

## МОДЕЛИРОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ, ГЕНЕРИРУЕМЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫМ ПОТОКОМ В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

© 2019 г. *Н.В. Мутовкин<sup>1,2</sup>, Д.Н. Михайлов<sup>2</sup>, И.Л. Софронов<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> Московский физико-технический институт, Долгопрудный

<sup>2</sup> Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, Москва  
ilsofronov@gmail.com

DOI: 10.1134/S0234087919060066

Рассматривается задача моделирования акустических полей, индуцированных течением флюидов в околоскважинной зоне пласта. Проведено исследование влияния свойств пород-коллекторов, геометрии и фазового состава флюида на акустическое поле в скважине. С помощью численного моделирования показано, что эти факторы существенно влияют на пространственно-частотную картину спектра, и выявлено значительное усиление амплитуды на определенных частотах спектра. Представлены результаты моделирования для различных случаев резервуаров с нефтяными и газовыми скважинами.

Ключевые слова: пористые среды, пассивная акустическая шумометрия, модель Био, фильтрационный шум, акустический резонанс.

## MODELING OF ACOUSTIC FIELDS, INDUCED BY THE FLOW NOISE IN THE NEAR-WELLBORE ZONE

*N.V. Mutovkin<sup>1,2</sup>, D.N. Mikhailov<sup>2</sup>, I.L. Sofronov<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> Moscow Institute of Physics and Technology, Dolgoprudny

<sup>2</sup> Schlumberger Moscow Research, Moscow, ilsofronov@gmail.com

We consider modeling of wellbore acoustic fields induced by the flow noise in the formation inflow zone. The influence of reservoir properties, geometry, and phase composition of fluid on acoustic field in wellbore is investigated. Using numerical modeling, we showed that these factors significantly influence the spatial-frequency pattern of spectrum, and certain frequencies of the spectrum are strongly amplified. We demonstrate various examples of reservoirs with oil and gas wells.

Key words: porous media, passive acoustic noise logging, Biot's model, noise induced by fluid flow in porous media, acoustic resonance.

## 1. Введение

Одним из методов промыслово-геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа является пассивная акустическая шумометрия, которая основана на регистрации естественного широкополосного акустического шума в скважине и последующем анализе его характеристик. Если в начале развития данного метода основной акцент состоял в анализе шума, возбуждаемого течением флюидов в скважине через перфорационные отверстия и в заколонном пространстве [1,2], то сейчас предпринимаются попытки [3] интерпретации шума, возбуждаемого в околоскважинной зоне пласта (фильтрационный шум). Это делается с целью получения информации о характеристиках фильтрационного потока, а механизмы генерации данного шума связываются с формированием и осцилляцией микровихрей в поровом пространстве при переходе фильтрационного потока из режима Дарси в режим Форчхаймера [4], осцилляций гранул скелета [5], а также движением капель несвязной фазы при многофазной фильтрации [6-8]. Интенсивность шума нелинейно зависит от скорости фильтрации флюида в пористой среде. Характерные частоты лежат в диапазоне от 2 до 20 кГц [5,9-11].

В скважине спектры шумов могут претерпевать значительные искажения, причем характер искажения зависит от различных параметров, таких как геометрия скважины, тип закачивания, насыщение и свойства пород коллектора, фазовый состав флюида в стволе. Для анализа влияния данных эффектов в предлагаемой работе предложена численная модель, позволяющая вычислять акустические поля, генерируемые фильтрационным потоком в пласте, и проведены многочисленные расчеты.

Одной из целей анализа является изучение зависимости акустических колебаний в скважине от геометрии и физических характеристик зоны генерации шума. Рассматриваются примеры нефте- и газодобывающих скважин, проходящих через продуктивные пласты.

## 2. Математическая модель околоскважинной зоны с источником шума

Рассматривается двумерная осесимметричная постановка. Область моделирования в координатах  $(r, z)$  включает цилиндрическую скважину  $\{0 \leq r \leq r_{\text{well}}, |z| \leq L/2\}$ , заполненную флюидом и околоскважинную зону  $\{r_{\text{well}} \leq r \leq r_{\text{max}}, |z| \leq L/2\}$ , в которой присутствует источник акустического шума (рис.1а). Появление такого источника может быть обусловлено, например, наличием в околоскважинной зоне наведенных бурением (техно-

генных) трещин, что приводит к значительному росту скорости течения флюида. В общем случае модель состоит из нескольких пропластков, которые могут быть как пористыми, так и сплошными упругими средами.

