

УДК550.344.7:517.95

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПИСАНИЮ МИКРОСЕЙСМИЧНОСТИ, ВЫЗВАННОЙ ЗАКАЧКОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

© 2004 г. И. Я. Эдельман, С. А. Шапиро

Представлено академиком А.Н. Дмитриевским 13.05.2004 г.

Поступило 17.05.2004 г.

Известно, что искусственное воздействие на нефтяные и газовые резервуары часто приводит к появлению землетрясений небольшой магнитуды [1–3]. Проблемы наведенной сейсмичности представляют большой интерес вследствие их фундаментальной важности в теории физики землетрясений и вследствие практических применений. Цель работы – изучение сейсмической активности насыщенных пористых сред, вызванной закачкой жидкости в пласт при добыче нефти и газа. Наша задача – сформулировать систематический метод для описания и интерпретации облака микроземлетрясений, учитывая, что микросейсмичность является следствием изменения порового давления, которое, в свою очередь, контролируется низкочастотной медленной волной Био (продольной волной второго рода) [4–8]. Для оценки изменений порового давления и напряжений в геоматериалах будет использована классическая модель Био [9], описывающая распространение упругих волн в изотропной однородной пористой среде, насыщенной жидкостью. В работе показано, что решение соответствующей граничной задачи и пространственно-временное распределение сейсмических событий позволяют получить оценки критического значения порового давления, достаточного для генерации микроземлетрясения, а также значения гидромеханических параметров (например, проницаемости) насыщенной породы. Предложенный подход проверен на экспериментальных данных.

Исторически наиболее известный случай наведенной сейсмичности, вызванной закачкой воды в зону разлома, был зарегистрирован в США, Denver, 1966. При изучении этих событий впервые было высказано предположение [4], что нагнетание жидкости и сейсмическая активность взаимосвязаны. С тех пор неоднократно проводился ми-

кросейсмический мониторинг во время гидравлической стимуляции экспериментальных резервуаров. На рис. 1 представлены экспериментальные данные массивного гидроразрыва, проведенного в кристаллической породе, Fenton Hill, США, 1983, и приведшего к 11 000 микроземлетрясений [10], и экспериментальные данные закачки воды в геотермальный резервуар, Soultz-sous-Forets, Франция, 1993, приведшей к возникновению 16000 сейсмических событий [11]. Число работ, посвященных рассматриваемой проблеме, стремительно увеличивается (см. [12]), но все они в основном посвящены описанию соответствующих экспериментов и обсуждению механизмов, ответственных за возникновение микросейсмичности. Несмотря на многие годы работы ученых во всем мире общепризнанного метода для описания пространственно-временного распределения сейсмических событий и оценки критического напряженного состояния и давления в пористой среде, достаточных для инициации микроземлетрясения, до сих пор не существует. Отметим, однако, что в работах [7, 8, 10] предложены эвристические подходы для описания верхней границы сейсмического облака.

Общепризнано, что фундаментальным механизмом сейсмичности, вызванной закачкой жидкости, является уменьшение эффективного нормального напряжения вследствие увеличения порового давления (см., например, [12]). Критерий Мора–Коломба для флюидонасыщенной упругой среды имеет вид

$$\tau_{\text{crit}} = \tau_0 + \mu(S_n - p_f), \quad (1)$$

где p_f – это поровое давление, τ_{crit} – критическое значение сдвигового напряжения, необходимого для смещения трещины на некоторой поверхности, τ_0 – сдвиговое сопротивление горной породы, μ – коэффициент трения, S_n – нормальная составляющая напряжений. Из соотношения (1) очевидно следующее: возрастание порового давления из-за нагнетания жидкости приводит к уменьшению эффективного нормального напряжения на уже существующих разломах, что делает возмож-

