

ISSN: 2658–5782

Номер 3–4

2021

МНОГОФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ

mfs.uimech.org





Исследование собственных колебаний нефти в вертикальной скважине¹

Мамаева З.З., Рафикова Г.Р.

Институт механики им. Р.Р. Мавлютова УФИЦ РАН, Уфа

В нефтедобывающей промышленности важным аспектом при добыче углеводородов являются контроль за состоянием скважины и исследование прилегающей к ней призабойной зоны. С этой целью, применяются различные геофизические методы исследования скважин. Одним из таких методов является акустическая спектроскопия скважин, где по средствам возбуждения собственных колебаний жидкости могут быть исследованы характеристики скважины и пласта. В настоящей работе исследована задача о собственных колебаниях жидкости в вертикальной скважине, возникших вследствие резкого открытия или закрытия скважины. Для описания данного процесса построена математическая модель собственных колебаний столба жидкости в скважине, сообщаемой с пластом через проницаемые стенки открытого участка, с использованием уравнения сохранения масс и импульсов в области скважины, уравнения сохранения масс в области открытого участка скважины и уравнения фильтрации в пласте. С учетом начальных и граничных условий найдено аналитическое решение в виде стоячих волн для определения давления и скорости нефти в скважине. Показаны зависимости частоты колебаний, декремента и коэффициента затухания от проницаемости пласта, приведена динамика давления в скважине и рассмотрена амплитуда колебаний. Проведен сравнительный анализ изменения таких показателей, как частота колебаний, декремент и коэффициент затухания. Установлено влияние таких параметров, как длина призабойной зоны и коэффициент проницаемости, на характер изменения собственных колебаний флюида.

Ключевые слова: скважина, нефть, гидроудар, собственные колебания жидкости, частота колебаний, коэффициент и декремент затухания

1. Введение

Разработка нефтяных месторождений — это целый комплекс мер, ориентированных на извлечение максимального количества углеводородов из недр земли. Учитывая достаточно долгий срок эксплуатации большинства добывающих скважин, прослеживается снижение их продуктивности и возникает необходимость в проведении ремонтных работ. При этом прежде всего необходимо исследовать скважину и прилегающую к ней призабойную зону. Вследствие чего разрабатываются и применяются различные геофизические ме-

тоды исследования скважин (электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и др.) для технической оценки скважин [1, 2]. Одним из таких методов является акустическая спектроскопия, где по волновым характеристикам собственных колебаний столба жидкости в скважине возможно получить данные о состоянии скважины и призабойной зоны пласта. Колебания жидкости могут быть возбуждены путем гидроудара в стволе скважины. Отметим, что данная постановка задачи интересна в случае, когда процесс гидравлического удара возникает в реальных условиях при эксплуатации нефтяных скважин (например, при внезапной остановке насосов в ходе поломки). Математическая модель гидроудара в вертикальной скважине представлена в работе [3], где проведен сравнительный анализ полученных численных расчетов с экспериментальными данными

¹Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-11-00207.

из [4]. В статье [5] показано, как по характеристикам скважины и закачиваемой жидкости возможно определить параметры гидроудара в колонне насосно-компрессорной трубы (НКТ), возникшего при работе импульсных устройств. В [6] описана математическая модель гидроудара многофазного потока в скважине, проведен анализ влияния прекращения подачи газа и значения протяженности скважины на динамику давления в скважине. Моделирование процесса гидроудара также рассмотрено в работе [7], где описано возникновение гидроудара при проведении необходимых работ по устранению солейотложений и коррозии оборудования. В представленной задаче проанализированы собственные колебания жидкости в скважине, которые возникли вследствие резкого открытия или закрытия скважины, изучена динамика их распространения. Исследованы зависимости волновых характеристик от протяженности столба жидкости, коллекторских характеристик пласта, примыкающего к скважине.

