



ИЗМЕРЕНИЕ ДЕКРЕМЕНТА ЗАТУХАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Л.Д. Гик

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия, e-mail: GickLD@ipgg.nsc.ru*

Развит метод измерения параметров затухания сейсмических волн как рационального пути поиска месторождений углеводородов и способа определения распределения флюидов по поверхности нефтегазового коллектора. Доказана целесообразность определения параметров затухания по величине отношения приращения периода зондирующего сигнала к интервалу времени, на котором это приращение имело место.

Затухание сейсмических волн, поиск углеводородов

MEASURING ATTENUATION OF SEISMIC WAVES FOR SOLVING PROBLEMS OF PETROLEUM SEISMIC EXPLORATION

L.D. Gik

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Acad. Koptuyga prosp., 3, Novosibirsk, 630090, Russia, e-mail: GickLD@ipgg.nsc.ru*

The method of measurement of attenuation parameters of seismic waves as a rational way to search for hydrocarbon-bearing deposits is developed. It is proved the utility of attenuation parameters determination from the ratio between the increment of the period of the probing signal and the travel times from the source.

Seismic wave attenuation, petroleum exploration

ВВЕДЕНИЕ

Исходным положением настоящей работы является использование закономерности, связывающей затухание сейсмических волн с наличием пор и трещин, имеющих в горных породах. Факт существования данной зависимости подтвержден экспериментами физического моделирования [1] и аналитически объяснен на основании применения механизма рассеивания звука на микронеоднородных включениях малой плотности в твердотельной геоакустической среде [2]. Указанная зависимость выражается соотношением

$$d(Q^{-1}[K_{\text{пор}}]) = 2\pi K_{\text{пор}}(\rho_0 - \rho)/\rho_0. \quad (1)$$

Здесь $d(Q^{-1})$ – приращение декремента затухания, обусловленное наличием пор и трещин; $K_{\text{пор}}$ – коэффициент пористости, а ρ_0 и ρ – плотности вмещающей среды и внутрипорового флюида. Отметим, что для декремента поглощения в данной работе (для сохранения преемственности с предыдущими публикациями автора) используется обозначение Q^{-1} , хотя в литературе это обозначение принято для обратной величины добротности. В настоящее время большинство авторов называет обратную величину добротности Q^{-1} поглощением. Обратная величина добротности и декремент затухания различаются при малой величине поглощения множителем π , т. е. отношение декремента поглощения к обратной величине добротности равно π .

Из соотношения (1) следует, что коэффициент пористости величиной порядка $K_{\text{пор}} \sim 0,1$, свойственной низкоскоростным терригенным нефтегазовым коллекторам Западной Сибири, способствует увеличению декремента на $d(Q^{-1}) \sim 0,6$, которая превышает значение декремента затухания сплошных пород того же вещественного состава более чем на порядок. В Восточной Сибири установлены высокоскоростные карбонатные нефтегазовые коллекторы, обладающие значительно меньшей величиной коэффициента пористости – $K_{\text{пор}} \sim 0,01-0,03$. Здесь приращение декремента, вызванное наличием пористости, составляет соответственно меньшую величину – $d(Q^{-1}) \sim 0,06-0,2$. Однако исходное значение декремента, соответствующее высокоскоростным карбонатным горным породам, также оказывается на порядок меньше. Поэтому и здесь приращение декремента значительно выше его исходной величины, соответствующей сплошным породам. Таким образом, наличие пористости горных пород – присутствие в них микронеоднородных включений малой плотности – является важным признаком присутствия углеводородов (УВ) в изучаемой геологической среде.

