

## Определение эффективного затухания с помощью факторного разложения записи волнового акустического каротажа

К. А. Хемраев\*

ООО «Газпромнефть НТЦ». Россия, 190000, Санкт-Петербург, Наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д  
(Статья поступила 11.05.2018; Подписана в печать 29.06.2018)

Основными рассчитываемыми параметрами в процессе обработки материалов волнового каротажа являются скорости распространения упругих волн. Определение скоростей основано на временах прихода этих волн. В то же время геологическая среда оказывает влияние и на амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) упругих волн. В общем случае затухание волн вызвано тремя процессами: геометрическое расхождение, рассеяние на неоднородностях и неупругое поглощение. Известно, что нефте- и газонасыщенные среды обладают большим коэффициентом поглощения по сравнению с водонасыщенными и сухими средами. Однако зачастую амплитуды искажены случайными шумами и интерференцией волн, а также шумами, вызванными неоднородностью условий возбуждения и регистрации (например, изменением диаметра скважины и коэффициента прохождения, наличием точек дифракции и глинистых корок). Поэтому старые трехэлементные приборы волнового акустического каротажа не позволяли надежно извлекать информацию из АЧХ волн, а стандартное программное обеспечение не обладало средствами его расчета. Современные многоэлементные приборы, как правило, обладают несколькими источниками и множеством приемников, что создает благоприятные условия для применения уже существующих способов расчета коэффициента эффективного затухания, так и развития новых подходов.

В настоящей работе рассмотрен способ расчета коэффициента эффективного затухания, включающего неупругое поглощение и рассеяние на неоднородностях, основанный на факторном разложении волнового поля и исключающий влияние неоднородности условий возбуждения и регистрации.

PACS: 93.85.Fg

УДК: 550.832.442

Ключевые слова: акустический каротаж, геофизические исследования скважин, поглощение.

### ВВЕДЕНИЕ

Впервые задача факторного разложения волнового поля была рассмотрена С. В. Гольдиным и Г. М. Митрофановым в 1975 г. [1]. Проблемам, связанным с неединственностью и неустойчивостью разделения волнового поля на факторы, уделено большое количество работ [1–7]. В настоящее время существуют подходы к решению этих проблем [8].

В волновом акустическом каротаже задача может быть упрощена. Рыжковым В. И. было предложено принять допущение о единой, как для источника, так и для приемника, характеристике условий возбуждения и регистрации [9]. Это допущение значительно упрощает задачу расчета коэффициента эффективного затухания, и оно основано на том факте, что и источники и приемники являются пьезоэлементами и находятся они в относительно однородном буровом растворе. Поэтому к неоднородностям условий возбуждения и регистрации в данном случае относится поглощение в буровом растворе, которое зависит его свойств и от диаметра скважины, а также искажение формы и амплитуды сигнала при преломлении на границе раздела. Необходимо отметить, что подобное допущение также принималось в сейсморазведке С. В. Крыловым и В. Н. Сергеевым при рассмотрении вопросов связан-

ных с обработкой преломленных волн [10].

В виду сложности разделения процессов поглощения и рассеяния на неоднородностях при распространении волны по породе, в настоящей работе определяется коэффициент эффективного затухания, который обобщает влияние этих двух процессов.

### 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СПОСОБА ФАКТОРНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

Рассматривается следующая математическая модель в спектральной области:

$$F_{ij}(\omega) = S(\omega) \cdot H_i(\omega) \cdot W_{ij}(\omega) \cdot H_j(\omega) \cdot G_{ij} + \xi_{ij}(\omega), \quad (1)$$

где  $F_{ij}(\omega)$  — амплитудный спектр зарегистрированного на  $j$  пункте приема (ПП) сигнала от  $i$  пункта возбуждения (ПВ);  $S(\omega)$  — стабильный амплитудный спектр импульса источника;  $H_i(\omega)$ ,  $H_j(\omega)$  — характеристика условий возбуждения и регистрации в окрестности точек  $i$  и  $j$ ;  $W_{ij}(\omega)$  — спектральная характеристика пород на интервале от  $i$  до  $j$ ;  $\xi_{ij}(\omega)$  — аддитивная помеха;  $G_{ij}$  — геометрическое расхождение фронта волны;  $\omega$  — частота. Далее по тексту, постоянную составляющую спектра источника  $S(\omega)$  включим в характеристику условий возбуждения и регистрации  $H(\omega)$ .

