



ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРА ЗАТУХАНИЯ ПО РЕАЛЬНЫМ ДАННЫМ

Н.К. Василенко^{1,2}, Г.М. Митрофанов^{1,2,3}, Н.А. Горевачев^{1,2}, Р.С. Кушнарв^{1,2}

¹*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,*

²*Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,*

³*Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, просп. К. Маркса, 20, Россия
e-mail: Vasilenkonikita.1997@mail.ru*

В работе рассматривается оценивание параметра затухания с применением метода спектральных отношений. На модельных и реальных данных показано, что для получения устойчивых оценок необходимо иметь максимально полную информацию о структурно-скоростных характеристиках среды. Также важным аспектом предварительной обработки данных является учет изменений формы сигнала, связанных со средой прохождения.

Обработка сейсмических данных, параметр затухания и его оценивание

PARTICULARS OF THE ATTENUATION PARAMETER DETERMINING FROM REAL DATA

N.K. Vasilenko¹, G.M. Mitrofanov^{1,2,3}, N.A. Goreyavchev^{1,2}, R.S. Kushnarev^{1,2}

¹*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,*

²*Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,*

³*Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,
e-mail: Vasilenkonikita.1997@mail.ru*

The paper considers the estimation of the attenuation parameter using the method of spectral ratios. Based on model and real data, it is shown that in order to obtain stable estimates, it is necessary to have the most complete information about the structure-velocity characteristics of the medium. Also, an important aspect of data preprocessing is to take into account changes in the waveform associated with the transmission medium.

Seismic data processing, attenuation parameter and its estimation

ВВЕДЕНИЕ

Сложность и многомасштабность реальной среды определяет сложность регистрируемых колебаний. Для упрощения их анализа и интерпретации применяются различные процедуры обработки. Они позволяют разделить колебания на отдельные составляющие, к которым относятся и сигналы, обладающие определенной природой. Выделяемые составляющие облегчают переход от колебаний, наблюдаемых в реальном сейсмическом эксперименте, к характеристикам среды. Еще одним моментом, облегчающим интерпретацию сейсмических данных и построение на их основе характеристик среды, является параметризация выделяемых составляющих и, в частности, сигналов. Параметрами могут быть: времена, энергии, частоты, амплитуды и пр. Времена и энергии являются двумя наиболее распространенными и устойчивыми среди используемых параметров. Но, к сожалению, они не позволяют

полностью определить многие из интересующих нас характеристик среды, в частности, свойства пород. Таким образом, возникает потребность в использовании дополнительных параметров.

Одним из дополнительных параметров, полезных при изучении свойств среды, является затухание сейсмического сигнала [Поллак, 1957; Knopoff, MacDonald, 1958; McDonal et al., 1958; O'Doherty, Anstey, 1971; Johnston et al., 1979; Авербух, 1982; Аки, Ричардс, 1983; Barton, 2007; Li et al., 2016]. Он показывает, как изменяется энергия сигнала по мере его распространения в среде. Уровень или величина затухания в проводимых физических и натуральных экспериментах зависит от степени неупругости и масштаба неоднородности пород, через которые проходит сигнал [Futterman, 1962; Николаевский и др., 1970; Уайт и др, 1975; Johnston et al., 1979; Winkler and Nur, 1979; Уайт, 1986; Best et al., 1994; Cooper, 2002; Carcione and Picotti, 2006; Barton, 2007; Raji, 2013]. Следовательно, затухание, определяемое по сейсмическим данным, чувствительно ко многим практически важным характеристикам пород: наличию флюидов, степени насыщения пород флюидами, пористости, наличию трещин и/или каверн, давлению, а также к минеральному составу пород.

При определении параметра сейсмического затухания, соотнесенного с реальной геологической средой, необходимо учитывать, что он дает интегральную (обобщенную) характеристику. Она может быть связана с вероятностным распределением большого количества параметров, определяющих изучаемую среду, и степень ее воздействия на распространяющиеся упругие колебания. К таким параметрам относятся: напряжение, имеющееся в горных породах, термодинамические условия, пластовые давления, наличие и тип трещиноватости, расположение и заполнение поровых пространств, тип присутствующего флюида и степень насыщения им пород, макрогеометрия геологической среды, а также длина локализации (глубина проникновения), групповые и фазовые скорости волн. Поэтому результаты практического определения параметра затухания показывают, что его оценка и интерпретация являются не столь простыми, как это представляется при модельных математических расчетах [O'Doherty, Anstey, 1971; Ляховицкий, Рапопорт, 1972; Schoenberger, Levin, 1974; White, 1992; Kang, McMechan, 1994; Best et al., 1994; Dvorkin et al., 1995; Li et al., 2006; Priest et al., 2006; Reine et al., 2012; Cheng, 2013]. При всей важности затухания и его связи с указанными выше характеристиками геологической среды данный параметр все еще является мало изученным. Поэтому в настоящее время в мировой геофизике проявляется значительный интерес к вопросам оценивания и описания поведения затухания для различных моделей реальных сред.

