

ГЕОМЕХАНИКА

622.23.05, 532.685, 532.592

ДЕБИТ ФЛЮИДА ПРИ ГИДРОИМПУЛЬСНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Д. С. Евстигнеев¹, М. В. Курленя¹, В. И. Пеньковский², А. В. Савченко¹

¹Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,

E-mail: sav@eml.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

²Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН,

E-mail: penkov@hydro.nsc.ru, просп. Лаврентьева, 15, 630090, г. Новосибирск, Россия

Приведено решение задачи фильтрации нефти в продуктивном пласте с заданным и изменяющимся во времени перепадом давления между нагнетательной и добывающей скважиной. Определена зона капиллярного запираания нефти водой в призабойной зоне скважины. Предложен алгоритм расчета давления флюида на забой скважины по показаниям эхолота, установленного на устье скважины. Оценена зона проникновения колебаний давления в пласте и показано их влияние на увеличение дебита скважины.

Нефтяная залежь, импульсы давления, двухфазная фильтрация, призабойная зона

DOI: 10.15372/FTPRPI20190301

К снижению дебита нефтяных скважин в процессе разработки месторождения приводит капиллярное запираание пластовой воды нефтью в призабойной зоне добывающей скважины [1–4]. Изменение режима закачки воды в пласт не обеспечивает восстановление притока нефти, а способствует прорыву водной фазы в добывающую скважину и увеличению обводненности продукции. Несмотря на большой объем проводимых исследований по улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны добывающей скважины, проблема снижения притока нефти по-прежнему остается актуальной [5–10]. Проведение химической обработки зоны пласта вблизи скважины [5–7], повторной перфорации [10] увеличивает приток к скважине на непродолжительное время. Эффект капиллярного запираания воды вновь проявляется [11, 12], и дебит жидкости падает. Необходим выбор такого режима эксплуатации добывающей скважины, чтобы призабойная зона пласта была нейтрально смачиваемой [12, 13]. Этого можно достичь, создавая в скважине импульсы давления с поддержанием постоянной депрессии в течение всего периода эксплуатации. Знакопеременные импульсы давления можно создавать скважинным гидроимпульсным генератором и в течение 3 лет воздействовать на призабойную зону пласта с одновременной откачкой жидкости [14–17].

Промысловые испытания гидроимпульсного воздействия на призабойную зону скважины, проводимые на различных нефтяных месторождениях [14, 15], показали, что во время обработки высокообводненного участка продуктивного пласта приток увеличился, что подтверждалось ростом динамического уровня и забойного давления. Для настройки генератора необходимо определить параметры импульса давления, воздействующего на забой скважины и проникающего в пласт на максимальную глубину, для устранения эффекта капиллярного запираания воды и увеличения притока нефти. Провести прямое измерение давления после нанесения гидроудара на забой возможно, но не всегда технологически реализуемо, так как связано с необходимостью осуществления спускоподъемных работ. Поэтому изменение давления на забое оценивается косвенным методом с применением устьевого оборудования [14]. Имея информацию по вариациям скорости колебаний газа на устье скважины [17], можно определить изменение давления на глубине установки гидроударного генератора.

Волны давления, создаваемые резким прекращением отбора жидкости из скважины, распространяются на десятки метров, что подтверждено в работах по гидропрослушиванию в соседних скважинах [18–21]. Возникает необходимость определить границы зоны влияния колебаний, излучаемых гидроударной установкой, на продуктивный пласт и оценить величину дополнительного притока жидкости к скважине.

КАПИЛЛЯРНОЕ ЗАПИРАНИЕ ВОДОЙ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ

Рассмотрим осесимметричный установившийся приток воды, вытесняющий нефть из продуктивного пласта, к добывающей скважине с начальной водонасыщенностью $s = s_0$ в режиме капиллярного запираания воды в окрестности скважины. Начало системы координат совпадает с осью нагнетательной скважины $r = 0$, а батарея добывающих скважин находится на расстоянии $r = R$ от нее. Начальное распределение водонасыщенности $s = s_0$ и пластового давления $p = p_0$ заданы. Эволюцию распределений водонасыщенности и давления для установившегося потока при несмешивающейся фильтрации описывает система уравнений Маскета – Леверетта [22, 23]:

$$\begin{aligned} -m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} v_1 &= 0, & m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} v_2 &= 0, \\ v_1 &= -\frac{k}{\mu_1} k_1(s) \frac{\partial p_1}{\partial r}, & v_2 &= -\frac{k}{\mu_2} k_2(s) \frac{\partial p_2}{\partial r}, \\ \operatorname{div}(v_1 + v_2) &= 0, & p_1 &= p_2 + p_k(s), \end{aligned} \quad (1)$$

где индексами “1” обозначена нефть; “2” — вода; t — время; v — скорость фильтрации; k — абсолютная проницаемость пласта по газу; m — пористость; μ — динамическая вязкость; $p_k(s)$ — капиллярное давление; $k_1(s)$, $k_2(s)$ — относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, в общем случае определяются экспериментально.