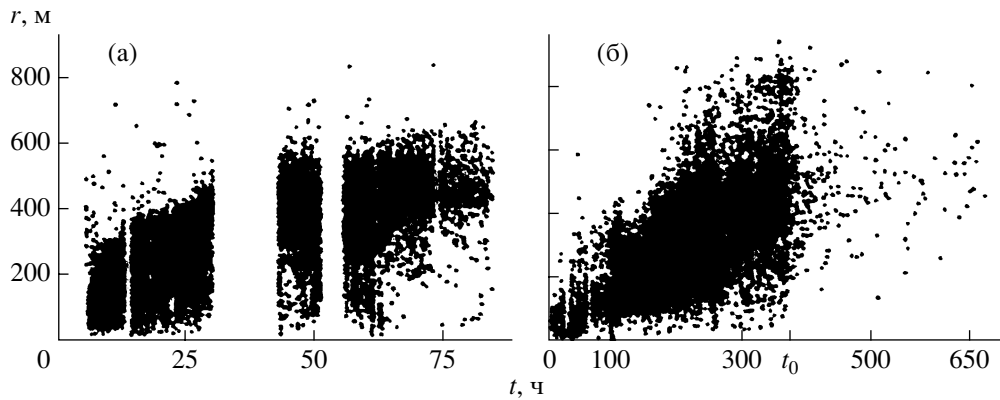


Рис. 1. Расстояние от центра закачки до местоположения микроземлетрясения как функция времени (t_0 обозначает окончание закачки жидкости): а – Fenton Hill, США, 1983; б – Soultz-sous-Forêts, Франция, 1993.

ным образование трещин при таком сдвиговом напряжении, при котором обычно смещения не происходят. Важно отметить, что поскольку закачка жидкости уменьшает эффективное нормальное напряжение, она может вызвать землетрясение независимо от ориентации поля напряжений или разлома. Возрастание порового давления означает увеличивающееся сопротивление нормальным силам затронутых разломов и трещин любой ориентации. Ориентация разлома или трещины становится важной только при оценке значения давления, необходимого для наведенного разрушения. Сдвиг произойдет вдоль тех разломов и трещин, напряженное состояние которых быстрее удовлетворит критерию разрушения, т.е. вдоль тех, которые наиболее “удобно” расположены по отношению к локальному полю напряжений. Однако общая ориентация поля напряжений не определяет, произойдет ли разрушение вследствие нагнетания жидкости.

Все известные данные по гидростимулированию углеводородных пластов демонстрируют, что сейсмогенная земная кора находится в критическом напряженном состоянии и изменения напряжения и порового давления в несколько бар достаточны для инициации сейсмической активности. Однако вопрос, как определить значение давления, способного вызвать микроземлетрясение, остается открытым.

Очевидно, нагнетание жидкости в скважину приводит к увеличению пластового давления, которое, в свою очередь, вызывает повышение порового давления относительно его начального состояния. Рост порового давления может привести к возникновению микроземлетрясения, если значение давления превысит некоторую пороговую величину. Основная идея предлагаемого подхода состоит в том, что критическое значение порового давления может быть вычислено на основе решения системы уравнений Био. Хорошо известно, что распределение порового давления в насыщен-

ной жидкостью горной породе взаимосвязано с ее напряженным состоянием. Био впервые предложил математическую модель, которая описывает динамику такой взаимосвязанной пороупругой флюидонасыщенной среды. Связанность уравнений системы Био значительно усложняет ее математический анализ и поэтому количество аналитических решений для системы Био очень ограничено [13].

Рассмотрим изотропную упругую пористую среду, насыщенную жидкостью. Законы сохранения импульса для флюидной фазы и для совокупной (скелет и жидкость) пористой среды имеют вид [9]:

$$-p_{f,i} = \rho_f \partial_t^2 u_i + \rho_w \partial_t^2 w_i + \mathcal{D} \partial_t w_i, \quad (2)$$

$$\sigma_{ij,j} = \rho \partial_t^2 u_i + \rho_f \partial_t^2 w_i, \quad (3)$$

где

$$\sigma_{ij} = \lambda_0 \text{tr} e \delta_{ij} + 2\mu e_{ij} - \alpha p_f \delta_{ij}, \quad \lambda_0 = \lambda - \alpha^2 M, \\ p_f = -\alpha M \text{tr} e + M \zeta, \quad \rho = (1 - \phi) \rho_s + \phi \rho_f, \quad (4)$$

$$\rho_w = \frac{a}{\phi} \rho_f, \quad \mathcal{D} = \frac{\eta}{\mathcal{K}}.$$