В выполненном нами исследовании рассмотрены несколько вопросов, связанных с оцениванием параметра затухания по модельным и реальным данным. Один из основных вопросов был сформулирован следующим образом: «Почему в рамках модельных экспериментов удается получать значения параметра затухания, а при обработке реальных данных значения этого параметра обладают малой достоверностью?» Идея этого исследования была предложена сотрудником компании «Газпромнефть НТЦ» Ю.В. Павловским

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА ЗАТУХАНИЯ МЕТОДОМ СПЕКТРАЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ

Существует значительное число методов оценивания параметра поглощения. Среди этих методов можно выделить два больших класса реализуемых: (1) во временной области и (2) в частотной области. Методы первого класса зачастую оказываются весьма чувствительными к помехам, поэтому при расчете поглощения чаще используются методы второго класса. Среди последних наиболее широко распространенным и часто используемым в литературе является метод спектральных отношений. Также

этот метод хорошо проявил себя в исследованиях, где было проведено численное сравнение десяти методов расчета величины обратной добротности на синтетических сейсмограммах вертикального сейсмического профилирования при наличии и в отсутствии шума (Тонн, 1991).

Метод спектральных отношений предполагает линейную зависимость коэффициента поглощения α , характеризующего изменение амплитуды регистрируемого сигнала от частоты: $\alpha = \gamma f$, что подтверждается экспериментальными данными (Кнопф, 1964; Jackson, Anderson, 1970; Toksöz et al., 1979). В этом случае величина добротности среды Q и обратная к ней величина Q^{-1} характеризующая поглощение и рассеяние энергии на фиксированной частоте, оказываются частотно независимыми. Здесь коэффициент γ равен $\frac{\pi Q^{-1}}{V}$, где V – скорость волны.

Имея амплитуды сигнала проходящей волны в двух точках рассматриваемой среды x_1 и x_2 и взяв отношение их амплитудных спектров, получим

$$\frac{A_2}{A_1} = \frac{G_2}{G_1} e^{-(\gamma_2 - \gamma_1)f \cdot x}, \quad (1)$$

где G_1 и G_2 включают в себя геометрические факторы: расхождение фронта, отражение волны и т. п., а $x = x_2 - x_1$. Перейдя к логарифму

$$\ln \left(\frac{A_2}{A_1} \right) = -(\gamma_2 - \gamma_1)f \cdot x + \ln \left(\frac{G_2}{G_1} \right), \quad (2)$$

получаем, что при линейной аппроксимации отношения амплитудных спектров

$$\ln \left(\frac{A_2}{A_1} \right) \approx k \cdot f + b, \quad (3)$$

угол наклона k этой аппроксимации будет определять значение обратной добротности, а геометрическое расхождение, влияние вышележащей толщи на искомое значение не влияют. Нас интересует поглощение сигнала A_2 относительно исходного сигнала A_1 , поэтому мы можем предположить, что сигнал, отраженный от верхней границы целевого слоя, не был подвергнут поглощению, что влечет за собой γ_1 равно нулю. Таким образом

$$k = -\gamma_2 x = -\frac{\pi Q^{-1}(x_2 - x_1)}{V} = -\pi Q^{-1}(t_2 - t_1), \quad (4)$$

где t_1 – двойное время пробега до кровли анализируемого слоя, t_2 – двойное время пробега до подошвы анализируемого слоя. В итоге величина обратной добротности анализируемого слоя рассчитывается как

$$Q^{-1} = -\frac{k}{\pi(t_2 - t_1)}. \quad (5)$$

ТЕСТИРОВАНИЕ НА СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Реализованный алгоритм оценки поглощения протестирован на синтетической модели данных ВСП. На рисунке 1 представлена двухслойная модель среды с заданными характеристиками среды:

добротностью Q , скоростями продольных и поперечных волн V_p , V_s , плотностью ρ , приведенными в табл. 1. С целью получения исходного и поглощенного сигнала для метода спектральных поглощений модель использовалась дважды. При первом расчете получалась сейсмограмма без влияния поглощения среды. Второй расчет производился с учетом поглощения среды. Таким образом, при дальнейшем анализе было исключено любое влияние на сигнал, кроме поглощения среды.

Таблица 1

Характеристики модели среды

Глубина, м	ρ , г/см ³	V_p , м/с	V_s , м/с	Q
0–1000	2.06	2300	1000	1000
1000–2000	2.32	3700	1450	10

На рисунке 1, а синим обозначено положение приемников, красными треугольниками – источники. На рисунке 1, б представлена сейсмограмма, полученная для источника, обведенного синим кругом.