На добывающих скважинах при $r = R$ давления в фазах одинаковы $p_2 = p_1$ и равны p_c , поэтому $s(R) = 0$. При установившемся режиме капиллярного запираания [16, 17, 22], когда водная фаза неподвижна $v_2 \equiv 0$, давление в ней постоянно и совпадает с давлением у стенки скважины:

$$p_2 \equiv p_c = p_k(s_0). \quad (2)$$

Систему уравнений (1) можно переписать в безразмерном виде:

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \frac{\partial}{\partial \tilde{t}} \begin{pmatrix} s \\ \tilde{p} \end{pmatrix} + \nabla \begin{pmatrix} K_1 \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \tilde{r}} + \varepsilon K_1 \varphi'(s) \frac{\partial s}{\partial \tilde{r}} \\ (K_1 + \mu_o K_2) \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \tilde{r}} + \varepsilon K_1 \varphi'(s) \frac{\partial s}{\partial \tilde{r}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (3)$$

в которой опущен индекс “2” для давления и приняты следующие аппроксимации [24]:

$$p_k(s) = p_{cb} S_e^{-\frac{1}{\lambda}}, \quad (4)$$

$$\varphi(s) = S_e(s)^{-\frac{1}{\lambda}}, \quad (5)$$

$$S_e(s) = \frac{s - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}, \quad (6)$$

$$p_k'(s) = p_k'^{\lambda} \varphi'(s), \quad (7)$$

$$p_k'^{\lambda} = \frac{P_{cb}}{\lambda(S_{wc} + S_{or} - 1)}, \quad (8)$$

$$K_1 = \frac{k}{\mu_1} k_1(s), \quad K_2 = \frac{k}{\mu_2} k_2(s), \quad (9)$$

а также безразмерные давление $\tilde{p} = p_2 / p_{\max}$, радиус $\tilde{r} = r / R$ и время $\tilde{t} = m k p_{\max} t / \mu_1 R$ (p_{\max} — давление на нагнетательной скважине, μ_1 — динамическая вязкость нефти).

Здесь использована модель Брукса–Кори для капиллярного давления (4)–(6) и относительных фазовых проницаемостей [24], в которых $S_e(s)$ — эффективное насыщение водой, S_{wc} — природная водонасыщенность, S_{or} — остаточная нефтенасыщенность, p_{cb} — давление входа в пустую пору, т. е. минимальное давление, необходимое для проникновения нефти в поровое пространство скелета породы.

Зададим начальные и граничные условия для нахождения распределения давления и водонасыщенности на момент прорыва воды в скважину. На отрезке $[0, R]$ водонасыщенность $s_0 = 0.25$, начальное давление водной фазы принято в виде линейной функции $p(r) = (p_c - 1)r + 1$.

На нагнетательной скважине $s(0, t) = 1 - S_{or}$, $p(0, t) = p_{\max}$, на добывающих скважинах $s(R, t) = s_0$, $p(R, t) = p_c$ ($S_{or} = 0.20$ — остаточная нефтенасыщенность; $s_0 = 0.25$ — начальная водонасыщенность; $p_{\max} = 17.7$ МПа — давление на нагнетательной скважине; $p_c = 14.2$ МПа — давление на забое).

Эффективная водонасыщенность S_e состоит из природной (пластовой) водонасыщенности $S_{wc} = 0.1$, остаточной нефтенасыщенности $S_{or} = 0.2$, а в функцию капиллярного давления $p_k(s)$ входит $p_{cb} = 1.068$ МПа и параметр модели, зависящий от распределения размера пор $\lambda = 2$ [24]. Кроме этого, заданы безразмерная вязкость $\mu_o = \mu_1 / \mu_2 = 2$, малый параметр $\varepsilon = 0.043$, пористость $m = 0.3$, абсолютная проницаемость $k = 10^{-12}$ м², вязкость нефти $\mu_1 = 0.002$ Па·с и расстояние между скважинами $R = 100$ м.

На рис. 1 показаны распределения водонасыщенности и давления в нефтяном пласте на момент прорыва воды в скважину $\tilde{t} = 5.1$, полученные численным решением методом конечных разностей [25] системы (3) и уравнений (4)–(9) с соответствующими начальными и граничными условиями. Время наступления прорыва водной фазы в скважину определялось по изменению угла наклона прямой остаточного содержания нефти в пласте (рис. 2). Согласно расчетам, радиус прискважинной зоны с капиллярно запертой водой не превышает 10 м.

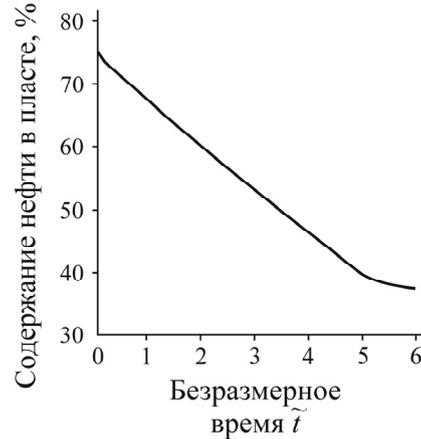
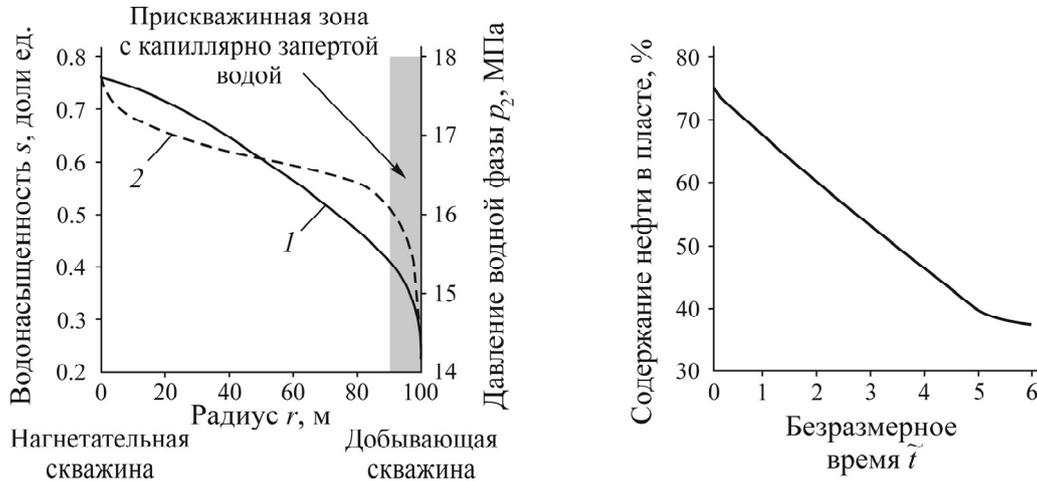