Действительно, если в сплошной твердотельной среде по каким-либо причинам возникают пустоты – микронеоднородные включения в виде пор и трещин, то при отсутствии внутри этих включений жидких или газообразных флюидов произойдет “схлопыва-

ние” данных пустот. Этому неизбежно будут способствовать гидростатическое давление и тектонические движения. Поэтому существование повышенной пористости горных пород логично применять в качестве признака присутствия внутривывихов флюидов. Если к наличию повышенной пористости добавить использование признака, обладающего чувствительностью к вещественному составу внутривывихового флюида, а именно, газа, нефти или воды, то вероятность существования УВ в изучаемой среде резко возрастет. В качестве удобного признака вещественного состава УВ логично использовать электропроводность горных пород, поскольку удельное электрическое сопротивление нефти (ρ_n) меньше, чем удельное электрическое сопротивление газа (ρ_r), а удельное электрическое сопротивление воды (ρ_b) меньше, чем удельное электрическое сопротивление нефти.

Физической основой для измерения декремента затухания является общеизвестная экспоненциальная зависимость амплитуды плоской гармонической звуковой волны (u) от отношения пространственного интервала распространения (L) к длине волны λ (см., например [3]):

$$U = u_0 \exp(Q^{-1}L/\lambda) \sim u_0(1 - Q^{-1}L/\lambda). \quad (2)$$

Здесь u_0 – амплитуда волны при нулевом удалении. Приближение представляет собой разложение в степенной ряд при малых величинах аргумента $Q^{-1}L/\lambda < 1$. К сожалению, измерение декремента затухания сейсмических волн Q^{-1} используется в экспериментальной сейсмике сравнительно редко. Поэтому этот процесс часто оказывается сопряженным с возникновением существенных ошибок, приводящих к промаху в конечных выводах. Предметом настоящей работы является изложение опыта, приобретенного при решении двух практических задач: 1) обнаружении наличия УВ в скважине при проведении каротажных исследований и 2) проведении сейсморазведочных работ на дневной поверхности при поиске месторождений УВ (углеводородов).

ИЗМЕРЕНИЕ ДЕКРЕМЕНТА В УСЛОВИЯХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Важной задачей акустического каротажа является получение ответа на вопрос о наличии или отсутствии УВ в зондируемой скважине. Имеется в виду ситуация, иногда возникающая в нефтегазовой разведке, при которой не происходит фонтанирования (самопроизвольного извержения УВ) несмотря на их наличие в зондируемом пласте. Причиной этого может быть слабое внутривывиховое давление или низкая проницаемость пластов в этой скважине. В связи с этим необходимо искать геофизические методы получения достоверного ответа на вопрос о наличии или отсутствии УВ в изучаемом объекте. Решением такой задачи является определение коэффициента пористости $K_{пор}$ путем измерения декремента с добавлением информации об электропроводности зондируемого пласта.

Рассмотрим возможность решения этой задачи с использованием стандартных зондов акустического каротажа. Будем исходить из условия, что зонд состоит из источника звуковых волн (И) в виде центра расширения (с магнитострикционным или пьезоэлектрическим преобразователем) и двух пьезоэлектрических приемников звукового сигнала (геофонов) – дальнего

(Π_d), удаленного от источника на расстояние, составляющее обычно $L_d = 1-3$ м, и ближнего (Π_b), удаленного от источника на меньшее расстояние – $L_b = L_d - 0,4$ м. Будем считать, что используется импульсный (широкополосный) зондирующий сигнал с верхней граничной частотой, которая обычно составляет не более $f_b \sim 20$ кГц.

Поскольку в акустическом каротаже имеется расходящаяся, а не плоская зондирующая волна, то для того чтобы определить величину декремента, исходя из соотношения (2), необходимо ввести в это выражение коэффициент расхождения волны $K_{расх}$, величину которого можно выразить приближенным соотношением $K_{расх} \sim (L_0/L)$. Здесь L_0 – размер источника, а L – пространственный интервал распространения волны. На первый взгляд кажется, что определение декремента Q^{-1} является простой задачей, решаемой путем вычисления данных отсчетов амплитуд волн ближнего и дальнего геофонов u_b и u_d : $Q^{-1} = (\lambda/(L_d - L_b)) \ln(u_b K_{расх,b} / (u_d K_{расх,d} L_d))$. К сожалению, как показывает опыт скважинных каротажных работ, измерение сигналов u_b и u_d практически всегда сопровождается значительными и трудно учитываемыми погрешностями, что может приводить к ошибкам при принятии решений о наличии или отсутствии УВ.