Физические величины определяются следующим образом: σ_{ij} – полные напряжения в среде, p_f – поровое давление, \mathbf{u} – вектор смещений твердой фазы, \mathbf{w} – вектор смещений жидкости относительно скелета, $\zeta = -\text{div} \mathbf{w}$, e_{ij} – тензор деформаций твердой фазы, λ, μ – константы Ламе твердой фазы, η – вязкость жидкости, \mathcal{K} – проницаемость среды, α – коэффициент Био взаимодействия фаз, M – упругий модуль, ϕ – пористость, a – извилистость поровых каналов, ρ_s – плотность скелета, ρ_f – плотность флюидной фазы. Перепишем уравнения (2), (3) в виде

$$\rho_w \partial_t^2 \frac{P_f}{M} - (\rho_f - \alpha \rho_w) \partial_t^2 tre + \mathcal{D} \partial_t \frac{P_f}{M} + \alpha \mathcal{D} \partial_t tre = \Delta p_f, \tag{5}$$

$$(\rho - \rho_f \alpha) \partial_t^2 tre - \rho_f \partial_t^2 \frac{P_f}{M} = (\lambda_0 + 2\mu) \Delta tre - \alpha \Delta p_f. \tag{6}$$

Рассмотрим радиально-сферическое течение жидкости. Будем считать, что на забое скважины в некоторый начальный момент началась закачка жидкости и поддерживается некоторое давление, т.е. задано граничное условие

$$p_f|_{r=r_0} = p_0(t), \tag{7}$$

где r_0 – радиус скважины. В дальнейшем рассмотрим следующий частный случай: предположим, что в начальный момент времени $t = 0$ давление на забое скважины мгновенно достигло значения p_0 и поддерживается постоянным до момента $t = t_0$ (конец закачки) или

$$\begin{aligned} p_0(t) &= p_0 = \text{const}, \quad \text{если } t \in (0, t_0), \\ p_0(t) &= 0, \quad \text{если } t \in \{t > t_0\} \cup \{t < 0\}. \end{aligned} \tag{8}$$

Также положим, что $\sigma_{ij} n_j = -p_0(t)$, т.е. $tre = \frac{(\alpha - 1)p_0(t)}{\lambda_0 + 2\mu}$. После стандартной замены $tre = \frac{E}{r}$,

$\frac{p_f}{M} = \frac{\mathcal{P}}{r}$ получим

$$A \frac{\partial^2}{\partial t^2} U + B \frac{\partial}{\partial t} U = C U_{rr}, \quad r > r_0, \quad t > 0, \quad U = \begin{pmatrix} E \\ \mathcal{P} \end{pmatrix}, \tag{9}$$

$$U|_{t=0} = 0, \quad U|_{r=r_0} = \begin{pmatrix} \frac{\alpha - 1}{\lambda_0 + 2\mu} \\ \frac{1}{M} \end{pmatrix} p_0(t) r_0, \tag{10}$$

где

$$A = \begin{pmatrix} \rho - \rho_f \alpha & -\rho_f \\ -\rho_f + \alpha \rho_w & \rho_w \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ \alpha \mathcal{D} & \mathcal{D} \end{pmatrix},$$

$$C = \begin{pmatrix} \lambda_0 + 2\mu & -\alpha M \\ 0 & M \end{pmatrix}.$$

Наша цель – решить смешанную задачу (9), (10) и получить распределение порового давления в прилегающем к скважине резервуаре. Как уже отмечалось, это довольно сложная задача, так как уравнения, входящие в систему Био, взаимосвязаны. Решение полной системы Био (9) с на-