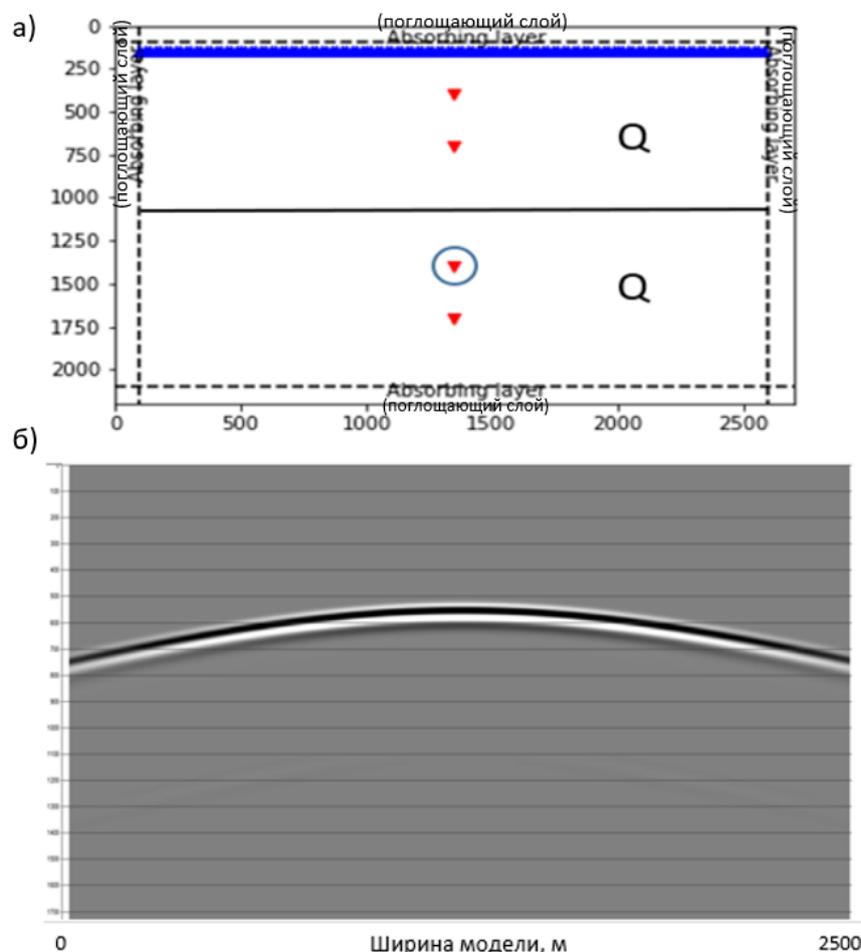


Рис. 1. Модель среды (а) и сейсмограмма (б)

Проведена оценка поглощения с учтенным пройденным расстоянием от источника до приемников на синтетических данных представленной модели (рис. 2). В результате ошибка метода на синтетических данных составила не более 5 %.

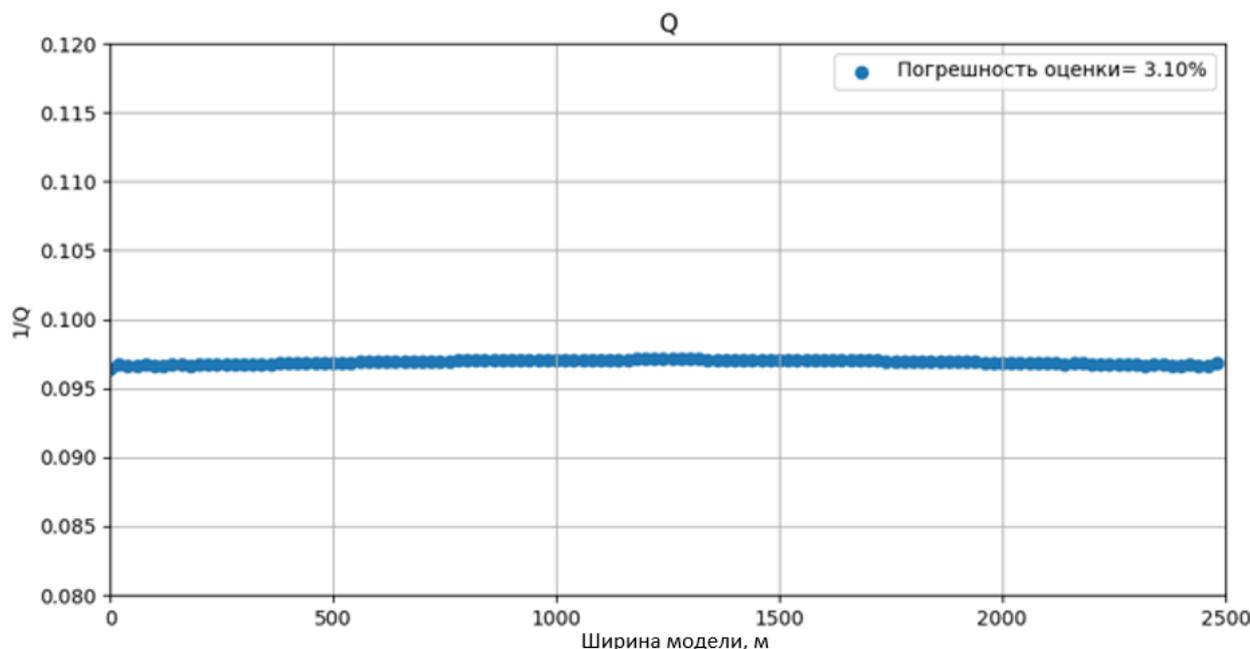


Рис. 2. Оценка поглощения в точках приема для синтетической модели среды

Таким образом, при известных параметрах модели и отсутствии помех, представленный способ оценки затухания можно считать достаточным для определения поглощения в целевом слое.

ТЕСТИРОВАНИЕ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Для тестирования алгоритма на реальных данных были взяты данные морской сейсморазведки, прошедшие стандартную обработку и представленные результирующим временным разрезом (рис. 3). Выполненный нами анализ заголовков исходных трасс показал, что профиль собран из двух профилей, записанных в разные промежутки времени. Затем два профиля объединены в один, общий. Таким образом, половина данных, использованных для получения суммарного разреза, в большей или меньшей степени будут иметь разные начальные условия возбуждения сигналов, что не учитывалось при дальнейшей обработке. По нашему мнению, не учет этой особенности данных может негативно повлиять на точность определения динамических характеристик сигналов, к которым относится и параметр затухания. Такие факторы как измененная траектория луча, измененные источники и их положение могут оказать значительное влияние на разницу в оценке поглощения.