2. Основные уравнения и постановка задачи

Рассмотрим вертикальную скважину, схема которой представлена на рис. 1, где ось z направлена вертикально вниз, а начало координат находится на верхней границе столба жидкости. В стволе скважины при гидроударе возникают собственные колебания столба жидкости. Полагаем, что течение жидкости в скважине находится в покое до начала отчета времени; на верхней границе течение столба жидкости ограничено тяжелой крышкой; длина призабойной зоны намного меньше длины закрытого участка скважины, следовательно, возмущение давления на этом участке однородно.

Запишем основные уравнения для решения данной задачи:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial w}{\partial t} = 0, \quad \rho_0 \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial z} = -\frac{2\sigma}{a_c}, \quad 0 < z < l, \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{\mu}{\sqrt{\pi v}} \int_{-\infty}^t \frac{1}{\sqrt{t-\tau}} \frac{\partial w}{\partial t} d\tau, \quad v = \frac{\mu}{\rho_0}, \quad \rho = \frac{P}{C^2},$$

$$\pi a^2 l_p \frac{\partial \rho_l}{\partial t} = \pi a_c^2 \rho_0 w_l - 2\pi a l_h \rho_0 u, \quad (2)$$

$$u = -\frac{k_p}{\mu} \left(\frac{\partial P_p}{\partial r} \right),$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial P_p}{\partial r} \right), \quad \chi = \frac{k_p \rho_0 C^2}{m_p \mu}, \quad (3)$$

$$l < z < l + l_p, \quad a < r < \infty,$$

где ρ — плотность жидкости; w — скорость; P — давление; σ — касательное напряжение в жидкости

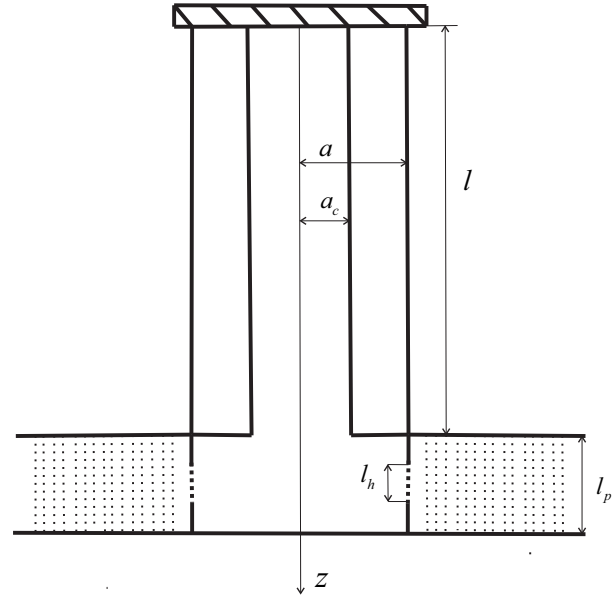


Рис. 1. Схема скважины, сообщающейся с пластом

на поверхности стенки скважины; μ , ν — динамическая и кинематическая вязкости; t — время; τ — шаг по времени; C — скорость звука в жидкости; a_c — радиус НКТ; a — радиус обсадной колонны скважины; l — протяженность скважины; l_p — протяженность призабойной зоны пласта; l_h — протяженность зоны перфорации; u — скорость фильтрации жидкости в окружающую среду через стенку открытого участка скважины; k_p — проницаемость призабойной зоны пласта; m_p — пористость пласта; r — радиальная координата призабойной зоны пласта; χ — коэффициент пьезопроводности. Индекс «0» соответствует невозмущенному состоянию. Нижние индексы: p — пористый пласт; f — жидкость; h — зона перфорации.

Система уравнений (1) включает уравнение сохранения массы жидкости в скважине и уравнение импульсов, записанные в линеаризованном приближении. Уравнение (2) описывает сохранения массы в призабойной зоне пласта. Выражение (3) является уравнением для упругого режима фильтрации в пласте вокруг скважины.