Поправка за геометрическое расхождение  $1/G_{ij}$  может быть определена как функция, линейно зависящая от суммарного пути, пройденного волной с учетом преломления на границе раздела двух сред.

\*E-mail: khemraev.ka@gazpromneft-ntc.ru

В работе [1] был предложен способ линеаризации подобной математической модели с помощью логарифмирования. Тогда после введения поправки за геометрическое расхождение и логарифмирования, модель (1) запишется следующим образом:

$$f_{ij}(\omega) = h_i(\omega) + w_{ij}(\omega) + h_j(\omega) + \varepsilon_{ij}(\omega), \quad (2)$$

где  $h_i(\omega)$ ,  $h_j(\omega)$  — фактор условий возбуждения и регистрации;  $w_{ij}(\omega)$  — фактор удаления источника-приемник;  $\varepsilon_{ij}(\omega) = \ln \left( 1 + \frac{\xi_{ij}}{S(\omega) \cdot H_i(\omega) \cdot W_{ij}(\omega) \cdot H_j(\omega) \cdot G_{ij}} \right)$ . При высоком отношении сигнал/шум аддитивная составляющая  $\varepsilon_{ij}(\omega)$  стремится к нулю и ей можно пренебречь.

Коэффициент эффективного затухания рассчитывается исходя из следующего выражения:

$$w_{ij}(\omega) = -\alpha_i \cdot \omega \cdot |i - j|, \quad (3)$$

где  $\alpha_i$  — коэффициент эффективного затухания,  $|i - j|$  — удаление источник приемник. Коэффициент эффективного затухания  $\alpha_i$  определяется методом наименьших квадратов в частотной области.

Задача разложения волнового поля на факторы сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) вида:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{f}_{ij}(\omega), \quad (4)$$

где  $\mathbf{A}$  — матрица, составленная согласно модели (2);  $\mathbf{x}$  — вектор неизвестных, представляющий фактор условий возбуждения и регистрации и фактор удаления. Решение находится независимо на каждой частоте.

Современные приборы волнового акустического каротажа обладают несколькими источниками и множеством приемников. Например, прибор Sonic Scanner помимо дипольных источников, обладает тремя монополюсными источниками, расположенными по разные стороны и на разных расстояниях от приемников. Это позволяет использовать данные одновременно от трех источников и сформировать матрицу, в которой фактор условий возбуждения и регистрации одинаковый для всех трех источников. В связи с тем, что волны от ближнего и от дальнего источника распространяются на разных удалениях от ствола скважины, следует различать фактор удаления для ближних источников и для дальнего источника и рассчитывать их независимо. В таком случае, составленная матрица является хорошо обусловленной.

Следует отметить, что существуют и другие способы оценки эффективного затухания, исключаящие влияние неоднородности условий возбуждения и регистрации [9, 11]. Они основаны на комбинировании положением источника и приемников, таким образом, оставляя только полезную компоненту. В наиболее полной мере эффективность этих способов продемонстрирована В. И. Рыжковым [9].