Рис. 1. Распределение водонасыщенности (1) и давления в нефтяном пласте (2) Рис. 2. Остаточное содержание нефти в пласте

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМУЩЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЙ СКВАЖИНЫ

Скважинный источник генерирует многократные высокочастотные импульсные воздействия непосредственно на призабойную зону продуктивного пласта в течение всего периода эксплуатации скважины. Принцип работы устройства заключается в создании в генераторе объема с пониженным давлением в подплунжерной камере по сравнению с затрубным пространством, при разгерметизации которой происходит заполнение внутреннего объема жидкостью под большим давлением [14]. Образующийся гидроудар распространяется по столбу жидкости в скважине и частично, через перфорационные каналы, уходит в продуктивный пласт. Волна разрежения распространяется вверх по трубе скважины и доходит до границы раздела “жидкость – газ”. Если из первой среды нормально к границе раздела двух сред падает плоская волна, то часть энергии переходит во вторую среду также в виде плоской волны, а часть отражается от границы раздела и идет обратно в первую среду (рис. 3). Коэффициент проникновения энергии при переходе из жидкости в газ составляет 0.0012, т. е. 0.9988 энергии падающей волны отражается от границы и только 0.0012 переходит в колебание газа [26].

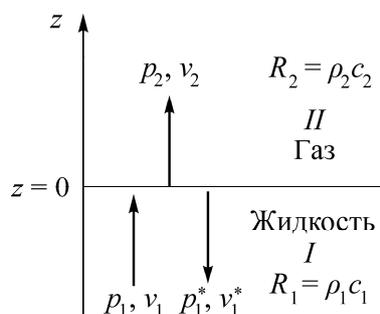


Рис. 3. Схема распространения волны возмущения между двумя средами

Следуя [26], обозначим удельное акустическое сопротивление жидкости $R_1 = \rho_1 c_1$ и газа $R_2 = \rho_2 c_2$. Поскольку $R_2 < R_1$, это означает, что газовая среда акустически “мягче”, чем жидкая, и фаза скорости частиц при отражении остается без изменения, в то время как давление меняет свою фазу на π .

На границе двух сред ($z = 0$) значения скорости и давления должны непрерывно переходить из одной среды в другую [26]:

$$\begin{cases} p_1 + p_1^* = p_2, \\ v_1 + v_1^* = v_2. \end{cases} \quad (10)$$

Возмущение давления и скорости частиц среды связаны соотношением $\Delta p = \pm \rho c \Delta v$, причем знак “+” соответствует прямой волне, а знак “-” — отраженной. Давление в падающей волне, распространяющейся по жидкости, $p_1 = \rho_1 c_1 v_1$, а в отраженной волне — $p_1^* = -\rho_1 c_1 v_1^*$, для газа $p_2 = \rho_2 c_2 v_2$. Подставляя эти выражения в граничное условие для скоростей и давлений (10), получим систему уравнений:

$$\begin{cases} \rho_1 c_1 (R_2) = \rho_2 c_2 v_2, \\ v_1 + v_1^* = v_2, \end{cases}$$

из которой найдем отношения скоростей и давлений при переходе волны из жидкости в газ:

$$\frac{v_1^*}{v_1} = \frac{R_1 - R_2}{R_1 + R_2}, \quad \frac{v_2}{v_1} = \frac{2R_1}{R_1 + R_2}, \quad (11)$$

$$\frac{p_1^*}{p_1} = -\frac{R_1 - R_2}{R_1 + R_2}, \quad \frac{p_2}{p_1} = \frac{2R_2}{R_1 + R_2}. \quad (12)$$

Определяющими уравнениями для распространения волны возмущения в жидкости будет закон сохранения массы [27, 28]:

$$\frac{S}{c_1^2} \frac{\partial p_1}{\partial t} + \nabla(S \rho_1 v_1) = 0, \quad \frac{1}{c_1^2} = \frac{1}{c_s^2} + \rho_1 \beta_s, \quad (15)$$

и закон сохранения импульса

$$\rho_1 \frac{\partial v_1}{\partial t} = -\nabla p_1 - f_D \frac{\rho_1}{2d} v_1 |v_1| + \rho_1 g, \quad (16)$$

где S — площадь живого сечения трубы; c_1 — скорость распространения волны гидроудара; c_s — скорость звука в жидкости; t — время; ρ_1 — плотность жидкости; v_1 — скорость частиц среды; β_s — коэффициент объемного сжатия стенок трубы скважины; d — внутренний диаметр трубы скважины; g — ускорение свободного падения; f_D — коэффициент трения Дарси [29]:

$$f_D = 8 \left[\left(\frac{8}{\text{Re}} \right)^{12} + (A + B)^{-\frac{3}{2}} \right]^{\frac{1}{12}},$$

$$A = \left[-2.457 \ln \left(\left(\frac{7}{\text{Re}} \right)^{0.9} + 0.27 \frac{e}{d} \right) \right]^{16}, \quad B = \left(\frac{37530}{\text{Re}} \right)^{16},$$

Re — число Рейнольдса; e — шероховатость стенок трубы.