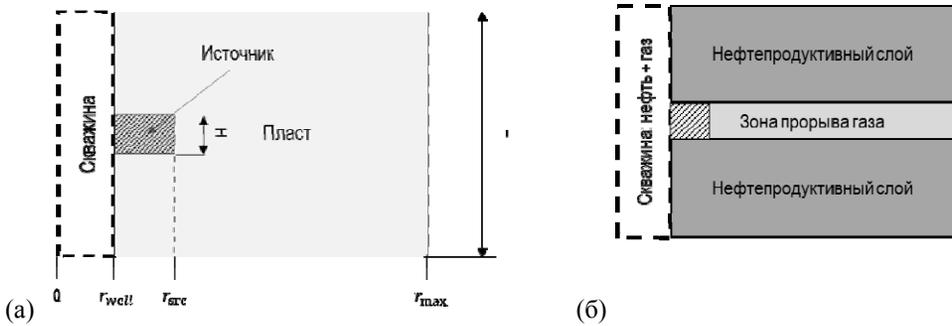


Рис.1. Типичная геометрия модели (а); случай стратифицированного пласта (б).

Для моделирования распространения акустических волн в пористой среде используется линеаризованная система уравнений Био [12,13], записанная в приведенной ниже форме [14]. Среда считается изотропной и изотермической.

$$\begin{cases} \rho \partial_t \mathbf{v}_{(s)} + \rho_f \partial_t \mathbf{w} - \nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} = \mathbf{F}_{src}, \\ \rho_f \partial_t \mathbf{v}_{(s)} + \alpha_\infty \rho_f \varphi_0^{-1} \partial_t \mathbf{w} + \nabla p = \mathbf{F}_{fr}, \\ \partial_t p + \beta^{-1} \nabla \cdot \mathbf{w} + \beta^{-1} (1 - \chi) \nabla \cdot \mathbf{v}_{(s)} = 0, \\ \partial_t \boldsymbol{\sigma} - \left( \beta^{-1} (1 - \chi) \nabla \cdot \mathbf{w} + \left( \lambda + \beta^{-1} (1 - \chi)^2 \right) \nabla \cdot \mathbf{v}_{(s)} \right) \mathbf{I} - G \left( \nabla \mathbf{v}_{(s)} + (\nabla \mathbf{v}_{(s)})^T \right) = 0. \end{cases} \quad (1)$$

В данной системе:  $t$  – время;  $\mathbf{v}_{(s)}$  – скорость смещения частиц скелета;  $\mathbf{v}_{(f)}$  – скорость смещения частиц флюида;  $\mathbf{w} = \varphi_0 (\mathbf{v}_{(f)} - \mathbf{v}_{(s)})$ ;  $\varphi_0$  – равновесное значение пористости;  $\alpha_\infty \approx 3$  – эмпирический коэффициент [15];  $p$  – отклонение от равновесного значения давления флюида в порах;  $\boldsymbol{\sigma}$  – отклонение от равновесного значения полного тензора напряжений;  $\rho_f$  – плотность флюида;  $\rho_s$  – плотность скелета;  $\rho = (1 - \varphi_0) \rho_s + \varphi_0 \rho_f$ ;  $\beta = \varphi_0 / k_f + (1 - \varphi_0 - \chi) / k_s$ ;  $k_f, k_s$  – модули всестороннего сжатия порового флюида и материала скелета соответственно;  $\mu_s$  – модуль сдвига материала скелета;  $\lambda = K - 2G/3$ ;  $K = \chi k_s$ ;  $G = \chi \mu_s$ ;  $\lambda, G$  – параметры Ламе для насыщенной пористой среды;  $\chi$  – коэффициент, характеризующий степень цементированности пористой среды.

Правые части в (1) моделируют:  $\mathbf{F}_{\text{src}}$  – объемный источник, отвечающий за генерацию акустического шума;  $\mathbf{F}_{\text{fr}}$  – вязкое взаимодействие между пористым скелетом и флюидом, которое для акустических волн с достаточно низкой частотой определяется как  $\mathbf{F}_{\text{fr}} = \eta \mathbf{w} / \kappa_0 + (\alpha_\infty \rho_f M / 4 \phi_0) \partial_t \mathbf{w}$ , где  $\eta$  – вязкость насыщающего флюида;  $\kappa_0$  – коэффициент проницаемости пористой среды;  $M=1$  – параметр, зависящий от геометрии пор. Более общая формула вязкого взаимодействия имеется в [14].