Запишем граничные условия для уравнений (1) и (3):

$$z = 0: w(t, 0) = 0; \quad z = l: P(t, l) = P_f(t), \quad (4)$$

$$w(t, l) = w_f(t),$$

$$r = a: P = P_f; \quad r \rightarrow \infty: P = 0, \quad (5)$$

где $P_f(t)$, $w_f(t)$ — неизвестные функции. Для определения данных функций необходимо использовать уравнение (2).

3. Аналитическое решение

Решение уравнений (1) будем искать в виде стоячей волны

$$P = A_p(z)e^{i\omega t}, \quad w = A_w(z)e^{i\omega t}, \quad (6)$$

где A_p — амплитуда колебаний давления в скважине; A_w — амплитуда колебаний скорости; $\omega = \Omega + i\delta$ — комплексная частота собственных колебаний, действительная часть Ω описывает период колебаний, а мнимая часть δ отвечает за интенсивность затухания.

Подставив (6) в систему уравнений (1), после некоторых преобразований получим

$$\begin{aligned} \rho_0 i\omega(1 + 2/b)A_w(z) + \frac{dA_p(z)}{dz} &= 0, \\ \frac{i\omega}{\rho_0 C^2}A_p(z) + \frac{dA_w(z)}{dz} &= 0, \end{aligned} \quad (7)$$

где $b = \sqrt{i\omega a_c^2/\nu}$.

Исключив $A_w(z)$ из уравнений (7), получим

$$\frac{d^2 A_p(z)}{dz^2} + k^2 \frac{dA_p(z)}{dz} = 0, \quad (8)$$

где $k^2 = (1 + 2/b)\omega^2/C^2$ — комплексное волновое число.

Общее решение уравнения (8) ищем в виде

$$A_p(z) = C_1 \sin(kz) + C_2 \cos(kz).$$

Найдем решение уравнения (8) и после некоторых преобразований получим выражения для параметров P_f и w_f при $z = l$:

$$P_f = C_2 \cos(kl)e^{i\omega t}, \quad w_f = \frac{C_2 k \sin(kl)}{i\omega \rho_0 (1 + 2/b)} e^{i\omega t}. \quad (9)$$

Для определения фильтрационного потока в пласте вокруг открытого участка нахождения градиента давления на стенке открытого участка скважины решение уравнения (3) с граничными условиями (5) будем искать в виде

$$P = A_p(r)e^{i\omega t}. \quad (10)$$

Подставив (10) в (3), получим

$$r^2 A_p''(r) + r A_p'(r) - q r A_p(r) = 0, \quad q = \sqrt{i\omega/\chi}. \quad (11)$$

Решение уравнения (11) будет иметь вид:

$$A_p(r) = A_p(a) \frac{K_0(rq)}{K_0(aq)}, \quad (12)$$

где $K_0(x) = \int_0^\infty e^{-xch\xi} d\xi$ — функция Макдональда нулевого порядка.

Подставляя (12) и (10) в (2) с учетом граничных условий и выражений (9), выполнив некоторые преобразования, получим трансцендентное уравнение для определения частоты ω :

$$\operatorname{tg}(kl) = \left(\frac{a}{a_c}\right)^2 l_p k \left(\frac{2 l_h m K_0'(aq)}{a l_p q^2 K_0(aq)} - 1\right).$$

4. Численные результаты

В расчетах вместо P будем использовать нормированное значение $P/A_p(0)$ при $C_2 = 1$:

$$P = \cos(kz)e^{i\omega t}.$$

Численные результаты получены в предположении, что в скважине находится нефть, с использованием следующих физических параметров: $\rho = 890$ кг/м³, $C = 1225$ м/с, $\mu = 20 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Для скважины и пласта принято: $a_c = 0.04$ м, $a = 0.1$ м, $l = 1500$ м, $l_h = 10$ м, $l_p = 20$ м, $m_p = 0.1$.