Распространение волны возмущения в газе описывается законами сохранения массы и импульса, которые в акустическом приближении имеют вид [30, 31]:

$$\frac{S}{c_2^2} \frac{\partial p_2}{\partial t} + \nabla \left[S \rho_2 \left(v_2 + \frac{v_0}{\rho_2 c_2^2} p_2 \right) \right] = 0, \quad (17)$$

$$\begin{aligned} \rho_2 S \frac{\partial v_2}{\partial t} + \nabla \left(\beta S \frac{v_0^2}{c_2^2} p_2 + 2 \rho_2 S \beta v_0 v_2 \right) - v_0 \nabla \left[S \rho_2 \left(v_2 + \frac{v_0}{\rho_2 c_2^2} p_2 \right) \right] + \\ + S(\nabla p_2 + p_2 \beta_s \nabla p_0) + \tau l - SF = 0. \end{aligned} \quad (18)$$

В дополнение к обозначениям, принятым для уравнений (10), (15), (16), здесь введены: p_0 , v_0 — давление и скорость движения частиц газа до прихода волны; c_2 — скорость распространения волны в газе; ρ_2 — плотность газа; β — поправочный коэффициент для профиля потока газа; τ — сила трения газа о стенки трубы; l — длина окружности трубы; F — объемные силы.

Определим возмущение давления жидкости $\delta p(t)$ на забое в скважине по данным волновой формы и скорости прямой волны, распространяющейся по газу v_2 в период работы гидроударного генератора. Испытания гидроимпульсного влияния на нефтяные залежи проводились на месторождении ОАО “Татойлгаз” (г. Альметьевск) [17]. Для регистрации уровня звукового сигнала в газе, возникающего вследствие падения столба жидкости, использовался эхолот, входящий в комплекс КВАНТОР-4 мини [14].

В процессе решения задачи приняты следующие условия: добывающая скважина — вертикальная, заполнена водой; гидроударный генератор работает на глубине залегания продуктивного пласта; расстояние от устья до забоя скважины $L = 1575.5$ м; внутренний диаметр трубы скважины $d = 140$ мм; толщина стенки скважины 8 мм; динамический уровень воды 1400 м; плотность воды $\rho_1 = 998.2$ кг/м³; скорость звука в воде $c_s = 1481.4$ м/с; скорость распространения волны гидроудара $c_1 = 1362.3$ м/с; выше уровня воды, на протяжении 175.5 м до устья, скважина заполнена газом; плотность газа $\rho_2 = 1.2$ кг/м³; скорость звука в газе $c_2 = 300$ м/с; силой трения газа о стенки трубы и объемными силами пренебрежем $\tau = 0$, $F = 0$; шероховатость стенок трубы $e = 0.046$ мм; поправочный коэффициент для профиля потока газа $\beta = 1$.

Система уравнений, описывающая распространение волны возмущения в жидкости и газе, состоит из законов сохранения массы (15), (17) и импульса (16), (18). На границе “жидкость — газ” скорости и давления непрерывно переходят из одной среды в другую — (11), (12).

В начальный момент времени, до нанесения гидроудара на забой в скважине, среды неподвижны, т. е. $v_1(z, 0) = 0$, $v_2(z, 0) = 0$. Давление на забой равняется гидростатическому давлению столба жидкости $p_c = 14.2$ МПа.

После нанесения гидроудара возникает возмущающее давление $\delta p(t)$, которое в дополнение к гидростатическому давлению p_c определяет общее давление на забой $p_{зab}$. Поскольку рассматривается только возмущающее знакопеременное давление $\delta p(t)$, то в (15)–(18) дополнительно к принятым допущениям примем, что плотность жидкости и газа не меняется с глубиной, также в (16) не будем учитывать гравитационную составляющую $\rho_1 g = 0$. Скорость колебания частиц газа на устье скважины в произвольный момент времени $v_2(0, t)$ известна [17]. Необходимо подобрать такое возмущающее давление $\delta p(t) = p_1(L, t)$ на забое, чтобы расчет-

ная скорость колебаний частиц газа совпала с измеренной эхолотом на устье скважины скоростью $v_2(0, t)$. В качестве начального приближения воспользуемся формулой Жуковского для расчета гидроудара [27] $\Delta p = \pm \rho c \Delta v$ и соотношениями (11), (12) на границе “жидкость – газ”.

Результаты расчетов, полученные в ходе численного решения уравнений (11), (12), (15)–(18) методом конечных разностей для скорости колебаний газа за один период на устье скважины, приведены на рис. 4 [28]. Вариации знакопеременного давления $\delta p(t) = p_1(L, t)$, генерируемого гидроимпульсным источником на забое в скважине, показаны на рис. 5.

