

УДК 532.546:537.868

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТЕ ПРИ ВЫСОКОЧАСТОТНОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

© 2024 г. А. Я. Давлетбаев*, Л. А. Ковалева**, З. С. Мухаметова***

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

*E-mail: DavletbaevAY@rambler.ru

**E-mail: liana-kovaleva@yandex.ru

***E-mail: MuchametovaZ@mail.ru

Поступила в редакцию 10.01.2024 г.

После доработки 31.07.2024 г.

Принята к публикации 08.10.2024 г.

Представлены результаты численного моделирования добычи высоковязкой жидкости из низкопроницаемого пласта к вертикальной скважине при высокочастотном электромагнитном воздействии. В задаче учитывается эффект нелинейной фильтрации жидкости в продуктивном пласте с помощью зависимости коэффициента эффективной проницаемости от градиента давления. Определено влияние электромагнитного воздействия на величину притока жидкости к скважине, значений предельного градиента давления, мощности излучателя электромагнитных волн, перепада давления между скважиной и пластом на динамику величины притока жидкости и изменение температуры в скважине.

DOI: 10.31857/S0040364424050116

ВВЕДЕНИЕ

Высокая вязкость нефти значительно ухудшает фильтрацию флюида в пласте и приводит к низким дебитам скважины. Добыча высоковязкой нефти из продуктивных пластов может осуществляться с отклонением от линейного закона фильтрации Дарси [1–3]. Лабораторные фильтрационные исследования кернов с проницаемостью менее 0.001 мкм² свидетельствуют о наличии нелинейной фильтрации в низкопроницаемых пластах [4–12]. В работе [6] показано, что эффективная проницаемость коллектора при фильтрации нефти может уменьшаться на несколько порядков и существенно снижаться при градиентах давления менее 0.5 МПа/м. По результатам этих лабораторных исследований предложены аппроксимирующие зависимости эффективной проницаемости от градиента давления [8]. Кроме того, при моделировании в гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» исследовано влияние нелинейной фильтрации на темпы падения величины притока жидкости в скважинах [9] и рассчитаны эффективные радиусы дренирования вокруг добывающих скважин [10]. Влияние нелинейной фильтрации на рас-

пределение давления в пласте и динамику величины притока жидкости в скважине представлено в [10–13].

Залежи высоковязких, битумных нефтей или нефтематеринских пород характеризуются низкой подвижностью флюида, поэтому при моделировании добычи жидкости из таких пластов необходимо учитывать эффект нелинейной фильтрации [1–13]. В случае фильтрации высоковязких жидкостей важно повысить подвижность пластовой системы, что обычно достигается с помощью тепловых методов. В данной работе изучается процесс добычи жидкости из продуктивного пласта с низкой подвижностью к вертикальной скважине при тепловом воздействии, созданном применением высокочастотного (ВЧ) электромагнитного (ЭМ) излучения [14–17]. Преимущество ВЧЭМ-воздействия на пласт в сравнении с другими термическими методами связано с возникновением в продуктивном пласте объемных источников тепла и большим радиусом теплового воздействия.

Целью работы является исследование процессов теплопереноса в низкопроницаемом пласте с учетом нелинейной фильтрации

при добыче высоковязкой нефти с использованием высокочастотного электромагнитного воздействия.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Рассматривается процесс добычи высоковязкой жидкости к вертикальной скважине при воздействии ВЧЭМ-поля на околоскважинную зону продуктивного пласта. Неизотермическая фильтрация высоковязкой нефти в анизотропном пласте с замкнутыми границами описывается уравнением пьезопроводности с учетом термического расширения, изменения вязкости жидкости от температуры [17] и зависимости эффективной проницаемости от градиента давления [2], а также уравнением конвективной теплопроводности с учетом адиабатического эффекта [18] при задании плотностей распределения источников тепла в пласте за счет диссипации энергии электромагнитного излучения [13, 19–22]:

$$\Phi_m \beta_{mt} \left(\frac{\partial P_m}{\partial t} - \frac{\delta_o}{\beta_o} \frac{\partial T_m}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{mx}}{\mu_o} a(G) \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_{my}}{\mu_o} a(G) \frac{\partial P_m}{\partial y} \right), \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \alpha_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial t} - \Phi_m \eta_o \rho_o c_o \frac{\partial P_m}{\partial t} = \\ = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{mtx} \frac{\partial T_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{mty} \frac{\partial T_m}{\partial y} \right) - \\ - \rho_o c_o \left(v_{mx} \frac{\partial T_m}{\partial x} + v_{my} \frac{\partial T_m}{\partial y} \right) + f^{(E)}. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь $a(G)$ – безразмерный коэффициент, учитывающий нелинейную фильтрацию [2]; Φ_m , k_{mx} , k_{my} – пористость и проницаемость анизотропного продуктивного пласта; β_{mt} – общая сжимаемость системы в пласте; ρ_o – плотность нефти; c_o – удельная теплоемкость нефти; δ_o – коэффициент термического расширения нефти; η_o – показатель адиабаты нефти; α_{mt} , λ_{mtx} , λ_{mty} – объемная теплоемкость и теплопроводность в анизотропном пласте; $f^{(E)}$ – плотность источников тепла; P_m , T_m – давление и температура в пласте; нижние индексы: m – пласт (матрица); o – нефть; t – общий параметр системы; x , y – оси координат x и y .