Основные различия между способом факторного разложения и способами, основанными на комбинировании положением источника и приемников, заключаются в следующем:

1. реальные данные всегда содержат помеху и, если способы, основанные на комбинировании, изменяя в процессе вычислений уровень этой ошибки, вносят ее в эффективное затухание (так как условия возбуждения и регистрации сокращаются из уравнений), то в результате факторного разложения ошибка распределяется между фактором условий возбуждения и приема и фактором удаления. Поэтому способы, основанные на комбинировании положением источника и приемника, требуют предварительного ослабления помехи (сглаживания амплитудного спектра), как например это делается в работе [9];
2. способ факторного разложения позволяет использовать данные от трех и более источников одновременно, полагая, что фактор условий возбуждения и регистрации для дальних и ближних источников одинаковый, а фактор удаления разный. Это позволяет определить диапазон приемников для составления и решения СЛАУ без существенного ухудшения свойств матрицы, тем самым исключить зашумленные интерференцией данные и варьировать разрешающей способностью способа;
3. способы, основанные на комбинировании положением источника и приемников позволяют достичь большей разрешающей способности. Однако стоит отметить, что достижение максимальной разрешенности (которая определяется шагом измерений или расстоянием между приемниками) может приводить к получению неустойчивого результата. Это утверждение относится к случаю, когда влияние поглощения на столь малом участке соизмеримо с влиянием помехи;
4. способ факторного разложения позволяет интерпретировать не только полезную составляющую, связанную с эффективным затуханием, но и шумовую компоненту, связанную с неоднородностью ствола скважины.

## 2. ОБРАБОТКА ПОЛЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ниже представлены полевые материалы, полученные с использованием прибора Sonic Scanner. Данный прибор включает 13 приемников расположенных с шагом 15 см, расстояние от ближнего монополюсного источника до ближайшего приемника равно удвоенному расстоянию между приемниками (30 см), расстояние от

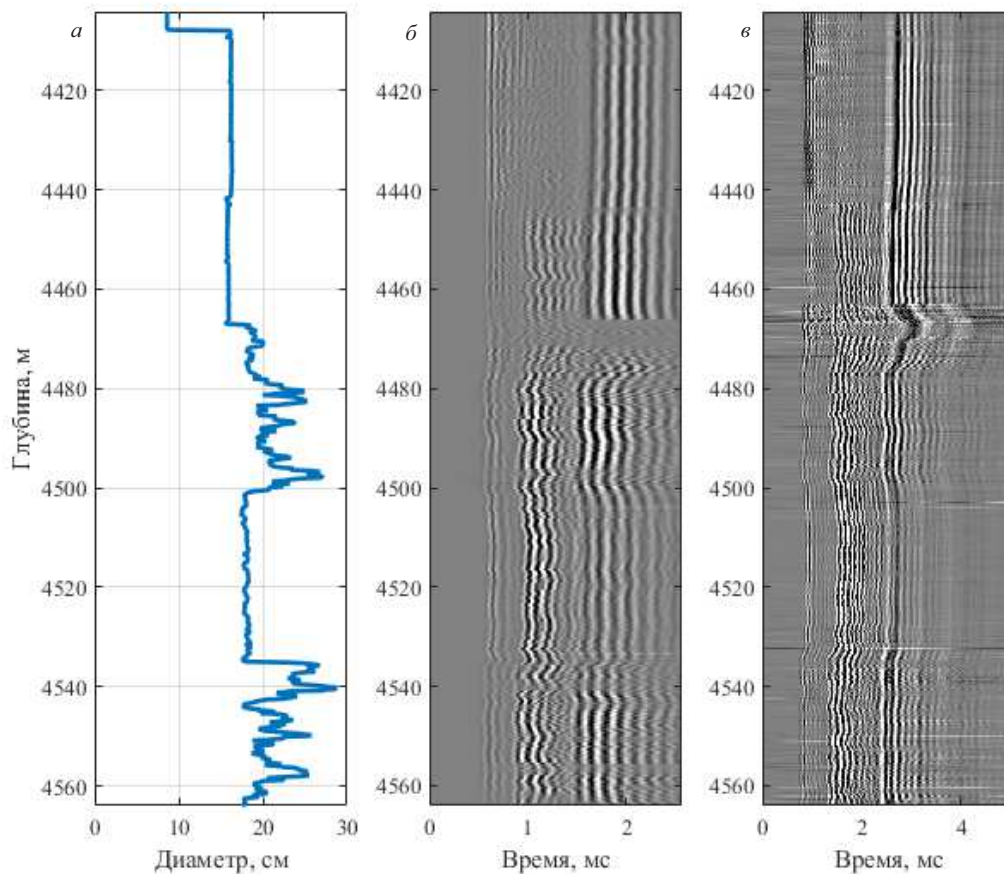


Рис. 1: Полевые материалы: *a* — запись каверномера; *б, в* — запись волнового акустического каротажа, зарегистрированная на последнем приемнике соответственно от ближнего и от дальнего монополярного источника прибора Sonic Scanner