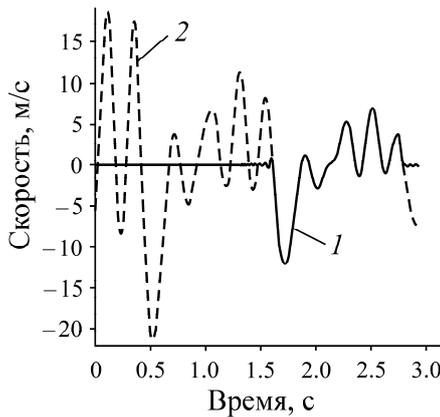


Рис. 4. Скорость колебаний газа на устье скважины после нанесения гидроудара: 1 — расчетная скорость в газе после прохождения прямой волны; 2 — скорость, измеренная эхолотом

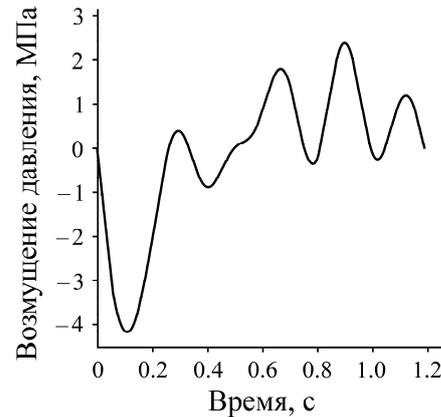


Рис. 5. Вариации знакопеременного давления, воздействующие на призабойную зону пласта после нанесения гидроудара

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ НА ФОНЕ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Рассмотрим поток однородной жидкости в продуктивном пласте с заданным перепадом давления $\Delta p = p_{\max} - p_c$ на нагнетательной p_{\max} и добывающей p_c скважинах. Для описания неустановившегося движения в пласте воспользуемся уравнением пьезопроводности, которое для плоскорадиального потока упругой жидкости в цилиндрической системе координат имеет вид

$$\frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2}, \quad (19)$$

где $\chi = k / (\mu \beta^*)$ — коэффициент пьезопроводности, k — проницаемость, μ — динамическая вязкость однородной жидкости, $\beta^* = m \beta_f + \beta_R$ — упругоёмкость, m — пористость, β_f , β_R — коэффициент объёмного сжатия жидкости и скелета горной породы [32, 33].

Уравнение (19) имеет частное решение для случая заданного дебита точечного стока Q_0 в бесконечном изотропном пласте [34–37]:

$$p(r, t) = p_{\max} - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k H} \left[-\text{Ei} \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (20)$$

$p(r, t)$ — давление в точке пласта на расстоянии r от скважины; Q_0 — постоянный дебит скважины; H — мощность нефтяного пласта; $\text{Ei}(x)$ — интегральная экспоненциальная функция [37]:

$$\text{Ei}(z) = \int_{-\infty}^z \frac{e^t}{t} dt, \quad |\arg(-z)| < \pi,$$

которая для вещественного аргумента $x > 0$ определяется равенством

$$\text{Ei}_1(x) = \frac{1}{2}[\text{Ei}(x+i0) + \text{Ei}(x-i0)] = \gamma + \ln x + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{x^k}{k!k}, \quad x > 0,$$

$\gamma \approx 0.577$ — постоянная Эйлера [37].

Определим начальное распределение давления в пласте. Начало системы координат совместим с осью добывающей скважины $r = 0$, а нагнетательную поместим на расстоянии $r = R$ от нее. Радиус обсадной трубы добывающей скважины $r_c = 0.07$ м. Для установившегося притока на нагнетательной скважине давление $p(R, t) = p_{\max} = 17.7$ МПа, а на добывающей $p(r_c, t) = p_c = 14.2$ МПа. Расстояние от добывающей до нагнетательной скважины $R = 100$ м. Подставим эти значения в уравнение:

$$\tilde{p}(r, t) = 1 - A[-\text{Ei}(B\tilde{r}^2)] \quad (21)$$

и определим константы $A = 0.0187$ и $B = 25.28$. В (21) введено безразмерное давление $\tilde{p}(r, t) = p(r, t) / p_{\max}$ и радиус $\tilde{r} = r / R$, $\tilde{r} \in [r_c / R, 1]$.

После нанесения гидроудара на забой в добывающей скважине к гидростатическому давлению p_c добавляется возмущающее знакопеременное давление $\delta p(t)$, волновая форма которого показана на рис. 5. Абсолютное значение давления на забое будет $p(R, t) = p_c + \delta p(t)$. На нагнетательной скважине давление максимальное $p(0, t) = p_{\max}$.

В уравнение пьезопроводности входит динамическая вязкость однородной жидкости, которую примем как средневзвешенное значение вязкостей воды и нефти:

$$\mu = s_1\mu_1 + s_2\mu_2. \quad (22)$$

Подставим в (22) вязкость нефти $\mu_1 = 0.002$ Па·с и воды $\mu_2 = 0.001$ Па·с для нефтенасыщенности $s_1 = 0.75$, водонасыщенности $s_2 = 0.25$ и определим вязкость однородной жидкости $\mu = 0.015$ Па·с, которую имеет продуктивный пласт до прорыва воды в добывающую скважину. Зададим коэффициенты объемного сжатия однородной жидкости $\beta_f = 5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па и скелета горной породы $\beta_R = 10^{-10}$ 1/Па. Приведем к безразмерному виду уравнение пьезопроводности (19), давление на нагнетательной и добывающей скважине, для чего введем безразмерное давление $\tilde{p} = p / p_{\max}$ и безразмерное время $\tilde{t} = R^2 t / \chi p_{\max}$ ($\chi = 2.29$ м²/с). На рис. 6 приведено распределение давления в пласте на моменты времени $t = 0, 0.11, 0.26, 0.67, 0.89$ с.

