идея исследовать возможность определения параметра V_S/V_P по максимальному значению азимутальной вариации поглощения, т. е. по атрибуту B^\perp , извлекаемому из данных (в данном случае — синтетических) посредством анализа QVOA.

Определение параметра вмещающей породы V_S/V_P . Согласно уравнению (41), максимальное

значение приведенного градиента B^\perp выражается через отношение V_S/V_P . Тогда V_S/V_P можно определить по значению B^\perp как

$$V_S/V_P = 1/\sqrt{2(1 + 1/B^\perp)}. \quad (46)$$

Для того чтобы оценить точность определения V_S/V_P , мы провели численный эксперимент, получив зависимость QVO от азимута при входных параметрах

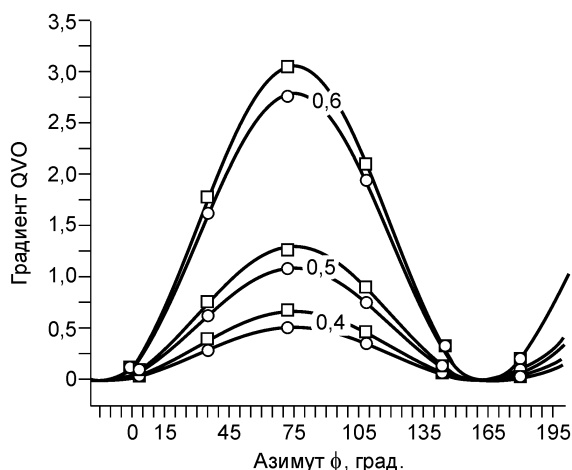


Рис. 7. Зависимость градиента QVO от азимута ϕ для $V_S/V_P = 0,4; 0,5; 0,6$ (значения подписаны на кривых).

Усл. обозн. см. на рис. 6.

Таблица 5.

Определение параметра V_S/V_P для модели трещин с газом

Заданное V_S/V_P	B^\perp , %	Вычисленное V_S/V_P	Ошибка аппроксимации, %
0,4	0,670	0,448	12,0
0,5	1,276	0,529	5,8
0,6	3,060	0,614	2,3

Таблица 6.

Определение параметра V_S/V_P для модели трещин с водой (или нефтью)

Заданное V_S/V_P	B^\perp , %	Вычисленное V_S/V_P	Ошибка аппроксимации, %
0,4	0,516	0,413	3,0
0,5	1,096	0,511	2,3
0,6	2,800	0,607	1,2

модели $V_S/V_P = 0,4; 0,5; 0,6$. То есть мы повторили всю ту же процедуру извлечения градиента QVO (как это было проделано выше для $V_S/V_P = 0,5$), на этот раз задав дополнительно еще и $V_S/V_P = 0,4$ и $0,6$. На рис. 7 изображены полученные зависимости для этих трех значений параметра V_S/V_P .

В табл. 5 и 6 представлены результаты определения V_S/V_P для моделей трещин с газом и водой (или нефтью). В первом столбце даны значения V_S/V_P как входные параметры модели; во втором — полученные значения максимума градиента B^\perp ; в третьем — вычисленные из B^\perp по формуле (41) значения параметра V_S/V_P . В четвертом столбце — ошибка определения параметра V_S/V_P , т. е. $|(\text{заданное } V_S/V_P) - (\text{вычисленное } V_S/V_P)|/(\text{заданное } V_S/V_P)$.

Из табл. 5 видно, что для модели с газом вычисленное значение V_S/V_P дает ошибку от 2,3 до 12 % в зависимости от входного параметра модели V_S/V_P . При $V_S/V_P = 0,4$ ошибка для модели с газом очень большая (12 %) из-за того, что отношение V_P/V (θ, ϕ), входящее в „точную“ формулу для B (ϕ) (45), сильно отклоняется от единицы (например, при угле падения $\theta = 40^\circ$ в плоскости оси симметрии отклонение составляет 14 %). Это ведет к большому отклонению „точного“ выражения от аппроксимации и, соответственно, вносит большую ошибку в определение максимального значения градиента B^\perp и, следовательно, в определение параметра V_S/V_P .