Нами был выполнен еще один элемент анализа данных, который состоял в следующем. Проведена операция спрямления сейсмограмм с использованием заданного скоростного закона. Процедура спрямления не до конца справилась с поставленной задачей и на больших удалениях имеются перегибы. Чтобы нивелировать неточность скоростного закона решено оценить поглощение при почти нормальном падении. В каждой сейсмограмме трассы с расстоянием источник–приемник до 200 м были просуммированы для получения одной устойчивой трассы. Таким образом, создан псевдоразрез, состоящий из осредненных на ближних удалениях трасс, не подвергавшийся никакой обработке, кроме спрямления сейсмограмм. На сейморазрезе выделено три предположительных горизонта на 300, 550 и 1100 секундах (см. рис. 3).

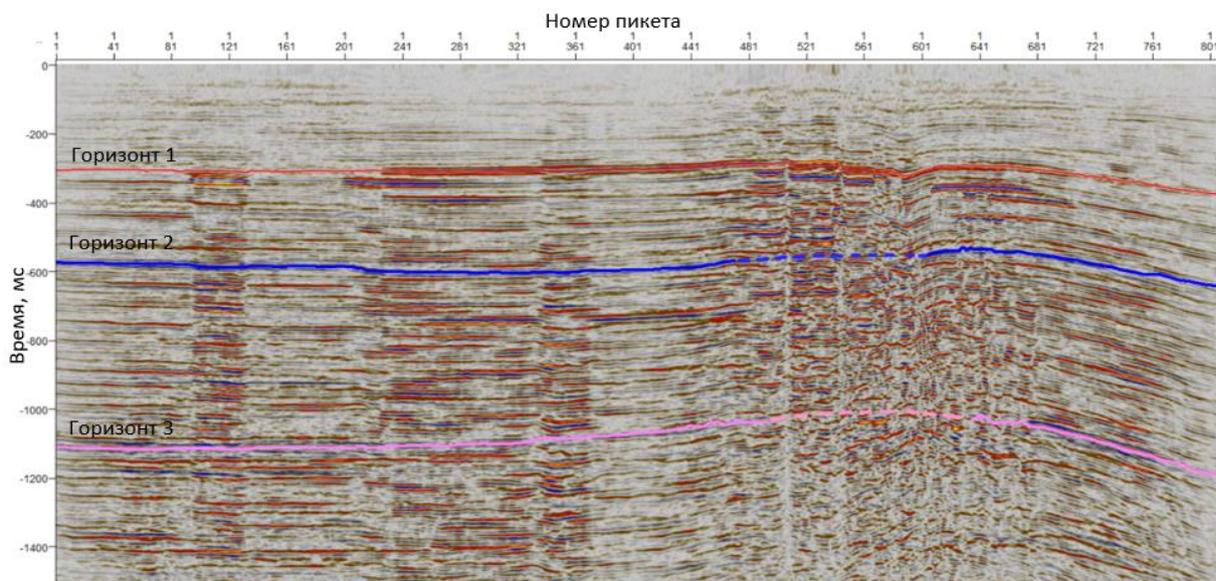


Рис. 3. Сейсморазрез с отслеженными горизонтами

В отличие от верхнего горизонта 1, горизонты 2 и 3 выделяются плохо, амплитудный спектр выглядит разрозненным (рис. 4), не наблюдается четкого сигнального купола. На пикетах 400–700 присутствует высокая волновая неустойчивость. Временные окна были выбраны таким образом, чтобы в анализ попали данные с максимальным количеством информации. Таким образом временные окна для трех горизонтов составили 54, 54 и 58 мс соответственно.