Источник акустических колебаний  $\mathbf{F}_{\text{src}}$  предполагается объемным, дипольного типа и действующим на твердую фазу пористой среды. Он занимает область, где происходит фильтрация жидкости или газа через пористую среду. Полагаем, что его интенсивность равномерна по вертикали и обратно пропорциональна кубу радиальной координаты (в силу снижения скорости фильтрации по мере удаления от скважины). В средах же с низкой скоростью фильтрации и на достаточном расстоянии от скважины его интенсивность полагается равной нулю. Таким образом, для описания источника используется выражение

$$\mathbf{F}_{\text{src}}(r, z, t) = A(r_{\text{well}}/r)^3 S(t) \mathbf{e}, \quad r_{\text{well}} \leq r \leq r_{\text{src}}, \quad |z| < H/2, \quad (2)$$

где  $A$  – амплитуда источника,  $r_{\text{well}}$  – радиус скважины,  $r_{\text{src}}$  – радиус зоны источника,  $H$  – размер зоны источника по вертикали,  $S(t)$  – сигнал, генерируемый источником,  $\mathbf{e} = \{e_r, e_z\}$  – направление действия источника.

Переход от системы (1) к уравнениям акустики в скважине относительно  $p$  и  $\mathbf{v}_{(f)}$  осуществляется путем отбрасывания второго уравнения системы, задания значений  $\chi = 0$ ,  $\phi_0 = 1$  и исключения функций  $\sigma$  и  $\mathbf{v}_{(s)}$  из оставшихся уравнений.

На внешних границах расчетной области при  $r = r_{\text{max}}$ , или  $z = z_{\text{min}}$ , или  $z = z_{\text{max}}$  используются неотражающие граничные условия, реализованные в [14]. На границе между скважиной и пластом (средой Био) заданы граничные условия, полученные из равенства скоростей и давлений [16].

Для численного решения гиперболической системы уравнений (1) с однородными начальными условиями и неотражающими граничными условиями используется метод, предложенный в [14]. Он основан на консервативной разностной схеме, обладающей вторым порядком аппроксимации по пространству внутри областей, но первым порядком на границах между областями (по времени везде второй порядок). В исходную разностную схему

добавляется объемный источник в соответствии с (2). При этом все значения физических и геометрических параметров задачи обезразмериваются на этапе формирования дискретной модели для (1). Интегрирование разностной задачи гиперболического типа происходит по явной схеме, шаг по времени определяется из условия Куранта-Фридрихса-Леви с числом Куранта 0.9.

### 3. Моделирование акустического поля, генерируемого течением в пласте

Анализ волновых полей в скважине проводится при двух вариантах насыщения породы пласта: газ (метан) и нефть. Скважина заполнена либо газом, либо смесью нефти и газа (с долей газа 25%), см. табл.1. Параметры метана соответствуют пластовому давлению 200 бар и температуре 70°C. Параметры флюида рассчитаны по эмпирическим зависимостям [17].

**Таблица 1.** Свойства газа, нефти, смеси нефти и газа в скважине.

	Газ (метан)	Нефть	Смесь нефти и газа в скважине
Плотность ( $\rho_f$ ), кг/м <sup>3</sup>	123	606	485
Модуль всестороннего сжатия ( $k_f$ ), Па	$3.53 \times 10^7$	$6.87 \times 10^8$	$5.24 \times 10^8$
Вязкость ( $\eta$ ), Па·с	$1.80 \times 10^{-5}$	$4.00 \times 10^{-3}$	–
Скорость звука ( $v_p$ ), м/с	535	1065	1039

Порода (известняк с плотностью  $\rho_s = 2690$  кг/м<sup>3</sup>) моделировалась пористой средой Био.

Геометрические параметры модели, см. рис.1а, имеют значения  $r_{\text{well}} = 12$  см,  $H = 24$  см,  $r_{\text{src}} = 36$  см. Выбор оптимальных размеров  $L$  и  $r_{\text{max}}$  обсуждается в разделе 3.1.