дальнего монополярного источника до ближайшего приемника 330 см, шаг измерений равен расстоянию между приемниками и составляет 15 см. Измерения проводились в разведочной скважине. Геологический разрез представлен карбонатными породами. Буровой раствор полимерный с примесью соли (Salt Polymer), плотность его составляет  $1.3 \text{ г/см}^3$ .

Изменение волновой картины в интервале 4465–4475 м связано с наличием башмака обсадной колонны. Резкая смена волновой картины преломленных волн в интервале 4440–4460 м связано с тем, что цементное кольцо обсадной колонны поднято до уровня 4445 м. Области повышенной кавернозности проявляются как во времена прихода, так и в амплитудах регистрируемых волн.

Результат разложения волнового поля на фактор условий возбуждения и регистрации и фактор удаления без выделения определенного типа волны представлен на рис. 2.

Можно заметить, что рассчитанный фактор условий возбуждения и фактор удаления для дальнего источника (рис. 2, *а, в*) ниже 4560 м некорректен. Эта ошибка относится к краевым эффектам и связана она с тем, что на этих глубинах не располагались ближние источники.

Каждый тип волны (продольная — Р, поперечная — S) выделялся из записи на основании кривых скоростей распространения этих волн, после чего для каждого типа волны рассчитывался коэффициент эффективного затухания. Диапазон частот для расчета коэффициента эффективного затухания выбирался исходя из соображений об уровне полезного сигнала на этих частотах.

Рассматривая кривые коэффициента эффективного затухания, интерес представляют два интервала: 4480–4535 м и 4540–4545 м.

Можно заметить, что в пределах первого интервала эффективное затухание Р-волны оказывается противоположно направленно эффективному затуханию S-волны. Наибольшие значения коэффициента эффективного затухания S-волны (4500–4535 м) характеризуются слабым эффективным затуханием Р-волны. В связи с тем, что S-волны более чувствительны к наличию флюидов, то увеличение эффективного затухания S-волны является признаком наличия флюида. Предполагаемый коллектор также уверенно выделяется по кривой пористости и гамма каротажа. Несмотря на заметную корреляцию измеренного удельного сопротивления и показаний каверномера, показания бо-