На рис. 2 приведена иллюстрация зависимостей собственной частоты Ω (а), коэффициента затухания δ (б) и декремента затухания (в), определяемого как $\Delta = (2\pi/\Omega)\delta$ от проницаемости пласта k_p при различных значениях протяженности призабойной зоны скважины l_p . Заметим, что при увеличении коэффициента проницаемости в диапазоне $10^{-15} \div 10^{-11}$ м² частота собственных колебаний заметно уменьшается, а именно: при $l_p = 20$ м на 11 %, при $l_p = 50$ м на 5 %, при $l_p = 100$ м на 3 %, соответственно увеличивается период колебаний. С ростом протяженности призабойной зоны пласта в данном диапазоне значений коэффициента проницаемости наблюдается уменьшение всех трех параметров (частоты, декремента и коэффициента затухания), что соответствует меньшему количеству колебаний и более медленному их затуханию. Видно, что для всех представленных параметров в диапазоне высоких проницаемостей $10^{-11} \div 10^{-9}$ м² влияние длины открытого участка на значения частот, коэффициента и декремента затухания незначительно.

На рис. 3 показана динамика давления датчиков, которые находятся в точках скважины 0 м (а), 750 м (б) и 1500 м (в) для различных коэффициентов проницаемости. Видно, что в случае значений проницаемости 10^{-12} и 10^{-10} м² затухание колебаний происходит быстрее и амплитуда колебаний уменьшается с увеличением глубины скважины. При значении проницаемости 10^{-14} м² самая низкая амплитуда колебаний наблюдается в точке 750 м, а в начале и в конце скважины — приблизительно равная амплитуда колебаний.

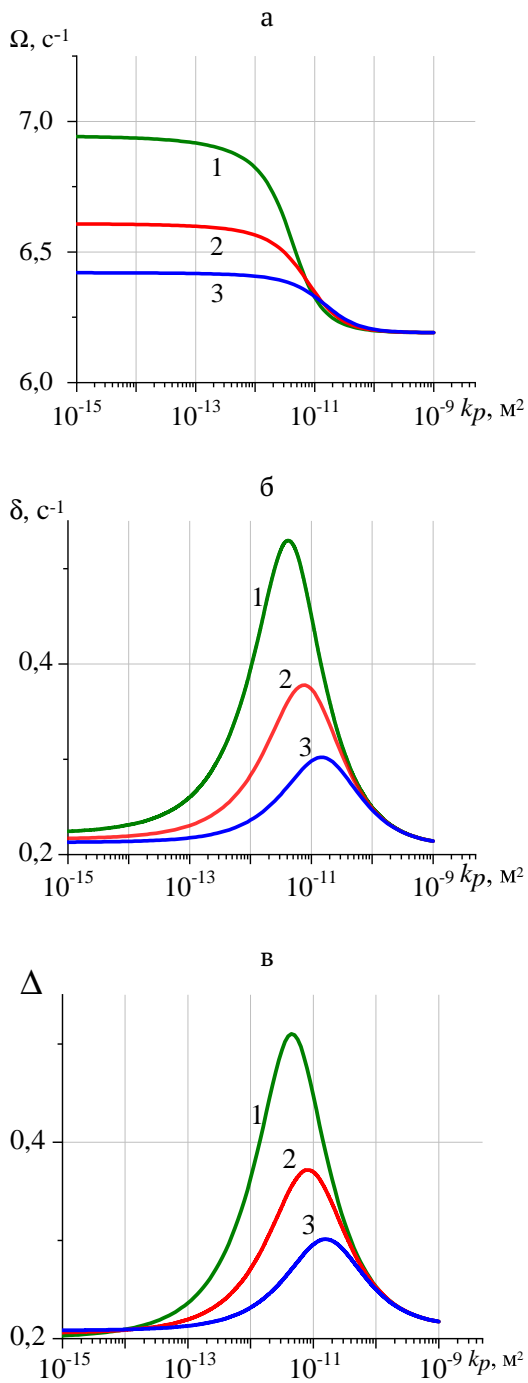


Рис. 2. Зависимость собственной частоты (а), коэффициента затухания (б), декремента затухания (в) от коэффициента проницаемости пласта при различных значениях протяженности призабойной зоны скважины: 1 – $l_p = 20$ м, 2 – 50 м, 3 – 100 м