Действительно, ввиду неизбежных неточностей измерения амплитуд сигналов их отношение u_b/u_d содержит погрешность η_u . Кроме того, точно определить коэффициент расхождения $K_{расх}$ обычно не удается, тем более, что на его величину влияют такие трудно учитываемые и изменяющиеся вдоль ствола скважины факторы, как вариация диаметра скважины и вариация упругих параметров околоскважинного пространства. Поэтому необходимо ввести параметр погрешности коэффициента расхождения $\eta_{расх}$. Учет относительных величин этих погрешностей в результате простых преобразований приводит к выражению

$$Q^{-1} = (\lambda/L)(1 - u_d/(u_b K_{расх})) + \eta_u + \eta_{расх} = (Q_0)^{-1} + (\lambda/L)(\eta_u + \eta_{расх}). \quad (3)$$

Здесь $(Q_0)^{-1} = (\lambda/L)(1 - u_d/(u_b K_{расх}))$ – величина декремента, возникающая при отсутствии погрешностей измерения, когда $\eta_u = 0$ и $\eta_{расх} = 0$.

Из соотношения (3) следуют два заключения. Первое: при заданных величинах погрешностей измерения η_u и $\eta_{расх}$ вероятность ошибки при принятии решения о наличии или отсутствии УВ тем выше, чем меньше величина измеряемого декремента $(Q_0)^{-1}$. Таким образом, выявлять УВ для месторождений Западной Сибири, характеризующихся высоким коэффициентом пористости $K_{пор}$ и, следовательно, сравнительно высоким декрементом затухания $(Q_0)^{-1} = K_{пор}/2\pi$ проще, чем для Восточной Сибири, коэффициент пористости коллекторов которых имеет значительно меньшую величину.

Второе: погрешности измерения $\eta_u + \eta_{расх}$ входят в результат определения декремента с множителем λ/L , т. е. уменьшаясь пропорционально базе наблюдения L – расстоянию между ближним и дальним геофонами. Поэтому при измерении малых величин декремента приходится стремиться к повышению частоты зондирующего сигнала $f = V/\lambda$ (уменьшению длины волны), а также к увеличению базы наблюдения L .

Для месторождений Западной Сибири порядок измеряемой величины декремента при ожидаемом значении коэффициента пористости $K_{\text{пор}} \sim 0,1$ составляет $(Q_0)^{-1} \sim 2\pi K_{\text{пор}} \sim 0,6$, в то время как для пустой породы, согласно справочным статистическим данным, при скорости $V \sim 3$ км/с он около $Q^{-1} \sim 0,05$, т. е. на порядок меньше. Поэтому корректное измерение декремента является логичным путем для получения ответа на вопрос о присутствии или отсутствии УВ в зондируемом пласте.

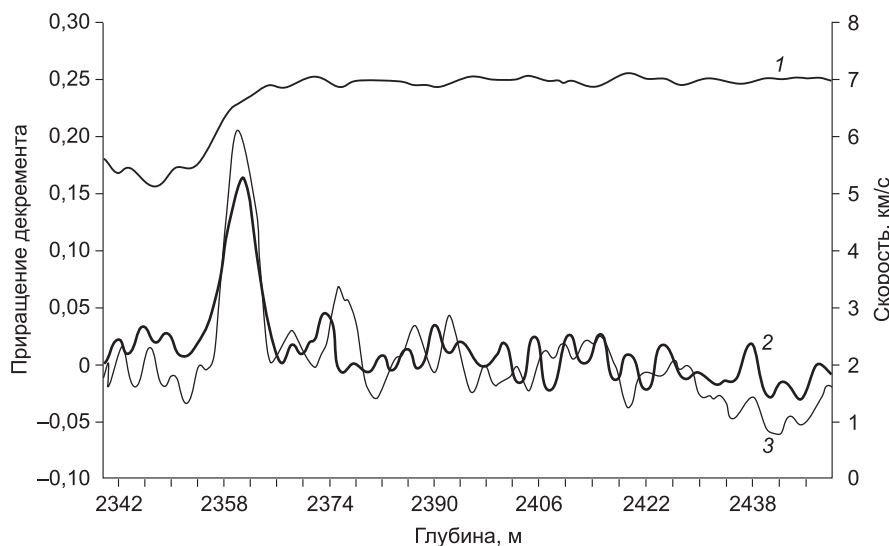
Что касается способности измерения декремента методом акустического каротажа, то здесь следует учесть, что для терригенных коллекторов Западной Сибири при величине сейсмической скорости $V \sim 3000$ м/с и частоте зондирующего сигнала $f \sim 10$ кГц длина волны составляет $\lambda \sim V/f \sim 0,3$ м. При визуальной оценке амплитуд погрешности измерения предположительно можно принять равными $\eta_u + \eta_{\text{расх}} \sim 0,05-0,1$. Поэтому порядок величины ожидаемой ошибки измерения оказывается близким к той же величине, т. е. $(\lambda/L)(\eta_u + \eta_{\text{расх}}) \sim 0,05-0,1$, а значит, менее измеряемого параметра $(Q_0)^{-1}$. Таким образом, в данном случае измерение декремента позволяет отличить пористую породу от сплошной.