Здесь, а также в дальнейших расчетах спектр источника, задаваемый функцией  $S(t)$ , является прямоугольным и лежащим в диапазоне от 2 до 6 кГц для случаев, когда скважина заполнена газом и в диапазоне от 2 до 12 кГц для случаев, когда скважина заполнена смесью нефти и газа. Частоты в спектре дискретизированы с шагом 50 Гц. Амплитуда источника  $A = 5 \cdot 10^{-4}$  Па/м. Вектор силы источника в (2) направлен вдоль оси  $r$ .

Для моделирования используется сетка с равномерным шагом  $h = 4$  мм по обоим направлениям. Наименьшая длина волны  $\lambda_{\text{min}}$  среди всех мод в результирующем акустическом поле в скважине и пласте для рассмотренных случаев составляет около 9 см. Таким образом, наименьшее число узлов на длину волны  $\lambda_{\text{min}}/h = 22$ , что обеспечивает достаточную точность

разрешения типичных волн в данной задаче. Относительная погрешность решения на данной сетке в  $C$ -норме составляет доли процента в скважине и не превосходит 4% на ее границе, что было оценено по дополнительным расчетам на более мелкой сетке.

В приборах акустический датчик радиуса порядка 1-2 см находится в центре скважины; поэтому результаты расчетов приводятся при  $r = 1$  см.

**3.1. Выбор размера области моделирования.** Алгоритм [14] решения внешней задачи с геометрией, изображенной на рис.1а, использует неотражающие граничные условия для замыкающей расчетную область границ. Предварительные вычисления с импульсным по времени источником показали высокую эффективность этих условий: интенсивность возвращаемого в результате отражений сигнала достаточно быстро убывает при увеличении размера расчетной области. Однако для гармонического по времени источника в скважине возникают резонансные явления (см. рис.2). В таких режимах требуется достаточно большое время моделирования для выхода на периодический режим (100 мс в нашем случае); поэтому искусственные неотражающие условия могут существенно влиять на решение [18,19] и нужно сильнее отодвигать внешнюю границу. При выборе размера вычислительной области нами обеспечивался компромисс между точностью решения и вычислительными затратами.

Для оценки влияния размера области моделирования на акустическое поле в скважине, заполненной газом в однородном пласте (случай наиболее сильных резонансов), были проведены расчеты со значениями высоты  $L = 384$  см, 624 см, 1248 см и ширины  $r_{\max} = 120$  см, 240 см. Сравнение волновых полей в скважине показало, что область с  $L = 624$  см,  $r_{\max} = 120$  см близка по размеру к оптимальной в указанном смысле. Таким образом, типичный размер сетки составляет  $300 \times 1560$  ячеек и 150000 шагов по времени.

**3.2. Влияние типа насыщения пласта и флюида в скважине.** Рассматривается модельная постановка задачи, геометрия которой представлена на рис.1а. Источник шума находится в околоскважинной зоне пласта, прилегающей к скважине, и локализован в слое толщиной 24 см.

Для анализа чувствительности рассматривались два типа флюида в скважине (газ или смесь нефти и газа, см. табл.1) и два типа пласта (нефтенасыщенный и газонасыщенный), т.е. четыре различные конфигурации заполнения скважины и насыщения породы. Петрофизические свойства нефтяного и газового пластов одинаковы: проницаемость – 150 мД, коэффициент сцементированности – 0.4, пористость – 22%.