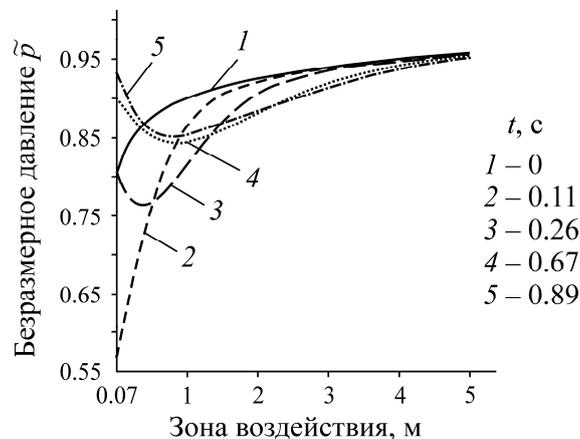


Рис. 6. Распределение давления в пласте на момент t

Скорость фильтрации потока однородной жидкости в пласте равна сумме скоростей нефти и воды при одинаковом давлении в каждой из фаз $p = p_1 = p_2$. Следовательно, по закону Дарси

$$v = -\sum_{i=1}^2 \frac{K_i}{\mu_i} \nabla p. \quad (23)$$

Рассчитаем скорость фильтрации потока за один период колебаний давления в скважине после нанесения гидроудара (рис. 7). Максимальная амплитуда скорости связана с максимальной депрессией на пласт. По положению максимальной амплитуды скорости в разные промежутки времени можно оценить скорость распространения волны возмущения в радиальном направлении от скважины. Построим поле скоростей потока и выделим на нем положение фронта максимальной скорости фильтрации (рис. 8). На линейном участке положение фронта возмущения r_f перемещается в пласт со скоростью $dr_f/dt = 7$ м/с, затем dr_f/dt стремится к нулю.

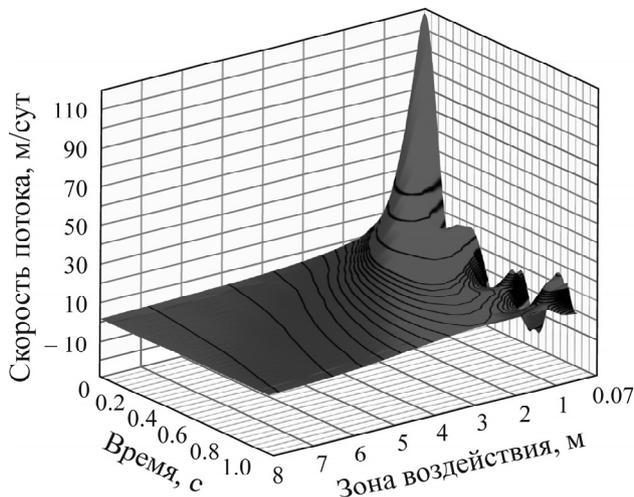


Рис. 7. Скорость фильтрации потока однородной жидкости в пласте после нанесения гидроудара

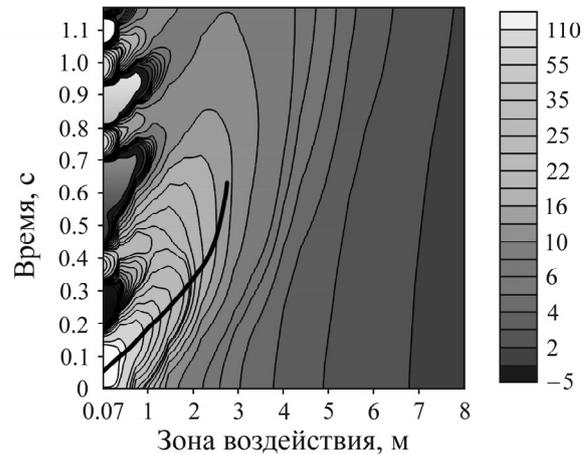


Рис. 8. Поле скорости фильтрации потока в призабойной зоне пласта

Вычислим среднюю скорость фильтрации потока за период 1.2 с в зависимости от зоны влияния вариаций на пласт и сравним эти значения с осредненными скоростями за тот же период в отсутствии внешнего воздействия (рис. 9) Сопоставляя два графика, получим, что зона проникновения колебаний в пласт в данном примере составляет 5 м. Максимальная вариация амплитуды колебаний на забое — 5.8 м/сут, второй максимум находится на расстоянии 2 м от забоя и составляет 2 м/сут. Таким образом, после воздействия импульсами давления на прискважинную зону продуктивного пласта скорость фильтрации относительно установившегося движения меняет свое направление из скважины в пласт и наоборот. Амплитуда колебаний скорости достигает сотен метров в сутки, но длительность импульса составляет 0.3 с. Осцилляции давления способствуют превращению прискважинной зоны в нейтрально смачиваемую. Эффект капиллярного запираания нефти водой устраняется, прискважинная зона очищается от тампонирующей воды, и нефть поступает в скважину.