Менее благоприятная ситуация наблюдается в Восточной Сибири. Здесь коллекторы признаются практически полезными, если их коэффициент пористости равен $K_{\text{пор}} \sim 0,01-0,03$, которому соответствует декремент затухания $Q^{-1} \sim 0,06-0,2$. Что же касается способности измерения столь малых значений, то, к сожалению, длина волны для высокоскоростных карбонатных коллекторов имеет вдвое большую величину. В связи с этим возможная ошибка измерения декремента также возрастает и оказывается близкой к величине $\lambda/L(\eta_u + \eta_{\text{расх}}) \sim 0,2$, т. е. того же порядка, как и сам измеряемый параметр. Поэтому здесь приходится искать пути повышения точности измерения.

Нами опробован способ уменьшения погрешности измерения, применимый для конструкции зондов, используемых в настоящее время в производственной практике, которые не имеют геофона, расположенного вблизи источника сигнала. В этом способе вмес-

то сигнала, зафиксированного вблизи источника $u(L_6 \rightarrow 0)$, используется среднее (по всей длине скважины) значение сигнала $|u(L)|$. Основанием для правомерности такой замены является то, что на всем протяжении скважины, за исключением участка продуктивного пласта, зондируемые горные породы сплошные, а значит, и обладают меньшим декрементом затухания по сравнению с пористым продуктивным слоем. Поэтому затухание этих пород имеет малую величину и может быть использовано в качестве “эталопа слабо поглощающего слоя”. Поскольку в зондах серийной конструкции полная длина зонда превышает расстояние между ближним и дальним геофонами $L_d - L_6$ в $L_d/(L_d - L_6)$ раз, то данный путь дает возможность во столько же раз увеличить полезный эффект $Q^{-1}L/\lambda$, т. е. приблизительно в 4–5 раз, что можно считать заметным увеличением точности.

Этот способ был опробован на материалах Восточной Сибири – на волновых полях скв. Юрубченская-69 [4], которая пересекает продуктивный пласт кровли рифея. Петрофизические исследования выявили в ней несколько углеводородсодержащих объектов. В верхнем из них, расположенном на глубине 2356–2360 м, зафиксированы значительные притоки газа и конденсата; в среднем, имеющем глубину 2410–2415 м, – существенно меньшие притоки газа и в нижнем на глубине 2424–2442 м, – небольшие притоки нефти и газа. На рисунке приведены результаты расчета декремента для двух зондов, имеющих узкую частотную полосу – порядка октавы (на продольных волнах). Центральная частота первого зонда составляла 10 кГц, а второго – 20 кГц; длина первого зонда равна 3,2 м, а второго – 1,6 м. Расчеты декрементов затухания Q^{-1} выполнялись по соотношению: $(Q(z))^{-1} = (\lambda/L) \ln(|u(L)|/u(z))$. Здесь $|u(L)|$ – среднее значение (по всему стволу скважины) амплитуды зондирующего сигнала, а $u(z)$ – амплитуда сигнала, соответствующая глубине z . Как видно, оба зонда четко фиксируют существенное увеличение декремента на глубине ствола, соответствующей верхнему продуктивному пласту и, к сожалению, не реагируют на изменение декремента во втором и третьем продуктивных пластах. Можно сделать вывод о том, что



Зависимость от глубины скважины декремента затухания сейсмических волн:

1 – скорость сейсмических волн; 2, 3 – приращение декремента затухания: для зонда 1,6 м (2) и для зонда 3,2 м (3).