чальными и граничными условиями (10) является фундаментальной задачей математического анализа и будет представлено в последующих публикациях. Целью настоящей работы является формулировка метода для интерпретации облака микроземлетрясений. Поэтому мы ограничимся изучением частного случая системы Био, а именно, рассмотрим ее низкочастотный предел. В этом случае обычно полагают (см., например, [14]), что уравнения (2),(3) могут быть решены независимо и поровое давление, эволюция которого контролируется медленной волной Био (P2), удовлетворяет уравнению диффузии. Следует отметить, что уравнение диффузии иногда приводит к недооценке порового давления и эффекты, связанные с его изменением, могут быть значительнее, чем рассчитанные по уравнению диффузии [5]. На самом деле уравнения (2),(3) становятся независимыми только лишь в одном случае – когда поле смещений скелета пористой среды является безвихревым [13]. Очевидно, что это достаточно сильное ограничение, которое не всегда выполнимо. Однако для представления предлагаемого метода достаточно рассмотреть эту упрощенную ситуацию. В центрально-симметричном случае уравнение диффузии в сферических координатах имеет вид

$$\frac{\partial p_f}{\partial t} = \frac{\mathcal{C} \partial^2 (r p_f)}{r \partial r^2}, \tag{11}$$

где \mathcal{C} – это коэффициент гидравлической диффузии пористой среды

$$\mathcal{C} = \frac{(\lambda_0 + 2\mu)M}{(\lambda + 2\mu)\mathcal{D}}. \tag{12}$$

Отметим, что значения коэффициента гидравлической диффузии земной коры изменяются от 0.01 до 1.0 м²/с.

Решение уравнения (11) с граничным условием (7) известно и имеет вид [15]:

$$p_f(t, r) = \frac{r_0(r - r_0)}{2r\sqrt{\mathcal{C}\pi}} \int_{-\infty}^t \frac{p_0(\tau)}{(t - \tau)^{3/2}} \exp\left(-\frac{(r - r_0)^2}{4\mathcal{C}(t - \tau)}\right) d\tau. \tag{13}$$

Формула (13) описывает изменение порового давления в прилегающей к скважине области $r > r_0$ вследствие закачки жидкости на забое скважины $r = r_0$.

Как уже отмечалось, рост порового давления может привести к возникновению микросейсмичности, если насыщенная жидкостью земная кора находится в неустойчивом напряженном состоянии. Будем считать, что если закачка жидкости на границе $r = r_0$ привела в некоторой точке (t, r) к такому повышению порового давления относи-

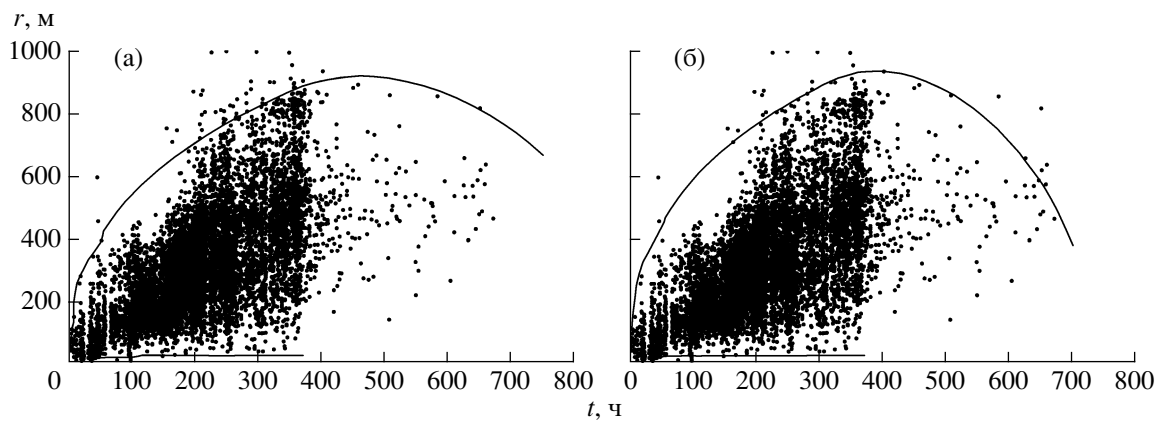


Рис. 2. Верхние и нижние огибающие облака микроземлетрясений, построенные для значений проницаемости среды $\mathcal{K} = 8 \cdot 10^{-17}$ (а) и $2 \cdot 10^{-16}$ м² (б). Soultz-sous-Forets, Франция, 1993; $p_f^{\max} - p_f^{\min} \sim 0.6$ бар.