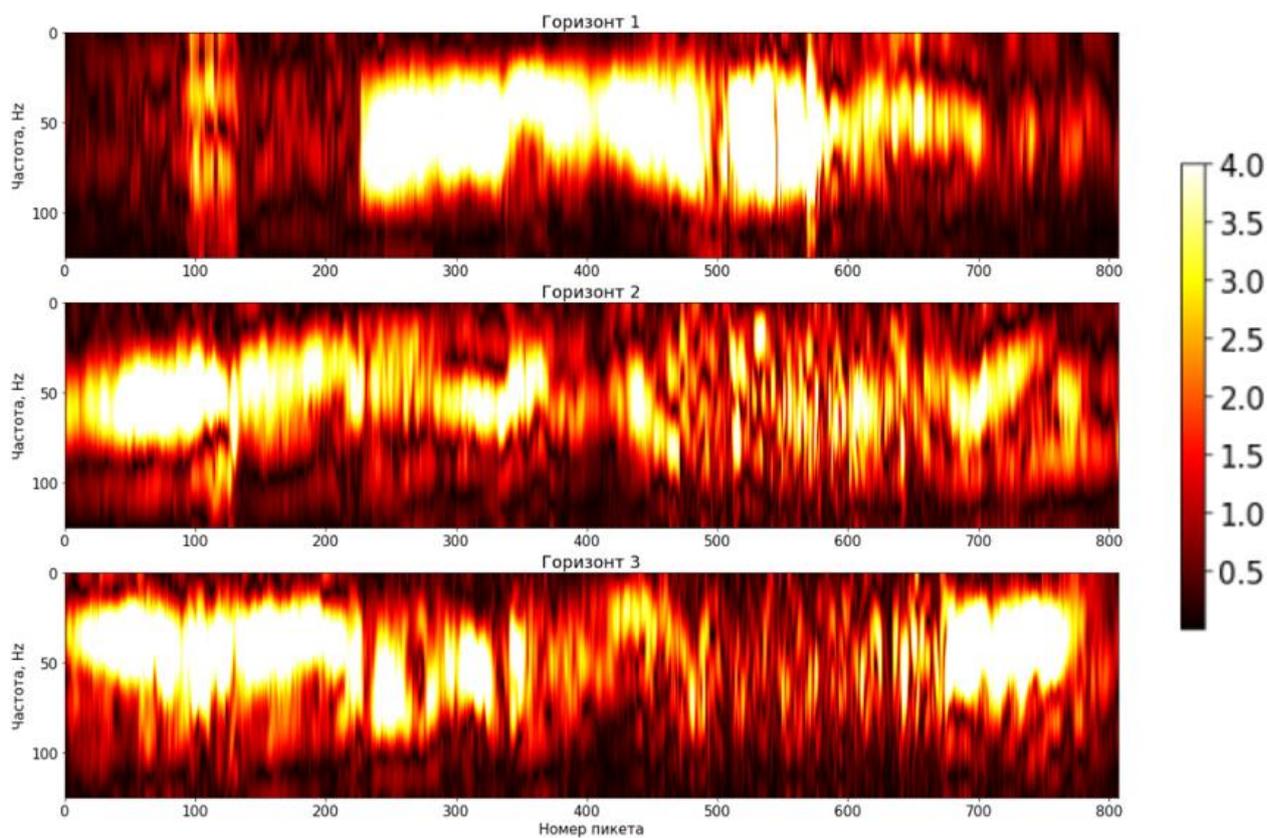


Рис. 4. Спектры сигналов отражения от прослеженных горизонтов

Как видно из иллюстраций спектров (см. рис. 4), на разных участках профиля присутствуют разные по частотному составу сигналы. Так, для горизонта 1 устойчивый сигнал проявляется на пикетах 220 и далее, тогда как для горизонта 2 устойчивый сигнал остается только до 360-го пикета. Спектры сигналов для горизонтов 2 и 3 на всем профиле хоть и имеют схожую структуру – устойчивую частотную составляющую в начале профиля и более размытую к середине – все же неоднородны и, следовательно, не подходят для такого чувствительного к помехам подхода. На пикетах 680–800 горизонт 1 не имеет явно прослеживаемого сигнала, хотя на горизонте 3 наблюдаются явные куполообразные спектры. Единственным участком, где представляется возможным проследить сигнал на всех трех горизонтах является пикетный диапазон 200–400. На рисунке 6 показаны графики, описывающие поглощение для трех пар горизонтов: 1–2, 2–3, 1–3. На рисунке убраны зоны неустойчивой корреляции сигнала (пикет 470–630). Присутствует отрицательное поглощение, потенциально вызванное зашумленностью спектров сигналов.