методика использования полной длины зонда для определения затухания позволяет “увидеть” лишь достаточно большие скачки коэффициента пористости.

Тем не менее следует обратить внимание на то, что коллекторы рассмотренного месторождения имеют очень малую величину коэффициента пористости. Действительно, даже максимальной величине декремента $Q^{-1} \sim 0,18$ (верхнего слоя) соответствует значение коэффициента пористости $K_{\text{пор}} \sim Q^{-1}/2\pi \sim 0,03$. Поскольку коллекторы Западной Сибири обладают значительно более высоким коэффициентом пористости, то в применении к ним измерение декремента, а значит, и выявление наличия УВ не будет вызывать подобных трудностей.

Для выявления менее мощных продуктивных пластов необходимы более тонкие методы. Поскольку погрешности измерения $(\lambda/L)(\eta_u + \eta_{\text{расх}})$ имеют случайный характер, то простейшим рациональным путем уменьшения их величины является усреднение группы измерений. Общеизвестно, что при усреднении группы из N измерений величина случайной погрешности уменьшается в \sqrt{N} раз. Если коллекторы месторождений Восточной Сибири имеют значительную мощность – до $H \sim 100$ м, а измерения в акустическом каротаже обычно выполняются с интервалом по глубине $d(h) = 0,2$ м, то усреднение на пространственном интервале коллектора позволит получить значительное число измерений N и этим существенно уменьшить результирующую погрешность измерения.

ИЗМЕРЕНИЕ ДЕКРЕМЕНТА ПУТЕМ АНАЛИЗА ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ЧАСТОТНЫЙ СПЕКТР ЗОНДИРУЮЩЕГО СИГНАЛА

Трудности учета погрешностей при использовании амплитуды сигнала в качестве измеряемого параметра для определения величины декремента обуславливают поиск альтернативных путей определения декремента и, в первую очередь, пути, использующего его влияние на частотный спектр зондирующего сигнала.

Взаимозависимость между частотным спектром $u(f)$ и декрементом Q^{-1} фактически выражается соотношением (2), которое показывает, что в результате распространения сейсмической волны в затухающей среде ($Q^{-1} > 0$) происходит ослабление его спектральных компонент обратно пропорционально длине волны (пропорционально частоте сигнала). С этим свойством однозначно связано изменение формы сигнала. В сейсмике форма сигнала обычно представляется в виде импульса Риккера. Уменьшение спектральных компонент высоких частот означает удлинение “видимых” (кажущихся) периодов импульсных сигналов [5]. Задача нефтегазовой геофизики требует изыскания рационального пути определения декремента на основании анализа данных изменения спектральных характеристик зондирующего сигнала. Общеизвестно, что результаты анализа как изменений частотных параметров, так и изменений параметров формы сигнала – полностью эквивалентны. Мы пока пошли по пути использования анализа влияния декремента на форму сигнала (анализа удлинения видимого периода $d(T[Q^{-1}])(t)$). Дело в том, что этот путь может быть реализован на основе визуальных наблюдений сейсмических записей. Что же касается альтернативного

пути – спектрального анализа $u(f[Q^{-1}])$, то он требует выполнения громоздких компьютерных расчетов.

