



О ВОЗМОЖНОМ ФИЗИЧЕСКОМ МЕХАНИЗМЕ ЭФФЕКТА АНЧАР

АННОТАЦИЯ. Предложен физический механизм, объясняющий возникновение низкочастотного микросейсмического излучения над нефтегазовыми залежами различием значений эффективного модуля упругости в нефтегазонасыщенной и водонасыщенной частях продуктивного пласта.

ABSTRACT. It is presented physical mechanism for explanation of lowfrequency microseismic emission above oil and gas deposits by the elastic modules difference between oil and water saturated part of stratum.

В качестве поискового признака при проведении геологической разведки месторождений нефти и газа в технологии АНЧАР используется факт существования повышенного низкочастотного сейсмического излучения над нефтегазовой залежью. Анализ данных промысловых сейсморазведочных работ [1 - 4 и др.] показывает, что в диапазоне частот 1 - 10 Гц спектральная мощность микросейсмического излучения над нефтегазовой залежью существенно отличается от спектральной мощности такого излучения вне залежи и для объяснения физического механизма этого явления авторами указанных работ выдвигается гипотеза о существовании в залежи углеводородов (в отличие от водонасыщенной части этой залежи) областей, находящихся в метастабильных состояниях, при изменении которых и происходит излучение акустических волн в инфразвуковом диапазоне. Вместе с тем анализ особенностей напряжённо-деформированного состояния насыщенных пористых сред показывает, что наблюдаемое явление может быть объяснено и с позиций традиционной геомеханики, без привлечения гипотез об особых свойствах, приобретаемых порами горной породы при её насыщении углеводородами.

Как известно, во многих случаях характерной особенностью строения нефтегазовой залежи является наличие зоны водонефтяного (газоводяного) контакта протяжённостью L , связанной с мощностью продуктивного пласта h и углом падения пластов γ соотношением типа $L\gamma \approx h$ (рис. 1, а). В области, расположенной левее этой зоны и отмеченной на рис. 1, а

цифрой 1, продуктивный пласт насыщен нефтью, правее, в области, отмеченной цифрой 3, пласт насыщен водой. В зоне водонефтяного контакта 2 продуктивный пласт насыщен как нефтью в верхней части пласта, так и водой в его нижней части.

Существование областей насыщения продуктивного пласта жидкостями с различными физико-механическими свойствами и переходной области между ними предопределяет различную реакцию этих областей на возмущающее волновое воздействие. Действительно, с учётом того, что при указанных выше частотах (1 - 10 Гц) длина упругой волны значительно превышает характерную толщину продуктивных пластов h , измеряемую единицами метров, при качественной оценке упругой реакции насыщенного пласта на волновое воздействие можно пренебречь смещением жидкости в порах. Тогда

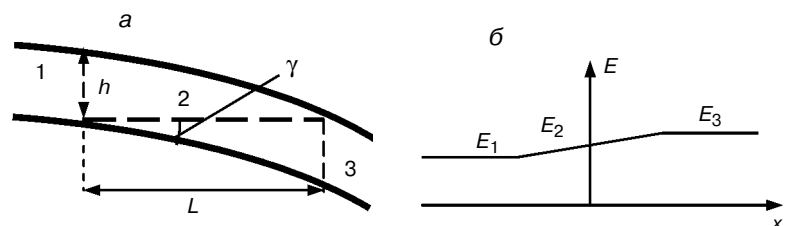


Рис. 1. Схема насыщения продуктивного пласта пластовым флюидом (а) и соответствующее распределение эффективного модуля упругости E вдоль пласта по зонам 1, 2 и 3 (б):

1 - зона насыщения нефтью (газом); 2 - переходная зона длиной L ; 3 - зона насыщения пластовой водой; h - мощность пласта; γ - угол падения пласта

при использовании концепции эффективных упругих напряжений, справедливой для пород-коллекторов нефти и газа, эффективный модуль упругости E насыщенной породы при одномерном вертикальном нагружении может быть определён из следующих соотношений:

$$\varepsilon = (\Gamma - p)/E_{\Pi}, \quad \Delta V/V = \varepsilon/m = p/E_{\text{ж}}.$$