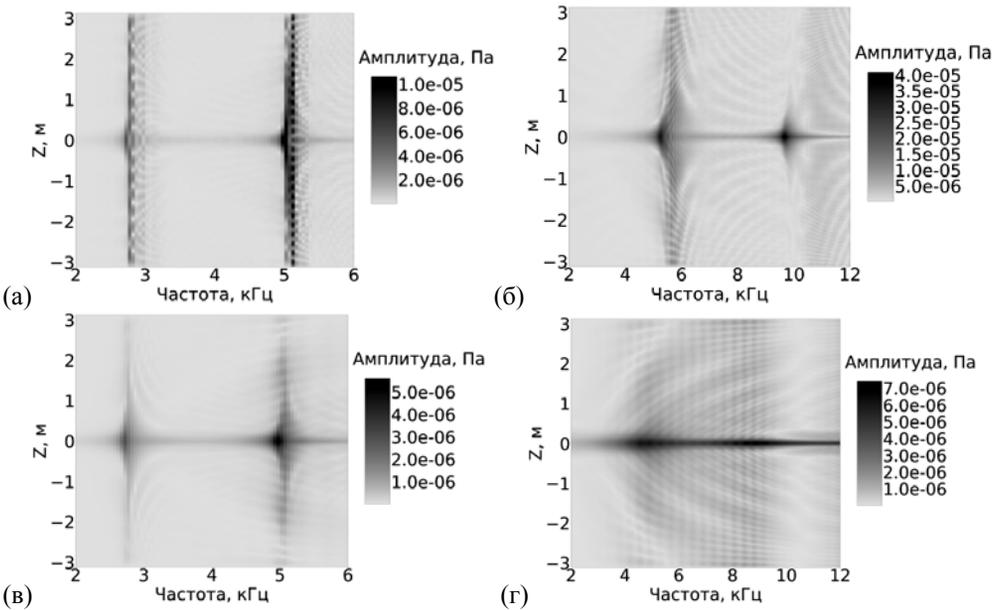
Распределения спектров акустического давления вдоль скважины (называемые далее спектрограммами) при  $r = 1$  см для нефтенасыщенного и газонасыщенного пластов представлены на рис.2.

Прежде всего, обращают на себя внимание резонансные моды. Они приближенно соответствуют нормальным волнам в цилиндрической скважине с абсолютно жесткой стенкой, частоты которых оцениваются по формуле

$$f_{\text{res}}^{m,\lambda_z} = (2\pi)^{-1} c \sqrt{(\mu_m^{(1)}/r_{\text{well}})^2 + (2\pi/\lambda_z)^2}, \quad (3)$$

выводимой из решения уравнения Гельмгольца в цилиндре. Здесь  $c$  – скорость звука в среде,  $\mu_m^{(1)}$  –  $m$ -й корень функции Бесселя  $J_1(x)$ ,  $r_{\text{well}}$  – радиус скважины,  $\lambda_z$  – длина волны вдоль оси ствола скважины.

Моды с  $\lambda_z \rightarrow \infty$  соответствуют радиальному резонансу с частотами  $f_{\text{res}}^m = (2\pi r_{\text{well}})^{-1} c \mu_m^{(1)}$ . Для случаев скважины, заполненной газом (а, в), их значения составляют  $f_{\text{res}}^1 = 2720$  Гц,  $f_{\text{res}}^2 = 4980$  Гц; а для случаев скважины, заполненной смесью нефти и газа (б, г):  $f_{\text{res}}^1 = 5280$  Гц,  $f_{\text{res}}^2 = 9670$  Гц.



**Рис.2.** Спектрограммы акустического давления вдоль ствола скважины: а, в – газовая скважина; б, г – скважина со смесью нефти и газа; а, б – нефтенасыщенный пласт; в, г – газонасыщенный пласт.

Анализ спектрограмм позволяет сделать следующие наблюдения.

1) В спектре выделяются интервалы частот шириной от 100 Гц до 2000 Гц, которые соответствуют резонансным модам. На данных участках спектра происходит многократное усиление амплитуды.

2) Для некоторых частот в этих интервалах могут возникать стоячие волны вдоль оси скважины по высоте области моделирования, т.е. они распространяются далеко за пределы ширины зоны источника и оказывают значительное влияние на распределение интенсивности акустического шума вдоль ствола скважины.

Для лучшего понимания причин возникновения наблюдаемых полей в скважине, заполненной смесью нефти и газа (рис.2б,г) были сделаны расчеты с различными моделями насыщающего флюида, получаемыми в процессе перехода от нефти к газу. Оказалось, что акустическое поле плавно трансформируется (от б) к г) на рис.2) лишь при одновременном изменении коэффициентов сжимаемости  $k_f$  и вязкости  $\eta$  насыщающего флюида, а варьирование этих параметров по отдельности не приводит к значительному отклонению от поля, наблюдаемого на рис.2б.

Кроме того, расчеты с заменой нефтенасыщенного пласта (рис.2а,б) на сплошную упругую среду показали, что акустическое волновое поле внутри скважины практически не меняется (продольная  $v_p = 3953$  м/с и поперечная  $v_s = 2603$  м/с скорости упругой среды совпадали со скоростями продольной волны первого рода и поперечной волны в нефтенасыщенной пористой среде).