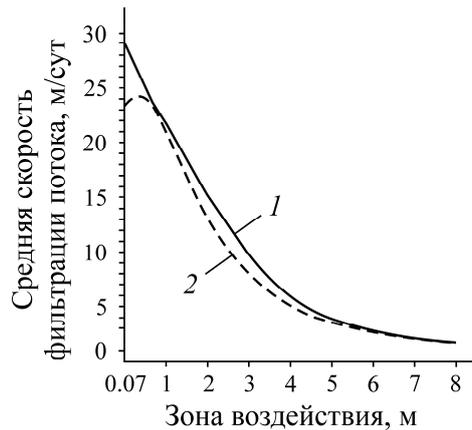


Рис. 9. Средняя скорость общего потока воды и нефти в прискважинной зоне продуктивного пласта: 1 — с учетом гидроимпульсного воздействия на пласт; 2 — в отсутствии колебаний

Обозначим эффективную мощность пласта на забое скважины H . Генератор импульсов устанавливается на забой и воздействует на пласт на участке $h < H$. Примем $h = 1$ м, радиус скважины $r_c = 0.07$ м, тогда дебит жидкости Q , прошедшей через площадь фильтрации $F = 2\pi r_c h$, согласно линейному закону Дарси будет

$$Q = Fv = -2\pi r_c h k \left(\frac{k_1(s)}{\mu_1} + \frac{k_2(s)}{\mu_2} \right) \nabla p. \tag{24}$$

На рис. 10 приведен дебит жидкости, поступающий в скважину при гидроимпульсном воздействии на забой. Определим приращение дебита жидкости в призабойной зоне пласта, для этого разность средних скоростей фильтрации потока умножим на соответствующие площади фильтрации $F_i = 2\pi r_i h$ ($r_i = 0.07 - 8.0$ м). На рис. 11 показано распределение приращения дебитов жидкости в прискважинной зоне пласта.

Периодическая смена направления вектора скорости фильтрации приводит к увеличению притока флюида к добывающей скважине, и суммарный прирост дебита жидкости в прискважинной зоне достигает $265 \text{ м}^3/\text{сут}$ за один период гидроудара.

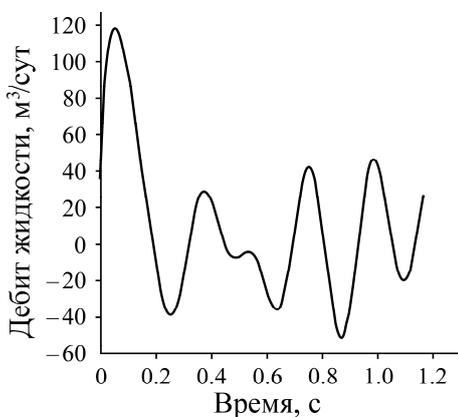


Рис. 10. Дебит жидкости на участке пласта при гидроимпульсном воздействии

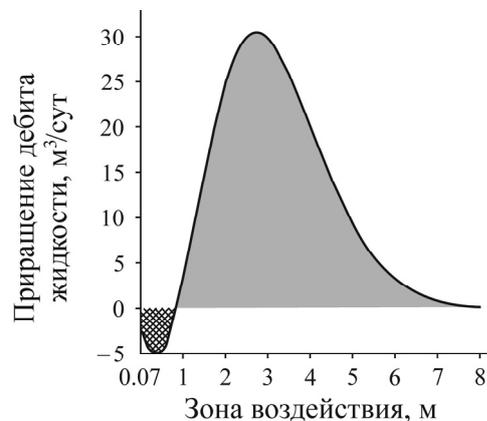


Рис. 11. Увеличение дебита флюида в прискважинной зоне пласта

ВЫВОДЫ

Предложен алгоритм определения изменения давления на забой скважины по колебанию давления в газе на устье с учетом прохождения волны через границу двух сред “жидкость – газ”

Определена прискважинная зона с капиллярно запертой водой, поступающей в скважину из продуктивного пласта, которая для месторождения ОАО “Татойлгаз” (г. Альметьевск) не превышает 10 м. Максимальная амплитуда колебаний давления жидкости в скважине при гидроимпульсном воздействии на забой достигает 1/3 от гидростатического давления. Период затухающих колебаний зависит от динамического уровня и плотности жидкости в скважине и составляет 1.2 с. Депрессионное воздействие на призабойную зону пласта порождает в ней волны давления пластового флюида, распространяющиеся вглубь до 5 м от забоя, что увеличивает скорость притока флюида к скважине на 2 м/сут и приводит к увеличению общего дебита.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Иванников В. И.** Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 4. — С. 56–60.
2. **Насыбуллин А. В., Войкин В. Ф.** К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения // Георесурсы. — 2015. — Т. 2. — № 4 (63). — С. 35–38.
3. **Дьячук И. А.** Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводненных скважин // Георесурсы. — 2015. — № 1 (60). — С. 70–78.
4. **Ерофеев А. А., Мордвинов В. А.** Изменение свойств призабойной зоны скважины в процессе разработки Бобриковской залежи Уньвинского месторождения // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2012. — С. 57–62.
5. **Сулейманов Б. А., Байрамов М. М., Мамедов М. Р.** Планирование проведения кислотных обработок в горизонтальных скважинах // Нефтепромысловое дело. — 2004. — № 9. — С. 45–48.
6. **Сырьев В. И., Янукян А. П.** Применение кислотных обработок скважины для интенсификации добычи нефти // Современные условия взаимодействия науки и техники: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. — 2017. — Т. 3. — С. 219–221.
7. **Карпов А. А.** Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2005. — 23 с.
8. **Ковалева Л. А., Зиннатуллин Р. Р., Шайхисламов Р. Р.** К исследованию влияния температуры обработки на конечную вязкость нефтяных сред // Теплофизика высоких температур. — 2010. — Т. 48. — № 5. — С. 796–798.
9. **Гуськова И. А., Гумерова Д. М.** Реологические исследования влияния термического воздействия на свойства нефти и промышленных водонефтяных эмульсий // Газовая пром-сть. — 2014. — № S708. — С. 104–106.
10. **Harris M. H.** The effect of perforating on well productivity, J. of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, No. 4. — P. 518–528.
11. **Хижняк Г. П., Амиров А. М., Мошева А. М., Мелехин С. В., Чижов Д. Б.** Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2013. — № 6. — С. 54–63.
12. **Morrow N. R.** Wettability and its effect in on oil recovery, J. of Petroleum Technology, 1990, Vol. 42, No. 12. — P. 1476–1484.
13. **Pen'kovskii V. I. and Korsakova N. K.** Effect of wave action on near-well zone cleaning, J. Phys., Conf. Ser., 2017, Vol. 894. — Paper 012072.
14. **Савченко А. В.** Совершенствование скважинной технологии гидроимпульсного воздействия на горные породы при добыче полезных ископаемых: дис. ... канд. техн. наук. — Новосибирск, 2009. — 130 с.