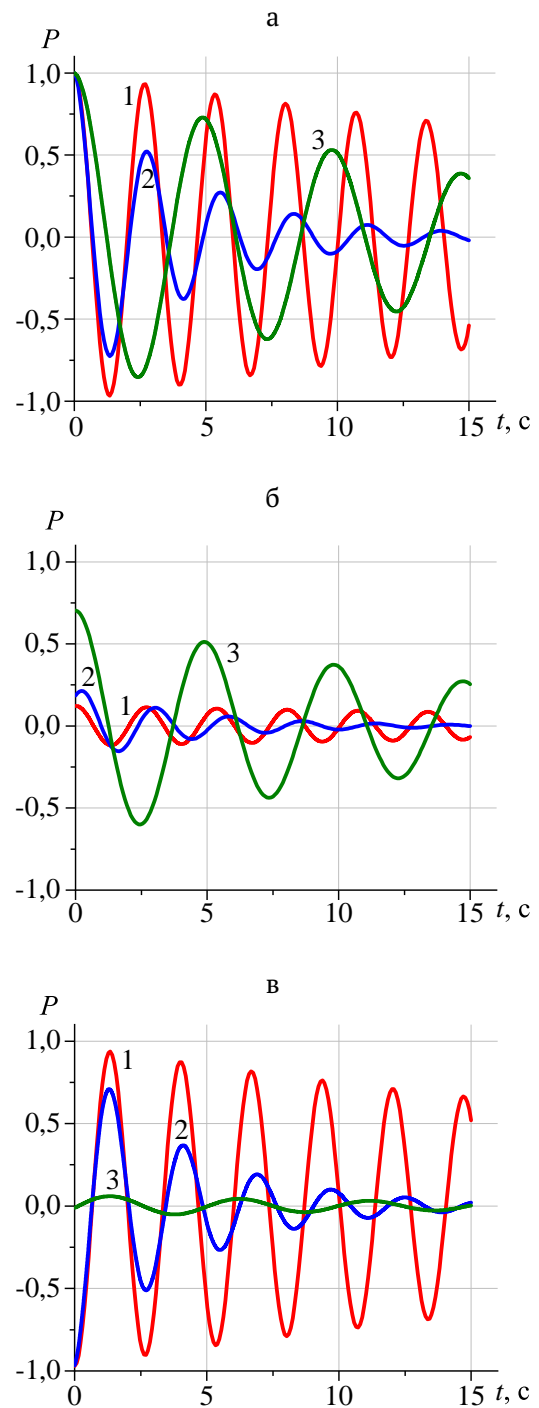


Рис. 3. Динамика давления в датчиках, расположенных в точках скважины 0 м (а), 750 м (б) и 1500 м (в) при различных значениях проницаемости пласта: 1 – $k_p = 10^{-14}$ m^2 , 2 – 10^{-12} m^2 , 3 – 10^{-10} m^2

На рис. 4 показаны распределения амплитуды колебаний давления столба жидкости (а), сдвига по фазе (б) по глубине скважины при различных значениях коэффициента проницаемости пласта. Видно, что самая высокая амплитуда достигается в начале и в конце скважины, примерно на глубине $z = 750$ м наблюдается самая маленькая амплитуда колебаний. В низкопроницаемых пластах сдвиг фаз колебаний наблюдается в диапазоне $0 \div \pi$. Для высоких проницаемостей сдвиг фаз происходит в диапазоне $0 \div \pi/2$.