Рассмотрим теперь профиль интенсивности акустического шума  $I = p^2 / (2\rho c)$  вдоль ствола скважины в фиксированной точке  $r_0 = 1$  см, рассчитываемой усреднением по формуле:  $\bar{I}(z, r_0) = (2\rho c T)^{-1} \int_{t_0}^{t_0+T} p^2(r_0, z, t) dt$ , где  $z \in [-L/2, L/2]$ ,  $T$  – период подаваемого сигнала;  $t_0$  – некоторый момент времени после установления колебаний,  $p$  – поле давления в скважине.

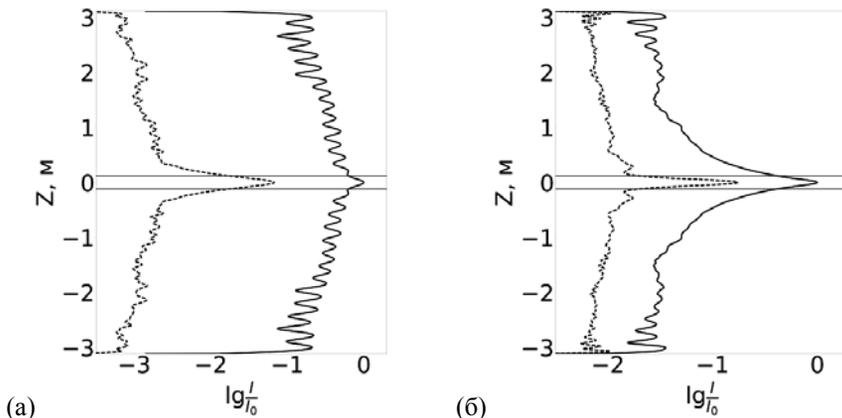
Для случаев нефтенасыщенного пласта со скважиной, заполненной либо газом, либо смесью нефти и газа (рис.2а,б), соответствующие распределения интенсивности, нормированные на максимальное значение  $I_0$ , приведены на рис.3а,б, – сплошная кривая; интенсивность с отфильтрованными резонансными модами в спектре изображена пунктирной кривой. Отметим следующие наблюдения:

1) резонансные моды многократно повышают интенсивность, что упрощает задачу регистрации шума источника;

2) шум на резонансных частотах распространяется далеко по стволу

скважины от зоны источника, особенно для газовых скважин; это также повышает надежность регистрации события;

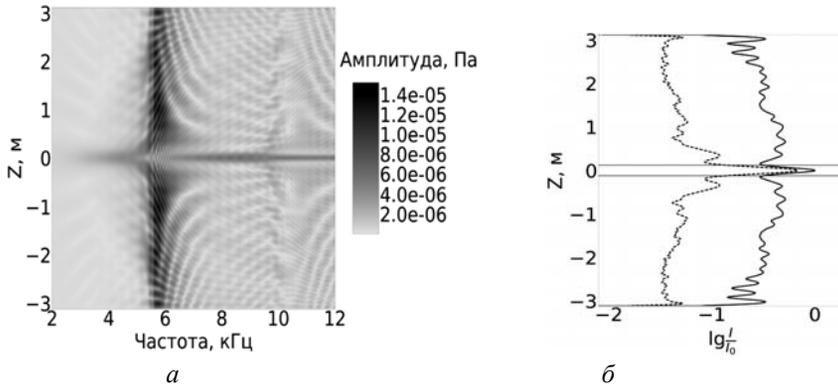
3) зона источника шума (выделенная полосой на графиках) имеет отчетливый пик интенсивности, что упрощает выявление границ источника. При этом вклад нерезонансных мод в суммарную интенсивность составляет лишь около 10%.



**Рис.3.** Интенсивность акустического шума вдоль ствола скважины для случая нефтенасыщенного пласта и скважины, заполненной газом (а) и смесью нефти и газа (б); сплошная кривая – исходный шум, пунктирная кривая – шум с отфильтрованными резонансными модами в спектре; горизонтальные линии соответствуют границам источника шума.