Для трещин, заполненных нефтью (или водой), как мы показали выше, точность линейной аппроксимации выше, и поэтому точность определения параметра V_S/V_P гораздо выше, чем для случая с газом: от 1,2 до 3 % (см. табл. 6).

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что при изменении параметра модели V_S/V_P от 0,4 до 0,6 максимум градиента QVO, атрибут B^\perp , может меняться в пределах от $B^\perp \approx 0,5$ (минимальное значение, получаемое при $V_S/V_P = 0,4$ в модели с водой или нефтью при минимальной плотности трещин $e = 0,001$) до $B^\perp \approx 3$, максимального значения, получаемого для модели трещин с газом при максимальной трещинной плотности $e = 0,1$ и максимальном значении параметра $V_S/V_P = 0,6$. Значит, по величине извлекаемого атрибута B^\perp можно, по крайней мере, определить, является ли полученная вариация поглощения следствием азимутальной анизотропии среды или же это просто случайная вариация („шум“).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Породы, содержащие системы вертикально-ориентированных трещин, по своему строению азимутально анизотропны. Среда с одной системой вертикальных трещин описывается для длинных волн (длинных по сравнению с расстояниями между плоскостями трещин) моделью трансверсально-изотропной среды с горизонтальной осью симметрии, ориентированной по нормали к плоскостям трещин. Согласно принципам Кюри и Неймана, физические свойства этих пород не могут иметь никаких других элементов симметрии, кроме тех, которые имеет среда. В настоящее время в практике сейсморазведочных работ, проводимых с целью поиска трещинных коллекторов, используют азимутальную анизотропию скоростей и азимутальную анизотропию коэффициентов отражения, последнюю ищут с помощью метода АВОА. Имеется небольшое количество работ, в которых сообщается об экспериментально обнаруженной, по данным отраженных волн, азимутальной анизотропии поглощения. Поскольку такие наблюдения пока единичны, нет и специальных методов изучения азимутально-анизотропного поглощения. В связи с этим нами предложен метод поиска трещинных коллекторов по азимутальной-анизотропии поглощения, кото-

рый мы назвали QVOA. Метод разработан применительно к 3D наблюдениям продольных отраженных волн. Для определения поглощения в слое требуются отражения от его кровли и подошвы.

Метод возник на основе следующих соображений. Максимальное поглощение продольной волны наблюдается на оси симметрии азимутально-анизотропной среды, т. е. в направлении, перпендикулярном плоскостям трещин, а минимальное — в плоскости трещин, поэтому направление трещиноватости можно, в принципе, определить исходя из азимутальной вариации самого поглощения (фактора Q^{-1}). Однако эта вариация для каждого удаления источник—приемник своя. Для того чтобы использовать данные о поглощении на всех удалениях, мы ввели некоторый инвариант, градиент QVO, который, как и градиент AVO, представляет собой характеристику поглощения для всех удалений в заданном интервале и является функцией вида $\cos 2\phi$ азимутального угла ϕ . На этом основан предложенный нами метод QVOA, а формула для QVOA анализа по своей структуре в точности повторяет формулу Рюгера для коэффициента отражения волны PP , применяемую для AVOA анализа.

В основе метода QVOA лежит линейная аппроксимация зависимости поглощения в функции расстояния (более точно, зависимость $Q^{-1/2}(\sin^2 \theta)$, где θ — полярный угол волновой нормали). Аппроксимация точной зависимости дает наименьшую ошибку для слабоанизотропных сред. Точное выражение для поглощения в функции направления распространения волны отличается от его линейной аппроксимации тем, что в него входит скорость продольной волны в функции направления, $V(\theta, \phi)$. Для слабоанизотропных сред эта зависимость может считаться постоянной, т. е. $V(\theta, \phi) \approx V_p$ (V_p — скорость во вмещающей породе). Такое предположение оправдывается тем, что относительное изменение скорости в зависимости от направления оказывается значительно меньшим, чем соответствующее изменение поглощения, и поэтому изменением скорости можно пренебречь.