На рис. 5 представлены зависимости собственной частоты (а), коэффициента затухания (б) и декремента затухания (в) от проницаемости пласта для воды [8] и нефти. Видно, что количество колебаний нефти примерно в 2 раза превышает число колебаний воды. Для коэффициента и декремента затухания получены немонотонные зависимости,

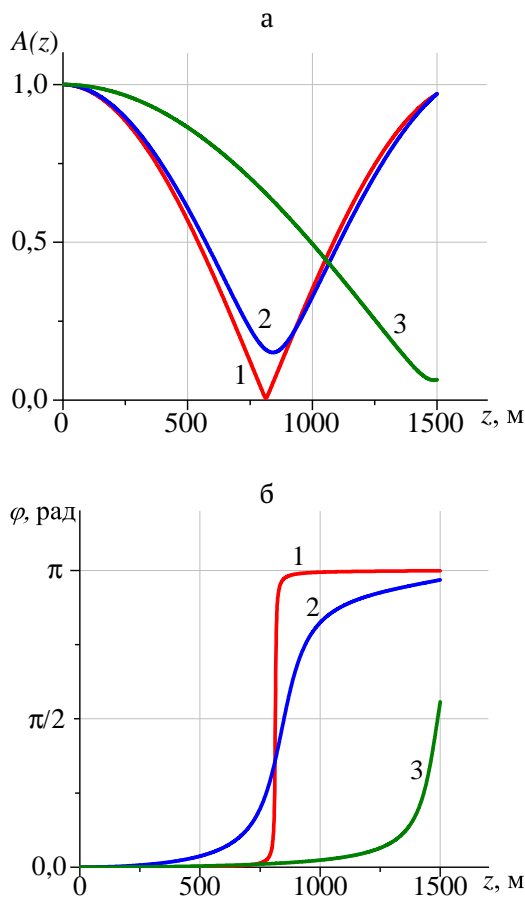


Рис. 4. Распределения амплитуды колебаний столба жидкости (а) и сдвига по фазе (б) по глубине скважины при различных значениях коэффициента проницаемостей: 1 – $k_p = 10^{-14}$ м², 2 – 10^{-12} м², 3 – 10^{-10} м²

сти, в пластах с низкой проницаемостью наблюдается более быстрое затухание колебаний воды, в высокопроницаемых пластах колебания нефти затухают интенсивнее.