**3.3. Стратифицированный пласт.** Рассмотренная в предыдущем разделе постановка является упрощенной, так как реальные пласты всегда стратифицированы. Ниже представлены результаты для модели со слоистой структурой. На рис.1б приведена геометрия для случая нефтяной скважины (с долей газа 25%) в нефтенасыщенной породе ( $\kappa_0 = 150$  мД,  $\chi = 0.4$ ,  $\phi = 22\%$ ), в которой есть пропласток трещиноватой породы с высокой проницаемостью 1.5 Д, где и происходит прорыв газа. Источник шума находится целиком в области насыщенного газом пропластка (его толщина равна 24 см,  $\chi = 0.4$ ,  $\phi = 22\%$ ).

Спектрограмма акустического давления и интенсивность по стволу приведены на рис.4а и б соответственно. Обращают на себя внимание большая ширина полосы спектра, порядка 2.5-3 кГц, искажаемая в районе первого резонанса (~5.3 кГц) и значительное распространение шума по стволу. С другой стороны, второй резонанс практически не проявляется (~10.6 кГц).



**Рис.4.** *a* – спектрограмма акустического давления; *б* – интенсивность вдоль ствола нефтяной скважины исходного шума (сплошная кривая) и шума с отфильтрованными резонансными модами в спектре (пунктирная кривая), горизонтальные линии соответствуют границам газового пропластка.

#### 4. Заключение

В работе построена численная модель для исследования акустических полей, индуцированных фильтрационным потоком из околоскважинной зоны пласта в скважину в осесимметричном приближении. Она основана на приближенной к реальности многопластовой геометрии с фрагментом вертикальной скважины, с типичными свойствами пород коллектора и фазового состава флюида. Благодаря алгоритму [14] используется также близкое к реальности приближение порупругой насыщенной среды, соответствующее теории Био и допускающее распространение двух продольных волн (быстрой и медленной) и поперечной волны. Показано, что для газонасыщенных пластов порупругость является важным физическим фактором при моделировании.

Одним из основных результатов проведенного подробного моделирования резонансных явлений, возникающих на определенных частотах спектра исследуемого шума, является установление отчетливой зависимости структуры спектрограмм акустического давления и формы интенсивности шума вдоль скважины от строения слоистой среды и типа флюида.

Хотя резонансные частоты можно приближенно оценить теоретически (соответствующая формула также приводится), только численное моделирование позволило выявить тонкую структуру пространственно-частотных характеристик резонансных мод и провести количественный анализ чувствительности волнового поля в скважине к типу флюида в стволе и типу пласта.

Показано, что для резонансных мод наблюдается кратное усиление амплитуды и, в зависимости от геометрии и свойств породы и флюида, обра-

зование зон стоячих волн с шириной по оси, кратно превышающей ширину зоны излучения (шумящего пласта). При этом максимальный эффект характерен для газовых скважин. Рост амплитуды поля заметен в достаточно широком интервале частот, 200 – 2000 Гц, в окрестности предсказываемого значения резонанса, а распределения амплитуды спектра вдоль координаты оси скважины для соседних частот в этом интервале могут резко отличаться друг от друга, см. рис.2,4.

Полученные результаты моделирования и анализа спектрограмм и распределения интенсивности акустического поля в скважине свидетельствуют о существенном влиянии резонансных явлений на данные измерений. Учет этого влияния может использоваться как для совершенствования технологий обнаружения, локализации и интерпретации источника шума в пласте, так и для создания новых методик оценивания характеристик притока флюида в скважину.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *R.M. McKinley, F.M. Bower, R.C. Rumble. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing // J. Pet. Technol., 1973, v.25, №3, p.329-338.*
2. *Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984, 486 с.;*  
*Yu.P. Korotaev, A.I. Shirkovskij. Dobycha, transport i podzemnoe khranenie gaza. – M.: Nedra, 1984, 486 s.*
3. *А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2006, 780 с.;*  
*A.I. Ipatov, M.I. Kremenetskij. Geofizicheskii i gidrodinamicheskii control razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov. – M.: NITS «Regulyarnaia i khaoticheskaja dinamika», 2006, 780 s.*
4. *Ю.П. Коротаев. Исследование и режимы эксплуатации скважин. – М.: ВНИИГазпром, 1991, 75 с.;*  
*Yu.P. Korotaev. Issledovanie i rezhimy ekspluatatsii skvazhin. – M.: VNIIEgazprom, 1991, 75 s.*
5. *С.А. Николаев, М.Н. Овчинников. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах // Акустический журнал, 1992, т.38, №1, с.114-118;*  
*S.A. Nikolaev, M.N. Ovchinnikov. Generatsiia zvuka filtratsionnym potokom v poristyykh sredakh // Akusticheskii zhurnal, 1992, t.38, №1, s.114-118.*
6. *Ю.М. Заславский. К теории акустической эмиссии при фильтрации газа частично флюидонасыщенной средой // Техническая акустика, 2005, т.5, №5;*  
*Yu.M. Zaslavskij. K teorii akusticheskoi emissii pri filtratsii gaza chastichno fluidonasyshchennoi sredoi // Tekhnicheskaja akustika, 2005, t.5, №5.*
7. *Ю.М. Заславский, В.Ю. Заславский. Исследование акустического излучения при фильтрации воздушного потока сквозь пористую среду // Акустический журнал, 2012, т. 58, №6, с.756-761.*