В работе показано, как анизотропия поглощения связана с анизотропией скорости. Интересно, что при совсем небольшой анизотропии скорости возникает значительная анизотропия поглощения, которая в случае пород с большими значениями V_S/V_P (0,4—0,65) на один—два порядка больше анизотропии скорости.

Анализ азимутальной вариации градиента QVO показал, что по максимумам и минимумам зависимости вида $\cos 2\phi$ можно надежно определять положение элементов симметрии среды — плоскостей трещин и нормалей к этим плоскостям. По азимутальным вариациям градиента QVO эти направления определяются однозначно, чем метод QVOA выгодно отличается от метода AVOA, не дающего возможности установить, какое именно из двух взаимно ортогональных направлений совпадает с нормалью к плоскостям трещин, а какое параллельно этим плоскостям. Получено также, что по относительной величине азимутальной вариации градиента QVO, т. е. разности максимального и минимального значений, деленной на максимальное, можно найти параметр V_S/V_P .

Анизотропия поглощения проявляется в трещинах, заполненных как жидкостью, так и газом. Хотя газосодержащие трещины проявляют себя сильной анизотропией скорости (на P -волнах), а трещины, заполненные жидкостью, — слабой, анизотропия поглощения примерно одинакова для трещин с газом и для трещин с жидкостью. Мы показали, что можно подобрать такие интервалы значений проницаемости и пористости породы, и такие параметры трещин — отдельно для модели с газом и для модели с жидкостью, что абсолютная величина поглощения и анизотропия поглощения будут для этих моделей одинаковы. Отсюда следует, что азимутальная вариация поглощения слабо зависит от типа флюида и параметров самих трещин.

Обнаружено, что анизотропия поглощающих свойств трещиноватой среды гораздо больше зависит от свойств вмещающей породы, чем от свойств трещин и флюида. Мы получили интересный результат, состоящий в том, что анизотропия поглощения фактически определяется величиной отношения V_S/V_P : чем больше отношение V_S/V_P , тем больше анизотропия поглощения. В связи с этим была оценена возможность нахождения параметра V_S/V_P из азимутальной вариации поглощения. Найдено, что при определении параметра V_S/V_P линейная аппроксимация дает наименьшую ошибку для трещин, заполненных жидкостью (нефтью или водой). В случае трещин, заполненных газом, ошибка возрастает, особенно если вмещающая порода характеризуется пониженными значениями параметра V_S/V_P ($V_S/V_P = 0,4$). Меньшую ошибку дают тонкие трещины, например, с аспектным отношением $\alpha = 0,001$ или(и) с меньшей плотностью трещин e .

В заключение заметим, что задача определения поглощения по данным отраженных волн — сама по себе задача сложная. Надежда на успех в применении предложенного метода QVOA к полевым данным основана на том, что анизотропия поглощения в десятки и сотни раз сильнее анизотропии скоростей и используются не абсолютные значения поглощения, а относительные, т. е. их изменения в зависимости от расстояния и азимута. Кроме того, метод QVOA предлагается использовать в совокупности с AVOA и скоростным анализом.

В настоящей работе метод только предложен и на синтетических данных выполнена оценка погрешностей за счет использования линейной аппроксимации поглощения в зависимости от расстояния и азимута. Предстоит дальнейшая работа по развитию метода и применению его к полевым данным. В настоящее время у нас имеется только небольшой опыт применения метода QVOA к реальным полевым данным 3D — к одному супербину размером 150×150 м на месторождении Куитлауак в Мексике. Для применения метода к полевым данным создан комплекс компьютерных программ.