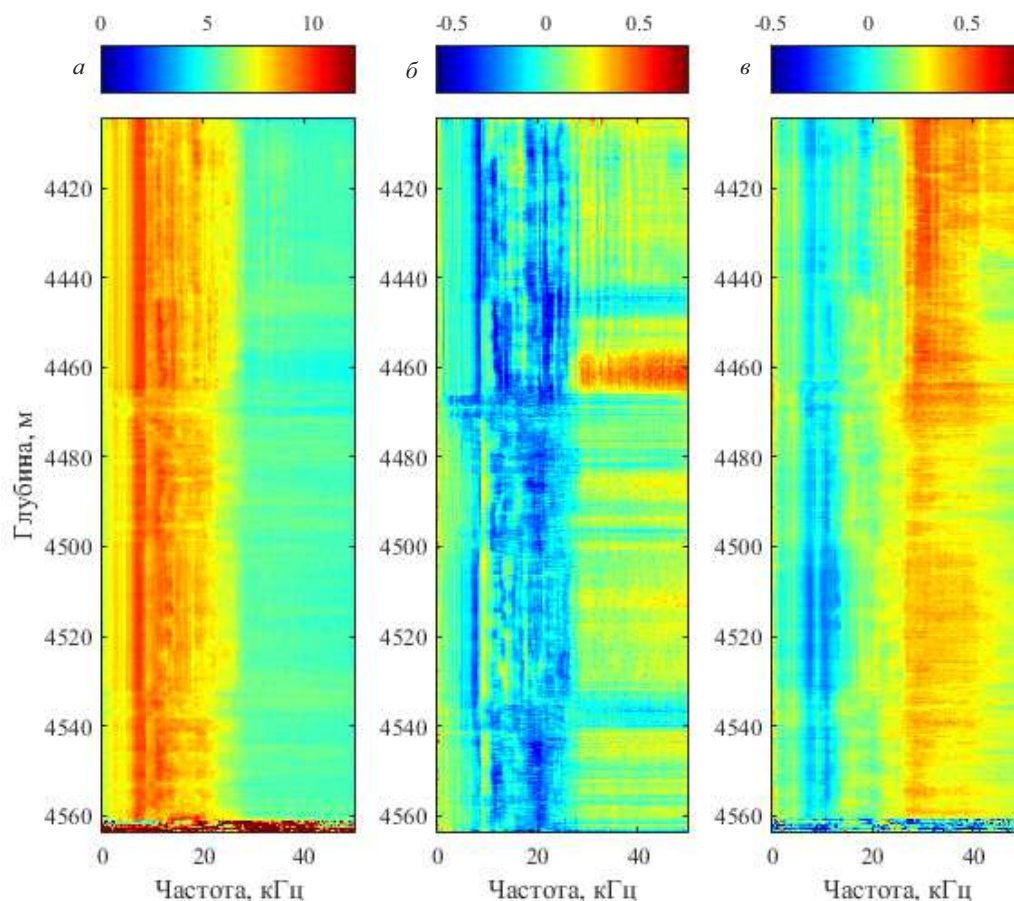


Рис. 2: Пример разложения волнового поля на факторы в логарифмическом масштабе (без выделения определенного типа волн): *a* — фактор условий возбуждения и регистрации; *b*, *v* — фактор удаления для ближнего и дальнего монополярного источника соответственно

кового каротажа не могут находиться в столь сильной зависимости с диаметром скважины, и так как данный интервал характеризуется удельным сопротивлением меньшим  $0.1 \text{ кОм}\cdot\text{м}$ , то это не противоречит возможности существования коллектора. Скорректированная за диаметр скважины кривая скорости Р-волны характеризуется пониженными значениями. Наиболее вероятно, что данный интервал является коллектором.

Второй интервал (4540–4545 м) характеризуется повышенными значениями эффективного затухания S-волны. Увязать эту аномалию с другими методами каротажа довольно трудно. Однако и кривая пористости, и сопротивление, и скорость, и гамма каротаж имеют узкий всплеск в районе глубины 4543 м. Из-за наличия каверны в этой области, сложно давать прогноз относительно данного интервала. Опираясь на теоретические знания о том, что S-волна сильнее затухает в флюидонасыщенных средах, и при этом рассчитанные коэффициенты эффективного затухания не имеют видимых корреляционных связей с диаметром скважины, то интерпретируемый интервал следует отнести к коллектору. Однако мощность коллектора может оказаться меньше предполагаемых 5 м, и это связано не

только с чрезвычайно узкими аномалиями, выделяемыми по другим методам, но и с тем, что предложенный способ расчета эффективного затухания не позволяет достичь максимальной разрешающей способности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из наиболее важных проблем при определении коэффициента эффективного затухания является устойчивость способа к помехам. В этом смысле наиболее перспективными представляются способы, учитывающие неоднородность условий возбуждения и регистрации. Так как на практике шум в исходных данных зачастую приводит к сильной изменчивости рассчитываемого параметра, и эта изменчивость не связана с изменением физико-механических свойств породы, то хорошая устойчивость проявляется в первую очередь небольшим разбросом значений рассчитанного коэффициента эффективного затухания. На практических примерах показано, что способ определения эффективного затухания на основе факторного разложения волновой картины устойчив. Устойчивость во