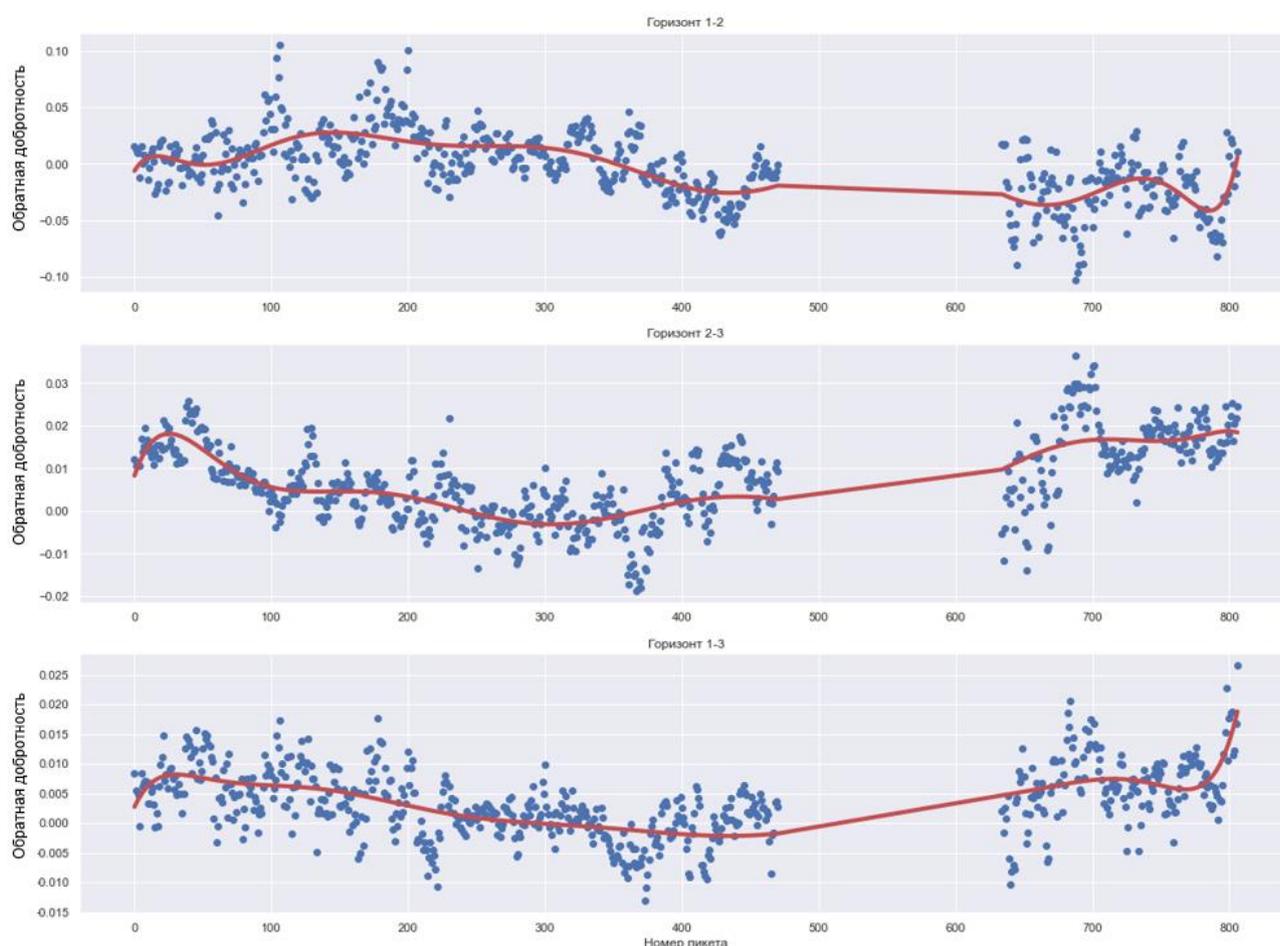


Рис. 5. Оценка поглощения сигналов для 3-х пар горизонтов

Виден разный характер поглощения на пикетах 100–350 для горизонтов 1 и 2. Аппроксимирующая кривая описывает выпуклую и вогнутую дугу, соответственно. Достоверно интерпретировать полученную аномалию невозможно ввиду неединственности обратной задачи и высокой неустойчивости получаемых оценок параметра затухания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модельные данные, при наличии достоверной и полной информации о модели среды, позволяют оценивать параметр поглощения с высокой степенью надежности. Однако при работе с реальными данными, предложенными для тестирования разработанной процедуры, нами были получены результаты, которые нельзя назвать успешными.

Дополнительный анализ представленных данных показал, что отсутствовала углубленная динамическая обработка исходной сейсмической информации. В результате для достаточно сложной волновой картины не проводилась корректировка спектральных характеристик сигналов, с учетом особенностей верхней части разреза. Таким образом, не удалось избавиться от всех особенностей волнового поля, которые не позволяют с должной точностью оценить поглощение.

В то же время, несмотря на недостаточность обработки динамики, сложности применения метода к имеющимся материалам, о чем свидетельствует большая дисперсия конечных результатов, можно отметить, что по полученным результатам выявляются трендовые составляющие в значениях параметра поглощения. Более того, наблюдаемая высокая вариабельность в полученных оценках параметра затухания может свидетельствовать о сложной геологической картине исследуемого участка. Отмеченные особенности указывают на необходимость привлечения дополнительной априорной информации об объектах исследования, в частности, данных ГИС.

Выражаем благодарность рецензенту Ю.И. Колесникову, замечания и комментарии которого способствовали существенному улучшению статьи.

Работа выполнена в рамках государственного задания по проекту FWZZ-2022-0017 “Сейсмические методы для изучения разномасштабных геологических процессов” ИНГГ СО РАН.

ЛИТЕРАТУРА

- Авербух А.Г.** Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
- Аки К., Ричардс П.** Количественная сейсмология. Теория и методы. – М.: Мир, 1983. – Т. 1, 520 с.
- Ляховицкий Ф.М., Рапопорт Л.И.** Применение теории Френкеля-Био для расчета скоростей и поглощения упругих волн в насыщенных пористых средах // Прикладная геофизика. – 1972. – № 66. – С. 52–64.
- Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А.** Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
- Полак Л.С.** Ослабление и поглощение отраженных волн в осадочных породах // Прикладная геофизика. – 1957. – № 17. – С. 16–32.
- Уайт Д.Е., Михайлова Н.Г., Ляховицкий Ф.М.** Распространение сейсмических волн в слоистых средах, насыщенных жидкостью и газом // Известия академии наук СССР. Сер. Физика Земли. – 1975. – № 10. – С. 44–52.
- Уайт Дж.Э.** Возбуждение и распространение сейсмических волн. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
- Barton N.** Rock Quality, Seismic Velocity, Attenuation, and Anisotropy. – Taylor & Francis, London, 2007. – 729 p.
- Best A.I., McCann C., Sothcott J.** The relationships between the velocities, attenuations and petrophysical properties of reservoir sedimentary rocks // Geophysical Prospecting. – 1994. – Vol. 42. – P. 151–178, doi: 10.1111/j.1365-2478.1994.tb00204.x.
- Carcione J.M., Picotti S.** P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // Geophysics. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.