ПРИЛОЖЕНИЕ
МЕТОД СПЕКТРАЛЬНОГО ОТНОШЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ
ПО ДАННЫМ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН

Суть метода состоит в следующем (в изложении метода будем следовать работам [10, 35]). Отраженный сигнал представляется в виде свертки

$$a(t) = g_s(t) \cdot r(t) \cdot p(t),$$

где g — геометрическое расхождение на времени t , $s(t)$ — импульс в источнике, $r(t)$ — „палочная“ сейсмограмма (стикограмма) коэффициента отражения, $p(t)$ — временная характеристика поглощения на прямом и обратном пути между поверхностью наблюдений и отражающей границей.

Спектр сигнала $a(t)$ имеет вид

$$A(\omega) = gS(\omega) R(\omega) P(\omega), \tag{1-П}$$

где

$$P(\omega) = \exp\left(-\frac{\omega t}{2Q}\right) \tag{2-П}$$

есть спектральная характеристика поглощения на прямом и обратном пути между поверхностью наблюдений и отражающей границей.

Рассмотрим отражения от кровли и подошвы пласта (рис. 1-П). В соответствии с представлением (1-П), (2-П), спектр сигнала $a_1(t)$ от кровли слоя можем представить как

$$A_1(\omega) = g_1 S(\omega) R_1(\omega) P_1(\omega), \tag{3-П}$$

а спектр сигнала $a_2(t)$ от его подошвы как

$$A_2(\omega) = g_2 S(\omega) R_2(\omega) P_2(\omega). \tag{4-П}$$

Если слой достаточно толстый и не осложнен тонкими пропластками, коэффициенты отражения $r_1(t)$, $r_2(t)$ от его верхней и нижней границ представляют из себя одну-единственную „палку“ на соответствующем времени. Если это не так, их приближают к таковым, используя те или иные способы коррекции. Таким образом, можно считать, что спектры коэффициентов отражения не зависят от частоты, т. е. $R_1(\omega) = R_1$, $R_2(\omega) = R_2$. Отношение амплитудных спектров отражений от кровли и подошвы слоя дает

$$\frac{A_2(\omega)}{A_1(\omega)} = \frac{g_2 R_2}{g_1 R_1} \exp\left(-\frac{\omega(t_2 - t_1)}{2Q_{1-2}}\right). \tag{5-П}$$

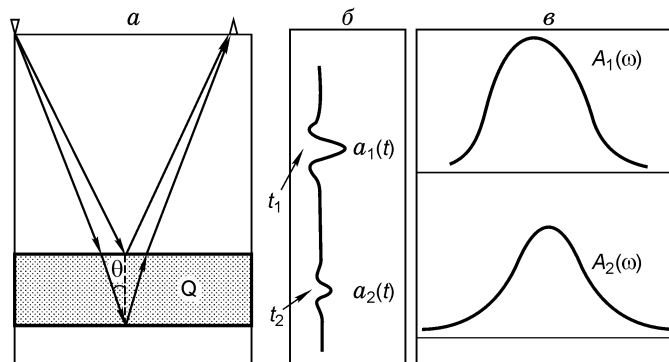


Рис. 1-П. Лучевая схема отражения ОГТ (а), времена прихода волн от кровли слоя t_1 и от подошвы t_2 , сигналы от кровли и от подошвы $a_1(t)$ и $a_2(t)$ (б) и их спектры $A_1(\omega)$ и $A_2(\omega)$ (в).

Натуральный логарифм этого выражения

$$\ln \left(\frac{A_2(\omega)}{A_1(\omega)} \right) = \ln \left(\frac{g_2 R_2}{g_1 R_1} \right) - \frac{(t_2 - t_1)}{2Q_{1-2}} \omega \quad (6-II)$$

выражает линейную зависимость от частоты

$$Y = k\omega + b, \quad (7-II)$$

где $Y = \ln \left(\frac{A_2(\omega)}{A_1(\omega)} \right)$, $b = \ln \left(\frac{g_2 R_2}{g_1 R_1} \right)$ — так называемый интерсепт и $k = -\frac{(t_2 - t_1)}{2Q_{1-2}}$ — угловой коэффициент прямой.