Здесь Γ - полная вертикальная нагрузка на элементарный объём V породы с пористостью m и модулем упругости E_{Π} , насыщенный жидкостью с коэффициентом сжимаемости β , вместо которого в дальнейшем будет использоваться параметр $E_{\text{ж}} = 1/\beta$, эквивалентный модулю упругости жидкости; p - пластовое давление, за нулевую точку отсчёта которого принимается его стационарное значение; ε - деформация породы; ΔV - соответствующее изменение элементарного объёма V поровой жидкости. Вертикальная деформация упругой среды при отсутствии бокового смещения, что характерно для деформирования породы в пластовых условиях, будет отличаться от соответствующей деформации при отсутствии боковой нагрузки множителем, зависящим от коэффициента Пуассона, поэтому здесь под модулем упругости горной породы E_{Π} подразумевается соответствующим образом скорректированный модуль Юнга породы.

Из приведённых соотношений вытекает формула, определяющая влияние упругости жидкости, насыщающей породу, на её деформацию:

$$\varepsilon = \Gamma/(E_{\Pi} + E_{\text{ж}}/m),$$

из которой, при условии справедливости сделанных выше предположений, следует, что эффективный модуль упругости насыщенной горной породы E может быть определён выражением вида

$$E = E_{\Pi} + E_{\text{ж}}/m. \quad (1)$$

Как следует из формулы (1), значения эффективного модуля упругости насыщенной горной породы будут различными при насыщении этой породы различными жидкостями за счёт изменения слагаемого $E_{\text{ж}}/m$. При характерном значении $m = 0,2$ и величине $E_{\text{ж}} = 1/\beta$, для воды равной $\sim 2 \cdot 10^3$ МПа, это дополнительное слагаемое будет равно 10^4 МПа, в то время как для нефти при характерном значении $E_{\text{ж}} \sim 10^3$ МПа дополнительное слагаемое в формуле (1) будет в два раза меньшим - $0,5 \cdot 10^4$ МПа. При насыщении породы газом, для которого значение $E_{\text{ж}}$ близко к нулю, дополнительное слагаемое в формуле (1) будет иметь практически нулевое значение.

Приведённые оценки показывают, что при характерных значениях модуля Юнга ненасыщенной породы, равных $\sim 10^3 - 3 \cdot 10^3$ МПа, эффективное значение модуля упругости в водонасыщенной части пласта будет примерно на 10 - 50% превышать соответствующее значение в нефте- или газонасыщенной части пласта. На рис. 1, б схематично изображено распределение эффек-

тивного модуля упругости в пласте - от E_1 в нефте- или газонасыщенной зоне 1 до E_3 в водонасыщенной части пласта 3 за границами нефтегазовой залежи. В переходной зоне 2 значение модуля упругости E_2 является некоторой переменной функцией, возрастающей от значения E_1 до значения E_3 .

Таким образом, в отличие от пластов, насыщенных только водой, в нефтегазовой залежи, характеризующейся существованием зон, насыщенных жидкостями, различными по сжимаемости, эффективные модули упругости пласта в этих зонах, определяющие реакцию пласта на волновое возмущение, будут заметно различаться. Как известно, существование неоднородностей в упругой среде является предпосылкой появления собственных частот колебаний, определяемых характерными размерами этих неоднородностей. Очевидно, что если бы модули упругости E_1, E_2, E_3 (см. рис. 1, б) были постоянными величинами, то продуктивный пласт, как неоднородная упругая среда, являлся бы источником возбуждения упругих колебаний с длиной волны, четверть или половина периода которой совпадали бы с характерным размером переходной зоны 2 (а также колебаний с кратными значениями собственных частот). В рассматриваемом случае модуль упругости E_2 в переходной зоне является переменной величиной, но, как будет показано ниже, это обстоятельство принципиальным образом не влияет на факт возбуждения в пласте колебаний на соответствующих собственных частотах.