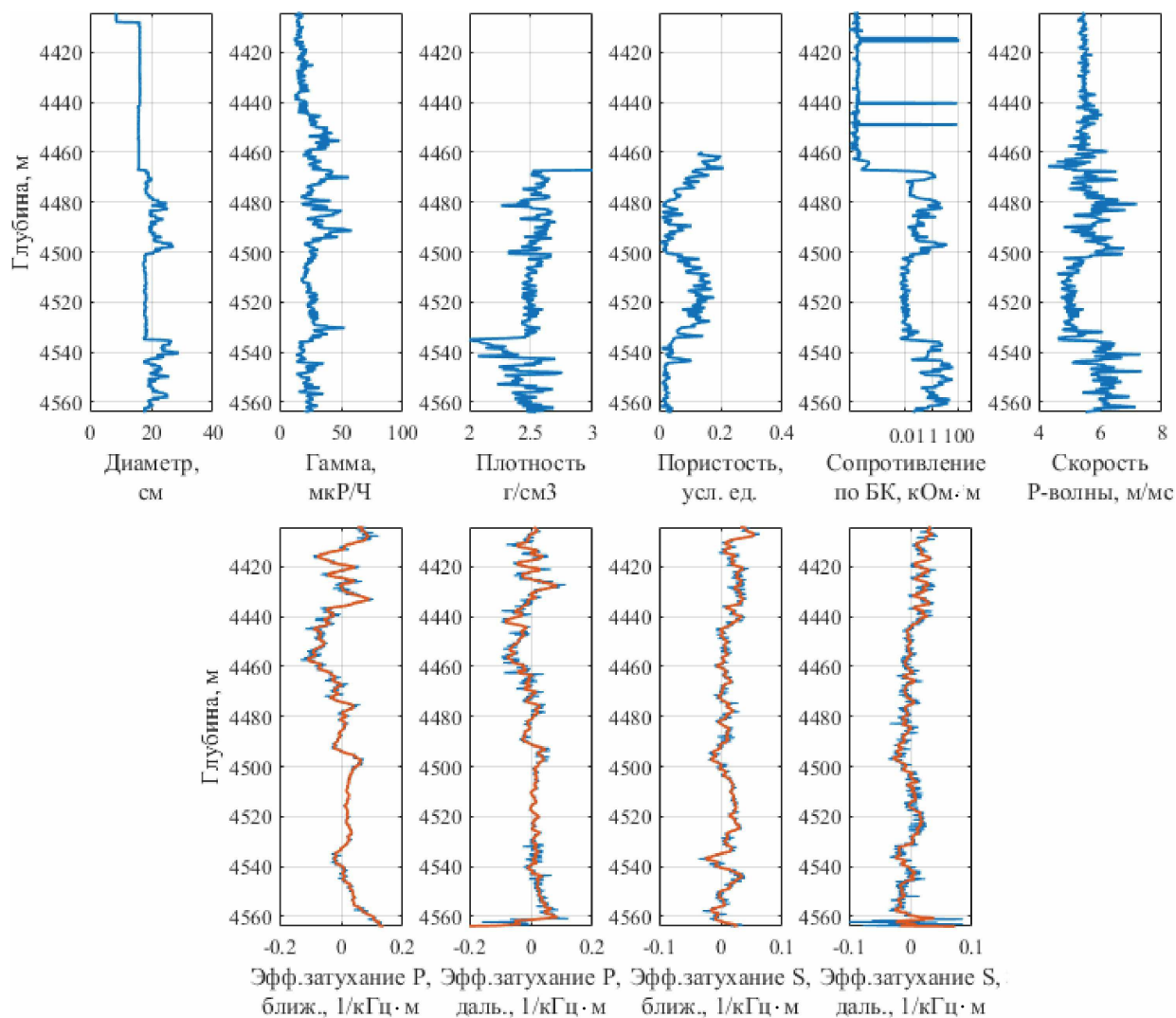


Рис. 3: Сопоставление рассчитанного коэффициента эффективного затухания с другими методами каротажа

многим достигается за счет использования матричного способа и привлечения данных, как от ближних источников, так и от дальнего источника. Сходство кривых эффективного затухания от ближних и от дальнего источника свидетельствует о надежности получаемых данных.