тельно его начального состояния, что значение порового давления превысило некоторую пороговую величину, то в данной точке произошло микроземлетрясение. Критическое давление, достаточное для инициации сейсмической активности, можно определить из формулы (13) на основе анализа экспериментальных данных микросейсмических событий. В качестве примера рассмотрим водонасыщенную кристаллическую породу (характерные значения параметров таких сред даны, например, в [11, 14]). Известно, что во время закачки воды в геотермальный резервуар в Soultz-sous-Forets в течение 370 ч поддерживалось давление $p_0 \approx 10^6$ Па [11]. Из решения (13) легко оценить, что в любой точке $(t, r > r_0)$ поровое давление сначала будет возрастать до некоторого момента времени $t_* > t_0$, где t_0 обозначает конец закачки воды в пласт, а потом снижаться. Естественно предположить, что большинство сейсмических событий произойдет во время увеличения порового давления (см. рис. 1). На рис. 2 верхняя и нижняя огибающие облака землетрясений – это аналитические кривые, построенные по формуле (13) и обозначающие соответственно максимальное и минимальное расстояния как функции времени между точкой закачки жидкости и местоположением большинства микроземлетрясений. Эти кривые представляют собой изобары порового давления: верхняя и нижняя огибающие обозначают минимальное p_f^{\min} и максимальное p_f^{\max} увеличение порового давления относительно его начального состояния, достаточные для инициации землетрясения. Иными словами, если в некоторой точке (t, r) прирост давления $\Delta p_f(t, r)$ относительно его начального значения достигнет такой величины, что окажется в интервале $p_f^{\min} < \Delta p_f(t, r) < p_f^{\max}$, то в этой точке происходит землетрясение. Для

резервуара в Soultz-sous-Forets $p_f^{\min} = 100$ Па и $p_f^{\max} = 60000$ Па, т.е. изменение порового давления порядка 100 Па является достаточным для начала инициации землетрясений, причем большинство событий произойдет при увеличении порового давления в пределах 0.6 бар относительно его начального состояния.

Основное преимущество и новизна предложенного подхода состоят в том, что он позволяет проследить влияние создаваемого на забое скважины давления на прилегающий пласт и предсказать нижнюю и верхнюю границы критического напряженного состояния реальных пород. Если известны начальные условия воздействия на пласт (например, давление или объем закачиваемой жидкости), то разработанный подход предоставляет строго обоснованную методику для описания пространственно-временной структуры наведенной сейсмичности. Более того, предложенный метод позволяет определить важные характеристики углеводородсодержащего резервуара. Очевидно, рост порового давления зависит не только от давления и объема закачиваемой жидкости, но и в значительной мере от параметров пласта, в который закачивается жидкость. Одним из наиболее важных параметров является проницаемость пористой среды. Экспериментальные наблюдения показывают, что в низкопроницаемых породах при заданном объеме закачиваемой жидкости создаются более высокие давление закачиваемой воды и поровое давление. По этой причине наведенная сейсмичность более часто возникает при вторичной добыче углеводородов. Поскольку изменение порового давления (13) зависит от коэффициента гидравлической диффузии, который прямо пропорционален проницаемости среды, то предложенный метод также предоставляет возможность решения обратной задачи с целью определения проницаемости резервуара. На рис. 2

огибающие облака микроземлетрясений построены для значений проницаемости: $\mathcal{K} = 8 \cdot 10^{-17}$ и $2 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$. Эти значения хорошо согласуются с экспериментальными *in situ* данными проницаемости породы в Soultz-sous-Forets, Франция [11]. Таким образом, выбирая кривые, которые наиболее адекватно описывают пространственно-временное распределение сейсмических событий, можно определить проницаемость геоматериала на различных расстояниях от скважины. В комбинации с гидравлическими и сейсмическими измерениями *in situ*, полученными в ходе эксперимента по закачке жидкости в резервуар, предлагаемый подход делает возможным прямое сравнение изменений напряжений и давления до и после образования разлома с теоретическими вычислениями и оценками, полученными из сейсмических наблюдений. Как следствие понимания условий, при которых возникает сейсмическая активность, проблема контроля и генерации микроземлетрясений может быть поставлена и решена. Разработанный теоретический подход в сочетании с экспериментальными данными означает значительный вклад в понимание физики и безопасности землетрясений и в определение параметров реальных насыщенных горных пород. Знание условий образования наведенной сейсмичности может явиться промежуточным шагом в разработке методов прогноза сейсмического поведения геоматериалов. Кроме того, предложенная методика одинаково пригодна в различных (осадочных, кристаллических, известняковых, гранитных) породах, если в ходе гидравлического эксперимента зарегистрировано достаточное число землетрясений.