Аппроксимируя экспериментально найденную зависимость $Y(\omega)$ прямой, по ее угловому коэффициенту k определяем поглощение в слое между отражающими границами 1 и 2:

$$Q_{1-2}^{-1} = 2k / |t_2 - t_1|. \quad (8-II)$$

Формула (8-II) — приближенная, так как при наклонном падении волны на границу 2 разность времен $t_2 - t_1$ лишь приближенно характеризует время пробега волны в рассматриваемом слое. Это вызвано тем, что вместо того, чтобы из времени t_2 вычесть время вдоль отрезков луча 2, находящихся над границей 2, мы вычитаем близкое к нему время t_1 по лучу 1 волны, отраженной от границы 1 (см. рис. 1-П,а).

ЛИТЕРАТУРА

1. **Mallik S., Craft K.L., Meister L.J., Chambers R.E.** Determination of the principal directions of azimuthal anisotropy from *P*-wave seismic data // *Geophysics*, 1998, v. 63, p. 692—706.
2. **Lynn H.B., Campagna D., Simon K.M., Beckham W.E.** Relationship of *P*-wave seismic attributes, azimuthal anisotropy, and commercial gas pay in 3-D *P*-wave multi-azimuth data, Rulison field, Piceance Basin, Colorado // *Geophysics*, 1999, v. 64, p. 1293.
3. **Jenner E.** Azimuthal AVO: Methodology and data examples // *The Leading Edge*, 2002, p. 782—785.
4. **Чичинина Т.И., Сабинин В.И., Корсунов И.В., Ронкийо-Харийо Х.** Амплитудный анализ отраженных продольных волн в азимутально-анизотропных средах при разведке нефтегазовых резервуаров // Сейсмические исследования земной коры: Сборник докладов Международной научной конференции (Новосибирск, Академгородок, 23—25 ноября 2004 г.). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2004, с. 196—202.
5. **MacBeth C.** Using *P*-wave data to distinguish gas from water in fractures // *The Ninth International Workshop on Seismic Anisotropy (9IWSA), Anisotropy 2000: Fractures, converted waves and case studies.* Published by Soc. Expl. Geophys.
6. **Hall S.A., Kendall J.-M.** Constraining the interpretation of AVOA for fracture characterization // *Ibid.*
7. **Dasgupta R., Clark R.A.** Estimation of Q from surface seismic reflection data // *Geophysics*, 1998, v. 63, p. 2120—2128.
8. **Tonn R.** The determination of the seismic quality factor Q from VSP data: a comparison of different computational methods // *Geophys. Prosp.*, 1991, v. 39, p. 1—27.
9. **Hustedt B., Clark R.A.** Source/receiver array directivity effects on marine seismic attenuation measurements // *Geophys. Prosp.*, 1999, v. 47, № 6, p. 1105—1119.
10. **Hackert C.L. and Parra J.O.** Improving Q estimates from seismic reflection data using well-log-based localized spectral correction // *Geophysics*, 2004, v. 69, p. 1521—1529.
11. **Clark R.A., Carter A.J., Nevill P.C., Benson P.M.** Attenuation measurements from surface seismic data: azimuthal variation and time—lapse case studies // 63rd Conference and Technical Exhibition, EAGE, 2001, L28.
12. **Rüger A.** Variation of *P*-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media // *Geophysics*, 1998, v. 63, p. 935—947.
13. **Garrota R.** Detection of azimuthal anisotropy // 57th Annual International Meeting, Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1989, p. 861—863.
14. **Lynn H. and Beckham W.** *P*-wave azimuthal variations in attenuation, amplitude and velocity in 3D field data: Implications for mapping horizontal permeability anisotropy // 68th Annual International Meeting, Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1998, p. 193—196.
15. **Lynn H.** The winds of change. Anisotropic rocks — their preferred direction of fluid flow and their associated seismic signatures // *The Leading Edge*, 2004, p. 1156—1162.
16. **Horne S. and MacBeth C.** AVA observations in walkaround VSPPS // 67th Annual International Meeting, Soc. Expl. Geophys., 1997, p. 290—293.