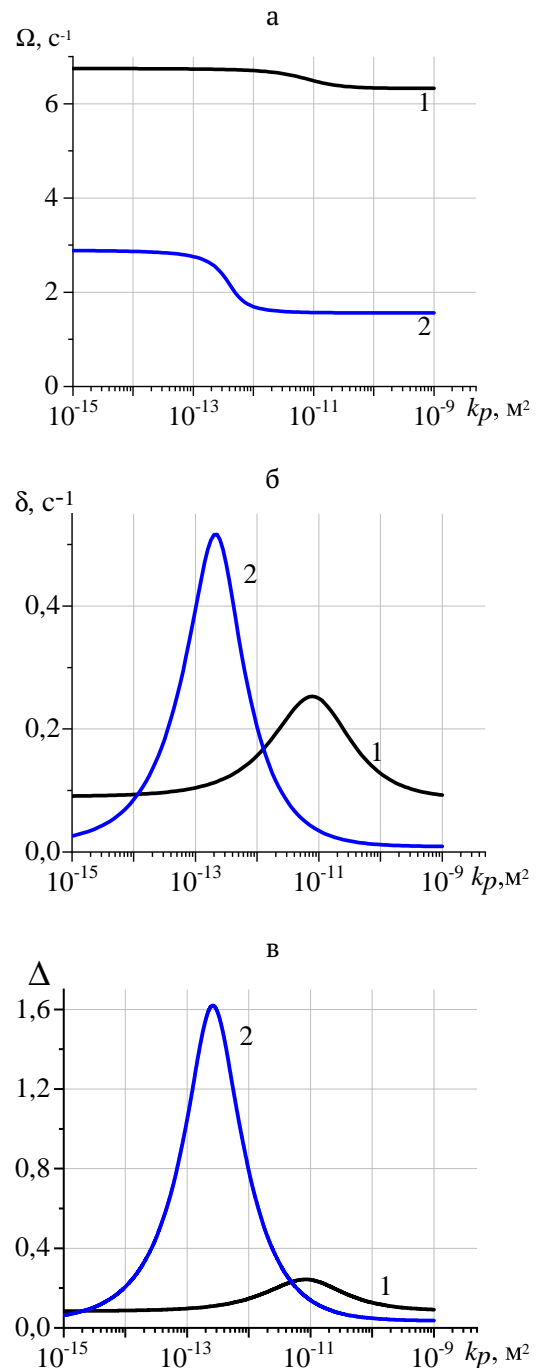


Рис. 5. Зависимость собственной частоты (а), коэффициента затухания (б), декремента затухания (в) от коэффициента проницаемости пласта для 1 – нефти, 2 – воды

5. Заключение

Выявлено, что изменение длины призабойной зоны скважины в основном влияет на собственные колебания жидкости при низких значениях проницаемости пласта, в диапазоне высоких проницаемостей изменения являются незначительными. Установлено, что на устье и забое скважины наблюдается самая высокая амплитуда колебаний, а самая маленькая амплитуда определена примерно на глубине $z = 750$ м. Сравнение таких показателей, как частота затухания, коэффициент и декремент затухания, при исследовании воды и нефти показали, что собственные колебания нефти затухают примерно в 2 раза быстрее в диапазоне проницаемостей $10^{-15} \div 10^{-9}$ м².

Список литературы

- [1] Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. Москва: Недрa, 1990. 398 с.
- [2] Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2004. 317 с.
- [3] Ляпидевский В.Ю., Неверов В.В., Кривцов А.М. Математическая модель гидроудара в вертикальной скважине // Сиб. электрон. матем. изв. 2018. № 15. С. 1687–1696. DOI: 10.33048/semi.2018.15.140
- [4] Wang X., Hovem K., Moos D., Quan Y. Water Hammer Effects on Water Injection Well Performance and Longevity // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. 2008. DOI: 10.2118/112282-MS
- [5] Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2014. № 1. С. 148–165. eLIBRARY ID: 22266850
- [6] Yu S., Wei J., Shuanggui L., Yingjie Yu C. Wellbore annulus water hammer pressure prediction based on transient multi-phase flow characteristics // Oil and Gas Science and Technology. 2019. Vol. 84 Pp. 1–107.
- [7] Людвиницкая А.Р., Шайдаков В.В., Драган Ф.В., Полетаева О.Ю. Насосные дозировочные системы для осложненных условий нефтедобычи // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7, № 2. С. 71–76. eLIBRARY ID: 17923747
- [8] Шагапов В.Ш., Башмаков Р.А., Рафикова Г.Р., Мамаева З.З. Затухающие собственные колебания жидкости в скважине, сообщающейся с пластом // Прикладная механика и техническая физика. 2020. Т. 61, № 4. С. 5–14. DOI: 10.15372/PMTF20200401
- [9] Горное дело: Терминологический словарь / ред. К. Н. Трубецкой, Д.Р. Каплунова. 5-е изд., перераб. и доп. Москва: Горная книга, 2016. 635 с.
- [10] Guoqing H., Kegang L., Siew H. K., Zhang Z. He, Ram K. T. Simulation of Multiphase Fluid-Hammer Effects During Well Startup and Shut-in // Oil and Gas Facilities. 2012. Vol. 6 Pp. 68–77. DOI: 10.2118/160049-MS
- [11] Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. Москва: Наука, 1986. 734 с.



Study of natural oscillations of oil in a vertical well

Mamaeva Z.Z., Rafikova G.R.