Приведем не строгое, но наглядное аналитическое выражение зависимости приращения видимого периода зондирующего сигнала от декремента затухания геоакустической среды распространения. Будем считать, что зондирующий сигнал обладает постоянной спектральной плотностью в широкой полосе частот. Воспользуемся выражением (2), в котором при малых значениях аргумента $Q^{-1}L/\lambda < 1$ имеет место $u/u_0 \rightarrow 0$, следствием чего, в свою очередь, является соотношение $Q^{-1} = \lambda/L$. Представление $\lambda = VT$ и $L = Vt_L$ (где T – период зондирующего сигнала, а t_L – время его распространения на пространственном интервале L) приводит к соотношению $T = Q^{-1}t_L$. Дифференцируя последнее выражение, получаем

$$Q^{-1} = d(T(t_L))/t_L. \quad (4)$$

Реализация определения декремента по данным значения видимого периода $Q^{-1}(T)$ в практической сейсмике встречает две основные задачи: 1) измерение декремента в однородной среде и 2) измерение декремента в тонком (по отношению к длине волны) слое. Первая задача относится к условиям акустического каротажа, поскольку здесь мощность зондируемого слоя (~ 10 м) существенно превышает длину зонда (~ 2 м). Вторая задача соответствует зондированию продуктивного слоя с дневной поверхности. Здесь мощность слоя месторождений Западной Сибири значительно превышает длину волны, составляющую 50–60 м.

Применение достаточно высокочастотных зондов в однородной среде позволяет избежать проблем, связанных с погрешностями измерения. Действительно, как видно из (2), затухание ограничивает частотный спектр зондирующего сигнала частотой $f_{\text{max}} > V/Q^{-1}L$. Поэтому, если в акустическом каротаже выбирается широкополосный зонд, частотная полоса которого превышает значение f_{max} , то в процессе распространения граница частотного диапазона снизится до значения этой частоты, по отсчету которой с использованием данных сейсмической скорости V и длины зонда L может быть определен параметр декремента и, следовательно, параметр коэффициента пористости $K_{\text{пор}} = Q^{-1}/2\pi$.

Если используемый в эксперименте зонд имеет недостаточную верхнюю границу частотной полосы $f < V/Q^{-1}L$, но является широкополосным, то “метод измерения видимого периода” может быть применен. Хотя при этом потребуются произвести не только отсчет значения видимого зондирующего сигнала T , но также и измерение приращения его величины $d(T(t_L))$ по отношению к средней (по стволу скважины) величине $|T|$, которая имеет малое (близкое к нулю) затухание, соответствующее сплошным (не содержащим пор) горным породам. Расчет при этом может выполняться по соотношению (4), в котором принимается $d(T) = T(t) - |T|$.

ИЗМЕРЕНИЕ ДЕКРЕМЕНТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ НАБЛЮДЕНИЯ НА ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Сейсморазведка, наблюдения которой проводятся на дневной поверхности, оперирует временными разрезами, эквивалентными полям отраженных про-

дольных волн, соответствующих зондированию среды парами совмещенных источника и приемника. Современные временные разрезы, как правило, выполняются с перекрытием, имеющим 6-, 12-, реже 24-кратность. Ранее главным предназначением временных разрезов считалось выявление антиклинальных поднятий слоистых структур. Поскольку в настоящее время при поиске нефтегазовых месторождений признак формы структур перестает играть основную роль [6], то геофизики все чаще стали применять и другие признаки наличия УВ. По нашему мнению, первоочередного внимания заслуживает признак коэффициента пористости горных пород $K_{пор}$, выявляемый по информации о повышенной величине декремента затухания Q^{-1} . Обсудим оптимальные пути определения этого параметра при обработке данных временных разрезов.

Будем исходить из того, что объект изучения является слоистой структурой, возникшей в результате осадконакопления. Временные разрезы – это совокупность отражений от соответствующих слоев. Сигнал, отраженный от некоторого i -го слоя, можно представить в виде соотношения $u_i(t_i) = u_0 K_{отр, i} K_{зат, i-1}$. Здесь u_0 – амплитуда падающей волны; $K_{отр, i}$ – коэффициент отражения волны от данного (i -го) слоя; $K_{зат, i-1}$ – коэффициент затухания этой волны при ее распространении от источника до i -го слоя и $t_i = \sum (h_j/V_j)$ – время распространения волны до данного слоя. Поскольку коэффициенты отражения от зондируемых границ $K_{отр, i}$ обычно не бывают известными, то определение декремента на основе использования амплитудных соотношений не представляется возможным. Поэтому единственным реальным путем измерения декремента при обработке данных временных разрезов является использование признака изменения частотного спектра зондирующего сигнала, происходящего под влиянием затухания при пересечении сейсмической волной продуктивного (пористого) слоя.