Безусловно, по результатам интерпретации геофизических исследований скважин невозможно дать стопроцентной гарантии о наличии углеводородов. Однако науке известно о влиянии флюида на затухание

упругих волн, кроме того показано, что кривые эффективного затухания могут интерпретироваться совместно с другими методами каротажа, и при этом изменение диаметра скважины не влияет на рассчитываемое эффективное затухание. К тому же учитывая то, что зачастую в процессе обработки материалов волнового акустического каротажа, амплитуды волн никак не интерпретируются, следует включить расчет коэффициента эффективного затухания в стандартный процесс обработки.

- [1] Гольдин С. В., Митрофанов Г. М. Геология и геофизика. 1975. № 6. С. 102.  
 [2] Wiggins R. A., Lerner K. L., Wisecup R. D. Geophysics. 1976. **41**, N 5. P. 922.  
 [3] Митрофанов Г. М. Математические проблемы интерпретации данных сейсморазведки. 1988. С. 149.

- [4] Митрофанов Г. М., Сергеев В. Н. Геология и геофизика. 1986. № 8. С. 98.  
 [5] Cambois G., Stoffa P. L. Geophysics. 1992. **57**, N 6. P. 823.  
 [6] Cary P. W., Lorentz G. A. Geophysics. 1993. **58**, N 3. P. 383.

- [7] *Сысов А. П.* Технологии сейсморазведки. 2012. № 3. С. 27.
- [8] *Митрофанов Г. М.* Развитие методов интерпретационной обработки сейсмических данных и оптимизации систем наблюдений на основе факторных представлений: диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2014.
- [9] *Рыжков В. И.* Сейсмоакустические неупругие эффекты. Их применение при поисках, разведке и мониторинге месторождений нефти и газа: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. М., 2009.
- [10] *Крылов С. В., Сергеев В. Н.* Геология и геофизика. 1985. № 4. С. 92.
- [11] *Денисов М. С.* Геофизика. 2009. № 2. С. 8.

---

## Determination of effective damping by factorial decomposition of the recording of full waveform acoustic log

**K. A. Khemraev**

*Gazpromneft Science & Technology Centre. Saint-Petersburg 190000, Russia*

*E-mail: khemraev.ka@gazpromneft-ntc.ru*

The main calculated parameters in the processing of full waveform acoustic data are the propagation velocities of elastic waves. The determination of velocities is based on the arrival times of these waves. At the same time, the geological environment also affects the amplitude–frequency response (AFR) of elastic waves. In general, wave attenuation is caused by three processes: geometric divergence, scattering by inhomogeneities, and inelastic absorption. It is known that oil and gas saturated media have a larger absorption coefficient in comparison with water-saturated and dry media. However, usually amplitudes are affected by random noise and interference of waves, as well as by noise caused by heterogeneity of source and receiver conditions (for example, by changing the borehole diameter and transmission coefficient, by the presence of diffraction points and clay crusts). Therefore, old three-element acoustic logging devices did not allow to reliably interpret information from AFR of waves and the standard software did not have the means of its calculation. Modern multi-element devices, as a rule, have several sources and a lot of receivers. That provides favorable conditions for the application of already existing methods of calculating the effective damping coefficient, and the development of new approaches.

In this paper we consider a method for calculating the coefficient of effective damping which is the sum of inelastic absorption and scattering by inhomogeneities. The method is based on factorial decomposition of the wavefield and it excludes the effect of inhomogeneity of the source and receiver conditions.

PACS: 93.85.Fg

*Keywords:* acoustic logging, geophysical well logging, absorption.

*Received 11 May 2018.*

### Сведения об авторе

Хемраев Керим Акмамедович — гл. специалист отдела геологии и разработки месторождений «Муравленковскнефть», аспирант СПГГУ; email: khemraev.ka@gazpromneft-ntc.ru.

---