Mavlyutov Institute of Mechanics, UFRC RAS, Ufa, Russia

In the oil industry, an important aspect in the production of hydrocarbons is the control of the state of the well and the study of the near-wellbore zone adjacent to it. For this purpose, various geophysical well survey methods (GIS) are used. One of the methods of well logging is acoustic spectroscopy of wells, where the characteristics of the well and reservoir can be studied by means of excitation of natural oscillations of the fluid. In this paper, the problem of natural oscillations of a fluid in a vertical well, which arose as a result of a sharp opening or closing of the well, is investigated. To describe this process, a mathematical model of natural oscillations of the liquid column in the well, which communicates with the reservoir through the permeable walls of the open area, is constructed using the mass and momentum conservation equation in the well area, the mass conservation equation in the open area of the well, and the filtration equation in the reservoir. Taking into account the initial and boundary conditions, an analytical solution was found in the form of standing waves to determine the pressure and velocity of oil in the well. The dependences of the oscillation frequency, decrement and damping factor on the reservoir permeability are shown, the pressure dynamics in the well is given and the amplitude of the oscillations is considered. A comparative analysis of changes in such indicators as oscillation frequency, decrement and damping coefficient has been carried out. The influence of such parameters as the length of the bottomhole zone and the permeability coefficient on the nature of the change in the natural fluctuations of the fluid has been established.

Keywords: well, oil, water hammer, natural fluid vibrations, vibration frequency, damping coefficient and decrement

References

- [1] Gorbachev Yu.I. Well logging. Moscow: Nedra, 1990. 398 p. (in Russian).
- [2] Koskov V.N. Geophysical survey of wells: Textbook. allowance / Perm. state tech. un-t. Permian, 2004. 122 p. (in Russian).
- [3] Lyapidevsky V.Yu., Neverov V.V., Krivtsov A.M. Mathematical model of a hydraulic shock in a vertical well // Sib. electron. mat. Izv. 2018. Vol. 15. Pp. 1687–1696. (in Russian). DOI: 10.33048/semi.2018.15.140
- [4] Wang X., Hovem K., Moos D., Quan Y. Water Hammer Effects on Water Injection Well Performance and Longevity. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. 2008. DOI: 10.2118/112282-MS
- [5] Khabibullin M.Ya., Arslanov I.G. Parameters of the unsteady motion of the pumped fluid in the tubing string during the operation of impulse devices // Oil and gas business: electronic scientific journal. 2014. No. 1. Pp. 148–165. (in Russian). eLIBRARY ID: 22266850
- [6] Yu S., Wei J., Shuanggui L., Yingjie Yu C. Wellbore annulus water hammer pressure prediction based on transient multi-phase flow characteristics // Oil and Gas Science and Technology. 2019. V. 74, No. 84. Pp. 1–107. DOI: 10.2516/ogst/2019058
- [7] Lyudvinskaya A.R., Shaidakov V.V., Dragan F.V., Poletaeva O.Yu. Pump dosing systems for complicated oil production conditions // Oil and gas business. 2009. V. 7, No. 2. Pp. 71–76. (in Russian). eLIBRARY ID: 17923747
- [8] Shagapov V.Sh., Bashmakov R.A., Rafikova G.R., Mamaeva Z.Z. Damped natural vibrations of a fluid in a well communicating with the formation // Applied Mechanics and Technical Physics. 2020. V. 61, No. 4(362). Pp. 5–14. (in Russian). DOI: 10.15372/PMTF20200401
- [9] Mining: Terminological Dictionary / ed. K.N. Trubetskoy, D.R. Kaplunov. 5 th ed., Rev. and add. Moscow: Mountain Book, 2016. 635 p. (in Russian).
- [10] Guoqing H., Kegang L., Siew H.K., Zhang Z. He, Ram K. T. Simulation of Multiphase Fluid-Hammer Effects During Well Startup and Shut-in // Oil and Gas Facilities. 2013. No. 6 Pp. 68–77. DOI: 10.2118/160049-MS
- [11] Landau L.D., Lifshits E.M. Hydrodynamics. Moscow: Science, 1986. 736 p. (in Russian).