По нашему мнению, целесообразен следующий путь выявления продуктивного слоя, который был опробован на примере одного из месторождений УВ Западной Сибири [2, 7]. Осуществляется сравнение спектральных свойств отраженных сигналов – последовательно от верхнего слоя к нижним по величине видимого периода $d(T(t_{сл})) = (Q_{сл})^{-1} t_{сл}$. В этом случае результат распространения волны в сплошных породах, не содержащих пор и по этой причине не вносящих существенного затухания $(Q_{сл})^{-1} \rightarrow 0$, не должен приводить к заметному удлинению видимого периода. Поэтому факт малого изменения видимого периода $d(T(t_{сл})) \rightarrow 0$ может быть использован как признак отсутствия продуктивного слоя. Важно то, что сравнение сигналов, отраженных до и после продуктивного слоя, признаком чего является повышенное затухание $(Q_{сл})^{-1} > 0$, неизбежно должно привести к удлинению видимого периода на величину $d(T(t_{сл})) = (Q_{сл})^{-1} t_{сл} > 0$, что и послужит индикатором наличия УВ.

Оценим величину приращения видимого периода, представляющего собой полезный эффект в рассматриваемом методе. Поскольку $t_{сл} = h_{сл}/V$ и $V = \lambda/T$, то выражение (4) можно преобразовать следующим образом:

$$d(T(t_{сл}))/T = s_Q = (h_{сл}/\lambda)(Q_{сл})^{-1}. \quad (5)$$

Здесь введен параметр $s_Q = d(T(t_{сл}))/T$, имеющий физический смысл чувствительности метода (количественного выражения действия пористой среды) при определении декремента затухания Q^{-1} в процессе обработки временных разрезов. Оценим порядок величин этого параметра для месторождений УВ Западной и Восточной Сибири. Коллекторы сравнительно высокопористых месторождений Западной Сибири характеризуются следующими значениями параметров: $K_{пор} \sim 0,1$ и, следовательно, $Q^{-1} \sim 0,6$, $h_{сл} \sim 10$ м и $\lambda \sim 60$ м. Поэтому для месторождений этого типа $s_Q \sim 0,1$. Месторождения Восточной Сибири обладают коллекторами значительно меньшей пористости. Средние значения их параметров имеют величины: $K_{пор} \sim 0,02$ и, следовательно, $Q^{-1} \sim 0,12$, $h_{сл} \sim 100$ м и $\lambda \sim 120$ м. Поэтому для этих месторождений ожидаемое значение чувствительности имеет ту же величину $s_Q \sim 0,1$. Значение чувствительности $s_Q \sim 0,1$ – это небольшая, но доступная измерению величина, что подтверждается опробованием данного метода [2, 7].

При проведении измерений видимого периода неизбежно возникает погрешность η_T , которая проявляется в виде разброса значений видимого периода на соседних сеймотрассах. К сожалению, при визуальном измерении видимого периода величина этой погрешности η_T характеризуется примерно тем же порядком величины, как и сам полезный эффект dT . Поэтому мы для повышения надежности измерения использовали суммирование группы из N соседних сеймотрасс. В соответствии с общеизвестными положениями статистики этот путь позволяет уменьшить случайную погрешность измерения до величины η_T/\sqrt{N} , что способствовало достаточно надежному выявлению затухающего, а значит, и обладающего повышенной пористостью слоя.