Для обоснования этого утверждения рассмотрим одномерную задачу распространения продольных упругих волн по среде, имеющей распределение модуля упругости вдоль оси x , аналогичное тому, что изображено на рис. 1, б. Отметим, что такая постановка задачи в действительности не соответствует реальной многомерной волновой картине, развивающейся при взаимодействии продуктивного пласта с упругими волнами, распространяющимися со стороны земной поверхности, но, тем не менее, такая постановка задачи позволяет провести достаточно полное аналитическое исследование влияния переходной зоны с переменным модулем упругости, которое в дальнейшем для определённости будем принимать линейно распределённым, на картину колебаний (стоячих волн) в упругой среде.

Рассмотрим одномерное уравнение, описывающее распространение продольных упругих волн вдоль оси x с переменной скоростью звука $c(x)$:

$$u_{tt} = [c^2(x) u_x]_x, \quad c^2(x) = c_0^2(1 + \alpha x/L),$$

где через u обозначено смещение, t - время, $c_0 = \text{const}$, α и L - некоторые параметры, определяющие зависимость скорости звука от линейной координаты x . Если за характерный линейный размер L принять размер переходной зоны 2 (см. рис. 1), то безразмерный параметр α может быть определён выражением $\alpha = 0,5(E_3 - E_1)/(E_3 + E_1)$, т. е. в соответствии с приведёнными выше оценками для модуля упругости в зонах 1 и 3 характерная величина этого параметра в условиях, характерных

для нефтегазовых залежей, будет находиться в интервале значений $\sim 0 - 0,5$.

Будем искать решение приведенного уравнения в виде стоячих волн:

$$u = \sin(\omega t)w(x),$$

где ω - частота колебаний; w - амплитуда смещения среды.

После достаточно очевидных преобразований в безразмерных переменных, введённых формулами:

$$\xi = 1 + \alpha x/L, \quad \Omega = L\omega/c_0\alpha,$$

где параметр Ω можно определить как безразмерную частоту колебаний, уравнение для функции $w(\xi)$ будет иметь вид:

$$(\xi w')' + \Omega^2 w = 0,$$

и окончательно при замене $w'/w = y$

$$\xi y' + \xi y^2 + y + \Omega^2 = 0. \quad (2)$$

Качественное аналитическое и численное исследование решений уравнения (2) показывает, что при $\xi > 0$ интегральные кривые периодически, с переменным периодом, устремляются к бесконечности (как к отрицательной, так и положительной), пересекая при этом ось ξ , т. е. также периодически обращаясь в ноль. Таким образом, при условии, когда длина переходной зоны L совпадает с этим периодом или с его половиной, на границах этой зоны будут реализовываться либо условия нулевого смещения ($w = 0, y \rightarrow \infty$), либо нулевого напряжения ($w' = 0, y = 0$), т. е. внутри переходной зоны будет возможно существование стоячей волны, для которой длина L будет равна либо половине, либо четверти её периода. Отметим, что хотя по своей форме такая стоячая волна будет отличаться от гармонической функции, но это не имеет принципиального значения для самого факта существования стоячей волны.

Численный анализ решений уравнения (2) показывает, что вблизи точки $\xi = 1$ половина периода Δx стоячей волны связана со значением частоты колебаний ω соотношением

$$\Delta x \omega / c_0 = F(\Omega),$$

где функция $F(\Omega)$ имеет вид, изображенный на рис. 2.

Как следует из рис. 2, функция $F(\Omega)$ с ростом аргумента Ω достаточно быстро приближается к постоянному значению $F = \pi \approx 3,14$. Таким образом, связь полупериода собственных колебаний Δx , способных развиваться в переходной зоне, и частоты ω с возрастанием величины Ω становится такой же, как и в случае постоянного значения скорости звука c_0 во всей зоне, и это вполне объяснимо, поскольку рост параметра Ω эквивалентен уменьшению параметра α или, другими словами, приближению функции $c_0(x)$ к постоянному значению.