- Cheng P.** Anelastic attenuation in seismic data: modeling, measurement, and correction. PhD Thesis. – University of Calgary, 2013, <https://prism.ucalgary.ca/items/8db0e3b9-7d61-4e64-a41a-af7c6395053c>.
- Cooper R.F.** Seismic wave attenuation: energy dissipation in viscoelastic crystalline solids // *Plastic Deformation in Minerals and Rocks: Review of Mineralogy and Geochemistry*. – Mineralogical Society of America, 2002. – Vol. 51. – P. 253–290, doi: 10.2138/gsrmg.51.1.253.
- Dvorkin J., Mavko G., Nur A.** Squirt flow in fully saturated rocks // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60. – P. 97–107, doi: 10.1190/1.1443767.
- Futterman W.I.** Dispersive body waves // *Journal of Geophysical Research*. – 1962. – Vol. 67 (13). – P. 5279–5291, doi: 10.1029/JZ067i013p05279.
- Jackson D.D., Anderson D.L.** Physical mechanisms of seismic-wave attenuation // *Reviews of Geophysics*. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.
- Johnston D.H., Toksöz M.N., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: II. Mechanisms // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 691–711, doi: 10.1190/1.1440970.
- Kang I.B., McMechan G.A.** Separation of intrinsic and scattering Q based on frequency-dependent amplitude ratios of transmitted waves // *Journal of Geophysical Research*. – 1994. – Vol. 99. – P. 23875–23885, doi: 10.1029/94JB02472.
- Knopoff L.** Q // *Reviews of Geophysics*. – 1964. – Vol. 2. – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.
- Knopoff L., MacDonald G.J.** Attenuation of small amplitude stress waves in solids // *Review of Modern Physics*. – 1958. – Vol. 30. – P. 1178–1192.
- Li F., Verma S., Zhao T., Marfurt K.J.** Seismic attenuation attributes with its applications on conventional and unconventional reservoirs // *Interpretation*. – 2016. – Vol. 4 (1). – P. SB63–SB77, doi: 10.1190/INT-2015-0105.1.
- Li H., Zhao W., Cao H., Yao F., Shao L.** Measures of scale based on the wavelet scalogram with applications to seismic attenuation // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (5). – P. V11–V118, doi: 10.1190/1.2211529.
- McDonal F.J., Angona F.A., Mills R.L., Sengbush R.L., van Nostrand R.G., White J.E.** Attenuation of shear and compressional waves in Pierre shale // *Geophysics*. – 1958. – Vol. 23 (3). – P. 421–439, doi: 10.1190/1.1438489.
- O'Doherty R.F., Anstey N.A.** Reflections on amplitudes // *Geophysical Prospecting*. – 1971. – Vol. 19 (3). – P. 430–458, doi: 10.1111/j.1365-2478.1971.tb00610.x.
- Priest J.A., Best A.I., Clayton C.R.I.** Attenuation of seismic waves in methane gas hydrate-bearing sand // *Geophysical Journal International*. – 2006. – Vol. 164 (1). – P. 149–159, doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02831.x.
- Raji W.O.** The use of seismic attenuation to indicate saturation in hydrocarbon reservoirs: Theoretical study and modelling approach // *Advances in Applied Science Research*. – 2013. – Vol. 4 (2). – P. 45–53.
- Reine C., Clark R., van der Baan M.** Robust prestack Q-determination using surface seismic data: Part 1 — Method and synthetic examples // *Geophysics*. – 2012. – Vol. 77 (1). – P. R45–R56, doi: 10.1190/geo2011-0073.1.
- Schoenberger M., Levin F.K.** Apparent attenuation to intrabed multiples // *Geophysics*. – 1974. – Vol. 39 (3). – P. 278–291, doi: 10.1190/1.1440427.
- Tonn R.** The determination of seismic quality factor Q from VSP data: A comparison of different computational methods // *Geophysical Prospecting*. – 1991. – Vol. 39 (1). – P. 1–27, doi: 10.1111/j.1365-2478.1991.tb00298.x.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.

White R.E. The accuracy of estimating Q from seismic data // *Geophysics*. – 1992. – Vol. 57 (11). – P. 1508–1511, doi: 10.1190/1.1443218.

Winkler K.W., Nur A. Pore fluids and seismic attenuation in rocks // *Geophysical Research Letters*. – 1979. – Vol. 6 (1). – P. 1–4, doi: 10.1029/GL006i001p00001.

REFERENCES

Aki K., Richards P.G. *Quantitative Seismology*. – 2nd edition. – University Science Book, 2003. – 700 p.

Averbukh A.G. *Study of the Composition and Properties of Rocks during Seismic Exploration*. – Nedra, Moscow, 1982. – 232 p.

Barton N. *Rock Quality, Seismic Velocity, Attenuation, and Anisotropy*. – Taylor & Francis, London, 2007. – 729 p.

Best A.I., McCann C., Sothcott J. The relationships between the velocities, attenuations and petrophysical properties of reservoir sedimentary rocks // *Geophysical Prospecting*. – 1994. – Vol. 42. – P. 151–178, doi: 10.1111/j.1365-2478.1994.tb00204.x.

Carcione J.M., Picotti S. P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (3). – P. O1–O8, doi: 10.1190/1.2194512.

Cheng P. *Anelastic attenuation in seismic data: modeling, measurement, and correction*. PhD Thesis. – University of Calgary, 2013, <https://prism.ucalgary.ca/items/8db0e3b9-7d61-4e64-a41a-af7c6395053c>.

Cooper R.F. *Seismic wave attenuation: energy dissipation in viscoelastic crystalline solids* // *Plastic Deformation in Minerals and Rocks: Review of Mineralogy and Geochemistry*. – Mineralogical Society of America, 2002. – Vol. 51. – P. 253–290, doi: 10.2138/gsrmg.51.1.253.

Dvorkin J., Mavko G., Nur A. Squirt flow in fully saturated rocks // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60. – P. 97–107, doi: 10.1190/1.1443767.