В заключение отметим несколько важных результатов сформулированного подхода. Во-первых, разработанный метод позволяет устранить ряд существующих неопределенностей в понимании процессов микросейсмичности, происходящих при гидростимулировании углеводородных пластов. Предлагаемый метод устанавливает механизм влияния изменений порового давления на прилегающий к скважине резервуар и позволяет оценить критические значения порового давления, достаточные для генерации микросейсмичности в насыщенной жидкостью пористой породе. Во-вторых, на основе этих значений могут быть разработаны методы регулирования и оценки риска наведенной сейсмичности. Данные о критическом напряженном состоянии земной коры позволяют установить при каких условиях закачки жидкости в пласт может быть создано достаточно высокое поровое давление и, следовательно, может быть спровоцирована потенциально опасная ситуация. В-третьих, предложенный метод дает возможность интерпретации экспериментально наблюдаемых сейсмических событий. Поскольку микросейсмичность отражает динамический от-

клик резервуара на приложенную нагрузку, то анализ микросейсмических данных предоставляет полезную информацию о гидромеханических параметрах реальных пород.

Представленные результаты убедительно демонстрируют, что предложенный аналитический метод дает очень точное объяснение облака микросейсмических событий. Представляется оправданным предположить, что дальнейшая работа сделает возможным значительно продвинуться в изучении влияния искусственного воздействия на сейсмическую активность. Очевидно, что для более адекватного анализа наведенной сейсмичности в геоматериалах необходимо решить полную систему Био (9) с начальными и граничными условиями (10) и получить формулу для распределения порового давления (аналогичную (13)), учитывая что изменение давления взаимосвязано с напряженным состоянием пористой среды. Очевидно также, что проницаемость реальных пород является неоднородной и анизотропной. Поэтому соответствующие изменения должны быть сделаны в модели (2),(3) и проведен анализ их влияния на изменение порового давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Grasso J-R. // Pure and Appl. Geophys. 1992. V. 139. № 3/4.
2. Наведенная сейсмичность / Под ред. А.В. Николаева, И.Н. Галкина. М.: Наука, 1994. 222 с.
3. Adushkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A.E. // Oilfield Rev. 2000. V. 5. № 1. P. 2–17.
4. Evans D.M. // EOS. Trans. Amer. Geophys. Union. 1969. V. 50. № 5. P. 387–388.
5. Nur A., Booker J.T. // Science. 1972. V. 175. P. 885–887.
6. Pearson C. // J. Geophys. Res. 1981. V. 86. P. 7855–7864.
7. Shapiro S.A., Huenges E., Borm G. // Geophys. J. Intern. 1997. V. 131. P. F15–F18.
8. Shapiro S.A., Rothert E., Rath V., Rindschwentner J. // Geophysics. 2002. V. 67. P. 212–22.
9. Biot M.A. // J. Acoust. Soc. Amer. 1956. V. 28. P. 168–186.
10. Fehler M., House L., Phillips W.S., Potter R. // Tectonophysics. 1998. V. 289. P. 189–202.
11. Jones R.H., Beauce A., Jupe A. et al. In: Proc. World Geotherm. Congr. Florence. 1995. P. 2665–2669.
12. The Mechanism of Induced Seismicity / C.I. Trifu Ed. // Pure and Appl. Geophys. 2002. V. 159. № 1/3.
13. Detournay E., Cheng A.H.-D. In: Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects, Oxbord: Pergamon Press, 1993. Ch. 5. P. 113–171.
14. Bourbie T., Coussy O., Zinszner B. Acoustics of Porous Media. P.: Editions Technip, 1987.
15. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. М.: Наука, 1986.