Пока мы использовали путь визуальной фиксации (выявления) факта измерения видимого периода на изображении волнового поля. Временной разрез представлялся графически в укрупненном масштабе, как в [2, 7]. Покажем возможный путь компьютеризации данного процесса в виде последовательного действия ряда этапов:

1) выделение на наблюдаемом временном разрезе момента времени зондирующего сигнала t , соответствующего времени отражения от предполагаемого продуктивного слоя $z_{сл}$, а также предшествующего и последующего по времени отраженных сигналов;

2) выбор на временном разрезе момента времени, соответствующего достаточно большому значению отраженного сигнала вблизи предполагаемого продуктивного слоя $t_{max}(u_{max})$. Этот шаг желателен в целях уменьшения влияния сейсмических помех;

3) вблизи этого момента времени (t_{max}) выполнение отсчета времени перехода сигнала через нулевое значение до $t_1(u \rightarrow 0) < t_{max}$ и после этого момента $t_2(u \rightarrow 0) > t_{max}$;

4) принятие в качестве меры периода зондирующей волны разности этих значений $T(z_{сл}) = t_2 - t_1$;

5) повторение подобной процедуры для волн, отраженных как выше, так и ниже горизонта $z_{сл}$. Сравнение периодов сигнала $T(z_i)$ для отражений разного времени t_i и приложение полученного результата для принятия решения о наличии УВ по критерию повышения видимого периода зондирующего сигнала.

Такая процедура может быть применена и для определения оптимальных координат промысловых скважин, поскольку координаты наибольшего скопления УВ имеют максимальную величину коэффициента пористости соответствующего участка нефтегазового коллектора.

Критерий измерения видимого периода зондирующего сигнала имеет альтернативные варианты. Так, вместо него для определения декремента затухания можно пойти по пути измерения частотного спектра $f(z)$ или по пути определения изменения скорости нарастания зондирующего сигнала $d(u(t))/dt$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Доказывается целесообразность применения декремента затухания в качестве критерия для поиска месторождений УВ, а также для определения границ месторождения и выбора оптимальных координат промысловых скважин. Утверждается, что оптимальным путем определения декремента является измерение либо величины снижения частотного спектра сейсмического сигнала, либо повышения величины его видимого периода.

2. При измерении декремента в методе акустического каротажа путем анализа изменения амплитуды сигнала, неизбежно сопровождающего процесс затухания, существенное влияние оказывают погрешности измерения, величина которых оказывается обратно пропорциональной базе наблюдения. Более устойчивым по отношению к возникновению погрешностей оказывается использование в качестве измеряемой величины – определение снижения частотного спектра (либо увеличение периода) зондирующего сигнала.

3. Показана возможность выявления на сейсмическом временном разрезе нефтегазового коллектора как слоя, обладающего аномально высоким коэффициентом пористости, по информации о “скачке”

(уменьшении) частотного спектра или удлинении периода зондирующего сигнала, в частности, путем сравнения периодов волн, отраженных от слоев, расположенных выше и ниже продуктивного слоя.

4. Выполнение такой же процедуры позволяет определить распределение УВ по площади коллектора, что может быть использовано для получения информации об оптимальных координатах промысловых скважин.

Литература

1. Гик Л.Д. Физическое моделирование распространения сейсмических волн в пористых и трещиноватых средах // Геология и геофизика. 1997. Т. 38, № 4. С. 804–815.
2. Гик Л.Д. Изучение нефтегазовых коллекторов на основе признака повышенного затухания сейсмических волн // Технологии сейсморазведки. 2010. № 3. С. 43–49.
3. Исакович М.А. Общая акустика. М.: Наука, 1973. 496 с.
4. Гик Л.Д. Использование результатов физического моделирования для диагностики карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Геология и геофизика. 2000. Т. 41, № 2. С. 268–279.
5. Харкевич А.А. Спектры и анализ. М.: Гостехиздат, 1956. 696 с.
6. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложнопостроенных ловушек нефти и газа в верхней коре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю₁ васюганской свиты) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 79–90.
7. Гик Л.Д., Конторович В.А. Изучение месторождений углеводородов по критерию декремента затухания // Гео-Сибирь. Т. 2: Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: Сб. материалов V Междунар. науч. конгр. Новосибирск: СГГА, 2009. С. 172–177.