Futterman W.I. Dispersive body waves // *Journal of Geophysical Research*. – 1962. – Vol. 67 (13). – P. 5279–5291, doi: 10.1029/JZ067i013p05279.

Jackson D.D., Anderson D.L. Physical mechanisms of seismic-wave attenuation // *Reviews of Geophysics*. – 1970. – Vol. 8 (1). – P. 1–63, doi: 10.1029/RG008i001p00001.

Johnston D.H., Toksöz M.N., Timur A. Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: II. Mechanisms // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 691–711, doi: 10.1190/1.1440970.

Kang I.B., McMechan G.A. Separation of intrinsic and scattering Q based on frequency-dependent amplitude ratios of transmitted waves // *Journal of Geophysical Research*. – 1994. – Vol. 99. – P. 23875–23885, doi: 10.1029/94JB02472.

Knopoff L. Q // *Reviews of Geophysics*. – 1964. – Vol. 2. – P. 625–660, doi: 10.1029/RG002i004p00625.

Knopoff L., MacDonald G.J. Attenuation of small amplitude stress waves in solids // *Review of Modern Physics*. – 1958. – Vol. 30. – P. 1178–1192.

Li F., Verma S., Zhao T., Marfurt K.J. Seismic attenuation attributes with its applications on conventional and unconventional reservoirs // *Interpretation*. – 2016. – Vol. 4 (1). – P. SB63–SB77, doi: 10.1190/INT-2015-0105.1.

Li H., Zhao W., Cao H., Yao F., Shao L. Measures of scale based on the wavelet scalogram with applications to seismic attenuation // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71 (5). – P. V11–V118, doi: 10.1190/1.2211529.

Lyakhovitsky F.M., Rapoport L.I. Application of the Frenkel-Bio theory to calculate the velocities and absorption of elastic waves in saturated porous media // *Prikladnaya Geofizika*. – 1972. – Vol. 66. – P. 52–64.

- McDonal F.J., Angona F.A., Mills R.L., Sengbush R.L., van Nostrand R.G., White J.E.** Attenuation of shear and compressional waves in Pierre shale // *Geophysics*. – 1958. – Vol. 23 (3). – P. 421–439, doi: 10.1190/1.1438489.
- Nikolaevsky V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T., Zotov G.A.** *Mechanics of Saturated Porous Media*. – М.: Недра, 1970. – 339 p.
- O'Doherty R.F., Anstey N.A.** Reflections on amplitudes // *Geophysical Prospecting*. – 1971. – Vol. 19 (3). – P. 430–458, doi: 10.1111/j.1365-2478.1971.tb00610.x.
- Polak L.S.** Attenuation and absorption of reflected waves in sedimentary rocks // *Prikladnaya Geofizika*. – 1957. – Vol. 17. – P. 16–32.
- Priest J.A., Best A.I., Clayton C.R.I.** Attenuation of seismic waves in methane gas hydrate-bearing sand // *Geophysical Journal International*. – 2006. – Vol. 164 (1). – P. 149–159, doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02831.x.
- Raji W.O.** The use of seismic attenuation to indicate saturation in hydrocarbon reservoirs: Theoretical study and modelling approach // *Advances in Applied Science Research*. – 2013. – Vol. 4 (2). – P. 45–53.
- Reine C., Clark R., van der Baan M.** Robust prestack Q-determination using surface seismic data: Part 1—Method and synthetic examples // *Geophysics*. – 2012. – Vol. 77 (1). – P. R45–R56, doi: 10.1190/geo2011-0073.1.
- Schoenberger M., Levin F.K.** Apparent attenuation to intrabed multiples // *Geophysics*. – 1974. – Vol. 39 (3). – P. 278–291, doi: 10.1190/1.1440427.
- Toksöz M.N., Johnston D.H., Timur A.** Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44 (4). – P. 681–690, doi: 10.1190/1.1440969.
- Tonn R.** The determination of seismic quality factor Q from VSP data: A comparison of different computational methods // *Geophysical Prospecting*. – 1991. – Vol. 39 (1). – P. 1–27, doi: 10.1111/j.1365-2478.1991.tb00298.x.
- White D.E., Mikhailova N.G., Lyakhovitsky F.M.** Propagation of seismic waves in layered media saturated with liquid and gas // *Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Ser. Fizika Zemli*. – 1975. – Vol. 10. – P. 44–52.
- White J.E.** *Seismic Wave Propagation*. – SEG, 2000, doi: 10.1190/1.9781560802471. – 395 p.
- White R.E.** The accuracy of estimating Q from seismic data // *Geophysics*. – 1992. – Vol. 57 (11). – P. 1508–1511, doi: 10.1190/1.1443218.
- Winkler K.W., Nur A.** Pore fluids and seismic attenuation in rocks // *Geophysical Research Letters*. – 1979. – Vol. 6 (1). – P. 1–4, doi: 10.1029/GL006i001p00001.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

ВАСИЛЕНКО Никита Константинович – инженер лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, аспирант Новосибирского государственного университета. Основные научные интересы: разработка алгоритмов обработки сейсмических данных.

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович – доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка методов и технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, решение обратных задач геофизики.

ГОРЕЯВЧЕВ Никита Алексеевич – научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка технологий обработки сейсмических данных.

КУШНАРЕВ Роман Сергеевич – инженер лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, магистрант Новосибирского государственного университета. Основные научные интересы: разработка программных средств обработки сейсмических данных.