17. **Chichinina T., Sabinin V., Ronquillo G.** *P*-wave attenuation anisotropy in fracture characterization: numerical modeling for reflection data // 74th Annual International Meeting, Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 2004, paper ANI 2.5, p. 143—146.
18. **Akbar N., Dvorkin J., Nur A.** Relating *P*-wave attenuation to permeability // *Geophysics*, 1993, v. 58, p. 20—29.
19. **Parra J.O.** Poroelastic model to relate seismic wave attenuation and dispersion to permeability anisotropy // *Geophysics*, 2000, v. 65, p. 202—210.
20. **Hudson J.A.** Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks // *Geophys. J. Roy. Astr. Soc.*, 1981, v. 64, p. 133—150.
21. **Hudson J.A., Liu E., Crampin S.** The mechanical properties of materials with interconnected cracks and pores // *Geophys. J. Int.*, 1996, v. 124, p. 105—112.
22. **Thomsen L.** Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock // *Geophys. Prospect.*, 1995, v. 43, p. 805—829.
23. **Chapman M.** Frequency-dependent anisotropy due to meso-scale fractures in the presence of equant porosity // *Geophys. Prospect.*, 2003, v. 51, p. 369—379.
24. **Pointer T., Liu E., Hudson J.A.** Seismic wave propagation in cracked porous media // *Geophys. J. Int.*, 2000, v. 142, p. 199—231.
25. **Rathore J.S., Fjaer E., Holt R.M., Renlie L.** Acoustic anisotropy of a synthetic sandstone with controlled crack geometry // *Geophys. Prospect.*, 1995, v. 3, p. 805—829.
26. **MacBeth C.** Azimuthal variation in *P*-wave signatures due to fluid flow // *Geophysics*, 1999, v. 64, p. 1181—1191.
27. **Maultzsch S., Horne S., Archer S., Burkhardt H.** Effects of an anisotropic overburden on azimuthal amplitude analysis in horizontal transverse isotropic media // *Geophys. Prospect.*, 2003, v. 51, p. 61—74.
28. **Schoenberg M., Sayers C.** Seismic anisotropy of fractured rock // *Geophysics*, 1995, v. 60, p. 204—211.
29. **Бакулин А.В., Молотков Л.А.** Эффективные сейсмические модели трещиноватых и пористых сред. СПб., Изд-во С.-Петербургского ун-та, 1998, 141 с.
30. **Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I.** Estimation of fracture parameters from reflection seismic data — Part I: HTI model due to a single fracture set // *Geophysics*, 2000, v. 65, p. 1788—1802.
31. **Schoenberg M., Douma J.** Elastic wave propagation in media with parallel fractures and aligned cracks // *Geophys. Prospect.*, 1988, v. 36, p. 571—590.
32. **Crampin S.** A review of wave motion in anisotropic and cracked elastic media // *Wave Motion*, 1981, v. 3, p. 343—391.
33. **Carcione J.M.** A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks // *Geophysics*, 2000, v. 65, p. 1080—1092.
34. **Чичинина Т.И., Ронкийо-Харийо Х., Сабинин В.И.** Анализ азимутальной вариации градиента AVO в трещиноватых коллекторах // Труды конференции Москва-2003 (Международная геофизическая конференция и выставка SEG, EAGE, 1—4 сентября 2003 г., Секция OS15). М., 2003, с.
35. **Shatilo A.** One property of attenuation and estimation of seismic attenuation from field data // 64th Annual International Meeting, Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1994, p. 1599—1601.

Рекомендована к печати 20 июля 2005 г.
С.В. Гольдиным

Поступила в редакцию
27 октября 2004 г.