15. **Чередников Е. Н., Савченко А. В.** Скважинные гидроударные системы для сейсмического воздействия на продуктивные пласты // ГИАБ. — 2011. — № 8. — С. 362–368.
16. **Pen'kovsky V. I., Korsakova N. K., Simonov B. F., and Savchenko A. V.** Residual oil pockets and their stimulation in productive formations, *J. of Min. Sci.*, 2012, Vol. 48, No. 5. — P. 803–811.
17. **Kurlenya M. V., Pen'kovsky V. I., Savchenko A. V., Evstigneev D. S., and Korsakova N. K.** Development of method for stimulating oil inflow to the well during field exploitation, *J. of Min. Sci.*, 2018, Vol. 54, No. 3. — P. 414–422.
18. **Роберт Эрлагер мл.** Гидродинамические методы исследования скважин. — Ижевск: АНО “Ин-т комп. исследований”, 2006. — 511 с.
19. **Трусов А. В., Овчинников М. Н., Марфин Е. А.** Особенности распространения и характеристики фильтрационных волн давления при использовании локально-неравновесных моделей // Георесурсы. — 2012. — № 4 (46). — С. 44–48.
20. **Бузинов С. Н., Умрихин И. Д.** Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. — М.: Недра, 1964. — 273 с.
21. **Овчинников М. Н.** Интерпретация результатов исследований пластов методом фильтрационных волн давления. — Казань: Новое знание, 2003. — 84 с.
22. **Данаев Н. Т., Корсакова Н. К., Пеньковский В. И.** Многофазная фильтрация и электромагнитное зондирование скважин. — Алматы: Эверо, 2014. — 215 с.
23. **Rainer H.** Multiphase flow and transport processes in the subsurface: a contribution to the modeling of hydrosystems, Springer, 1997. — 367 p.
24. **Brooks R. H. and Corey A. T.** Hydraulic properties of porous media, Hydrology Paper No. 3, Colorado, Colorado State University, 1964. — 30 p.
25. **Евстигнеев Д. С.** Применение метода адаптивных разностных сеток к задаче двухфазной фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2017. — Т. 2. — № 2. — С. 336–341.
26. **Ржевкин С. Н.** Курс лекций по теории звука. — М.: МГУ, 1960. — 335 с.
27. **Mohamed S. Ghidaoui, Ming Zhao, Duncan A. McInnis, and David H. Axworthy** A review of water hammer theory and practice, *Applied Mechanics Reviews*, 2005, Vol. 58, No. 1. — P. 49–76.
28. **Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н.** Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы. — М.: МАКС Пресс, 2007. — 695 с.
29. **Churchill S. W.** Friction factor equation spans all fluid-flow regimes, *Chem. Eng.*, 1997, Vol. 84, No. 24. — P. 91–92.
30. **Blackstock D. T.** Fundamentals of physical acoustics, John Wiley & Sons, 2000. — 568 p.
31. **Pierce A. D.** Acoustics: an introduction to its physical principles and applications, Springer Int. Publishing, Ed. 3, 2019. — 768 p.
32. **Полубаринова-Кочина П. Я.** Теория движения грунтовых вод. — М.: Наука, 1977. — 664 с.
33. **Щелкачев В. Н.** Избранные труды. — М.: Недра, 1990. — Т. 1. — 339 с.
34. **Щелкачев В. Н.** Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. — М.: Гостопиздат, 1959. — 357 с.
35. **Чарный И. А.** Расчет дебита несовершенной скважины перед прорывом подошвенной воды или верхнего газа // ДАН СССР. — 1953. — Т. 92. — № 1. — С. 17–20.
36. **Мищенко И. Т.** Скважинная добыча нефти. — М.: “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. — 816 с.
37. **Лебедев Н. Н.** Специальные функции и их приложения. — СПб.: Лань, 2010. — 368 с.

Поступила в редакцию 20/V 2019

После доработки 20/V 2019

Принята к публикации 28/V 2019