На основании проведённого анализа можно заключить, что наличие переходной зоны даже с переменной

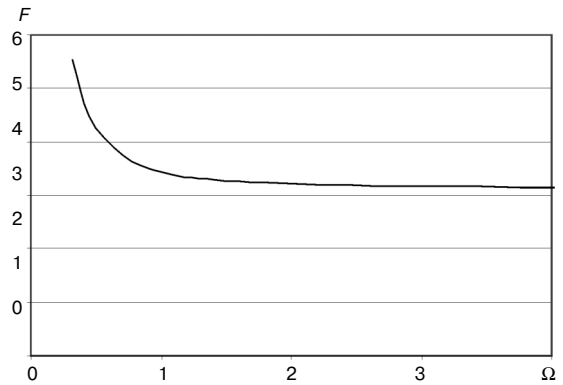


Рис. 2. Зависимость функции F от безразмерной собственной частоты колебаний Ω

скоростью звука в этой зоне (или, что в данном случае эквивалентно, с переменным модулем упругости) является предпосылкой формирования стоячих волн с длиной полупериода (четверти периода), совпадающей с длиной переходной зоны. Частота таких собственных колебаний с хорошей точностью может быть описана соотношением $L\omega/c_0 = \pi \approx 3,14$ либо соотношением $L\omega/c_0 = \pi/2$, в зависимости от граничных условий. Отметим, что при росте параметра α , т. е. при возрастании разности значений E_1 и E_3 , возрастают и значения функции $F(\Omega)$, откуда следует, что при прочих равных условиях при этом возрастает и собственная частота колебаний, что согласуется с наблюдаемым [1 - 4] сдвигом частот микросейсмического излучения над газовой залежью в сторону их больших значений.

При характерных значениях угла падения пласта $\gamma = 1^\circ \approx 0,02$ рад, мощности продуктивного пласта $h = 5$ м и скорости звука $c_0 = 2000$ м/с для собственной частоты колебаний n (в герцах), обусловленных наличием переходной зоны размером $L = h/\gamma \approx 250$ м, из полученных соотношений, в зависимости от граничных условий, следует, что n равна 4 или 2 Гц, что вполне соответствует данным наблюдений за микросейсмическим фоном над нефтегазовыми залежами [1 - 4]. Подчеркнём, что анализ реальной многомерной волновой картины, формируемой взаимодействием как продольных, так и поперечных волн и обусловленной наличием переходной зоны от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной, очевидно, приведёт к более сложной зависимости между характерным размером этой зоны и собственной частотой развивающихся колебаний. Тем не менее качественный вывод, полученный на основе представленного анализа модельной задачи в одномерной постановке и заключающийся в том, что существование переходной зоны между частями пласта с различными значениями эффективного модуля упругости является предпосылкой развития низкочастотных упругих колебаний с частотами, определяемыми характерными размерами переходной зоны, должен быть справедливым и в этом общем случае. Кроме того, на основании проведённого анализа можно заключить, что наличие участков с различной водонасыщенностью при заводнении продуктивного

пласта также будет являться причиной повышения уровня низкочастотного фона над разрабатываемой залежью, что может служить средством дополнительного контроля за её разработкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнов С. Л., Давыдов В. Ф., Кузнецов О. Л., Графов Б. М., Сиротинский Ю. В., 1997, Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью: Научное открытие № 109.

2. Арутюнов С. Л., Лошкарев Г. Л., Графов Б. М. и др., 1995, Способ вибросейсморазведки при поиске нефтегазовых месторождений: Патент РФ № 2045079.

3. Графов Б. М., Арутюнов С. Л., Казаринов В. Е., Кузнецов О. Л., Сиротинский Ю. В., Сунцов А. Е., 1998, Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР: Геофизика, 5, 24 - 28.

4. Кузнецов О. Л., Графов Б. М., Сунцов А. Е., Арутюнов С. Л., 2003, Технология АНЧАР: о теории метода: Геофизика. Спецвыпуск Технологии сейсморазведки-II, 103 - 107.

КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

Александр Михайлович СВАЛОВ - доктор техн. наук, заведующий лабораторией нефтегазовой механики в Институте проблем нефти и газа РАН.