- Yu.M. Zaslavskij, V.Yu. Zaslavskij.* Issledovanie akusticheskogo izlucheniia pri filtratsii vozdushnogo potoka skvoz poristuiu sredu // *Akusticheskii zhurnal*, 2012, t.58, №6, s.756-761.
8. *D.A. DiCarlo, J.I.G. Cidoncha, C. Hickey.* Acoustic measurements of pore - scale displacements // *Geophys. Res. Lett.*, 2003, v.30, №17.
9. *А.И. Ипатов, А.В. Городнов, С.И. Ипатов, Н.Н. Марьенко, Л.П. Петров, С.П. Скопинцев.* Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при фильтрации флюидов в породах // *Геофизика*, 2004, №2, с.25-30;  
*A.I. Ipatov, A.V. Gorodnov, S.I. Ipatov, N.N. Marenko, L.P. Petrov, S.P. Skopintsev.* Issledovanie amplitudno-chastotnykh spektrov signalov akusticheskogo i elektromagnitnogo shuma pri filtratsii fluidov v porodakh // *Geofizika*, 2004, №2, s. 25-30.
10. *И.С. Метелёв, Е.А. Марфин, Р.Р. Гайфутдинов.* Применение спектральной шумометрии при исследовании физических свойств коллекторов нефти и газа // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016, 2016.  
*I.S. Metelev, E.A. Marfin, R.R. Gajfutdinov.* Primenenie spektralnoi shumometrii pri issledovanii fizicheskikh svoystv kollektorov nefti i gaza // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016, 2016.
11. *S.I. Sergeev, N.I. Ryzhikov, D.N. Mikhailov.* Laboratory investigation of sound induced by gas flow in porous media // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, v.172, p.654-661.
12. *M.A. Biot.* Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid - Saturated Porous Solid. I. Low - Frequency Range // *J. Acoust. Soc. Am.*, 1956, v.28, №2, p.168-178.
13. *В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов.* Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970, 339 с.;  
*V.N. Nikolaevskij, K.S. Basniev, A.T. Gorbunov, G.A. Zotov.* Mekhanika nasyshchennykh poristykh sred. – М.: Nedra, 1970, 339 s.
14. *B.D. Plyushchenkov, V.I. Turchaninov.* Acoustic Logging Modeling by Refined Biot's Equations // *Int. J. Mod. Phys. C.*, 2000, v.11, №2, p.365-397.
15. *D.L. Johnson.* Probing porous media with first and second sound. I. Dynamic permeability // *J. Appl. Phys.*, 1994, v.76, №1, p.104-114.
16. *J.H. Rosenbaum.* Synthetic microseismograms: logging in porous formations // *Geophysics*, 1974, v.39, №1, p.14-32.
17. *M. Batzle, Z. Wang.* Seismic properties of pore fluids // *Geophysics*, 1992, v.57, №11, p.1396-1408.
18. *J. Ballmann, G. Britten, I. Sofronov.* Time-accurate inlet and outlet conditions for unsteady transonic channel flow // *AIAA Journal*, 2002, v.40, №2, p.1745-1754.
19. *И.Л. Софронов.* О применении прозрачных граничных условий в задачах аэроакустики // *Матем. моделирование*, 2007, т.19, №8, с.105-112;  
*I.L. Sofronov.* O primenenii prozrachnykh granichnykh uslovii v zadachakh aeroakustiki // *Matem. modelirovanie*, 2007, t.19, №8, s.105-112.

Поступила в редакцию 25.09.18

После доработки 04.12.18

Принята к публикации 11.02.19