Проявление нелинейной фильтрации жидкости в пласте учитывается в зависимости коэффициента эффективной проницаемости от градиента давления [2]:

$$a(G) = 1 - \frac{G_i}{G} \left(1 - \exp \left(-\frac{G_i}{G} \right) \right), \quad (3)$$

где $G = \left| \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|$ – градиент давления, G_i – начальный (предельный) градиент давления.

При выводе уравнений (1), (2) учитывалось, что скорость фильтрации жидкости в продуктивном пласте описывается модифицированным законом Дарси

$$v_{mx} = \frac{k_{mx}}{\mu_o} a(G) \frac{\partial P_m}{\partial x}, \quad v_{my} = \frac{k_{my}}{\mu_o} a(G) \frac{\partial P_m}{\partial y}. \quad (4)$$

Вязкость нефти зависит от температуры и описывается выражением [21, 23, 24]

$$\mu_o = \mu_{oi} \exp(-\gamma_o(T - T_i)), \quad (5)$$

где μ_{oi} – вязкость жидкости при начальной температуре T_i ; γ_o – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вязкость пластовой жидкости; T_i – начальная пластовая температура.

Благодаря энергетическому взаимодействию ЭМ-волн с пластовой жидкостью и пластом в околоскважинной области возникают источники тепла, описываемые выражением [19]

$$f^{(E)} = 2J\alpha_d \frac{r_d}{r} \exp(-2\alpha_d(r - r_d)). \quad (6)$$

Здесь $r = \sqrt{x^2 + y^2}$ – цилиндрическая координата, r_d – радиус излучателя, α_d – коэффициент затухания электромагнитных волн, $J = N_e / S_d$ – интенсивность излучателя ЭМ-волн, N_g и N_e – мощность генератора и излучателя ЭМ-волн [25]; индексы: w – скважина, d – затухание ЭМ-волн, g – генератор электромагнитных волн, e – излучатель электромагнитных волн, i – начальное значение.

В данной работе учитывается ВЧЭМ-воздействие, сопровождающееся возникновением тепловых источников тепла только в нефтенасыщенной продуктивной части пласта, а в окружающих непродуктивных породах поглощения ВЧЭМ-волн практически не происходит. Термическое воздействие на пласт может быть реализовано путем спуска в интервал продуктивного пласта системы с ВЧ-генератором [26] и передачи ВЧ-энергии от наземного генератора к забойному излучателю по коаксиальной системе насосно-компрессорных труб и обсадной колонны скважины [20]. При этом часть ствола скважины в интервале продуктивного пласта может состоять из полимерных труб или ствол скважины может быть не обсажен металлическими трубами в интервале пласта [20, 27, 28]. Предполагается, что генератор вместе с закрепленной антенной-излучателем спущен в забой скважины, а излучатель находится на уровне продуктивного пласта, поэтому потерями в системе «генератор–излучатель» можно прене-

брежь, и мощность излучателя равна мощности генератора ЭМ-волн $N_e = N_g$.

При моделировании добычи с одновременным ВЧЭМ-воздействием показано, что адиабатическим эффектом можно пренебречь [29], поэтому полагается $\eta_o = 0$. В большинстве случаев продуктивные пласты анизотропные, но для упрощения задачи фильтрационные и теплофизические свойства во всех направлениях распространения считаются одинаковыми: $k_{m_x} = k_{m_y} = k_m$ и $\lambda_{m_{tx}} = \lambda_{m_{ty}} = \lambda_{m_t}$. В данной задаче полагается, что вертикальная теплопроводность существенно меньше горизонтальной, а вклад кондуктивной вертикальной передачи тепла в окружающие породы во много раз меньше конвективного переноса и потока тепла из-за возникновения объемных тепловых источников при ЭМ-воздействии в нефтенасыщенном продуктивном пласте [14]. Теплопотери в окружающие породы не учитывались.

ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ И ЭТАПЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В начальный момент времени до запуска скважины и начала теплового воздействия в системе «скважина — продуктивный пласт» заданы постоянные начальные пластовые давление и температура:

$$P_m|_{t=0} = P_i, \quad T_m|_{t=0} = T_i. \quad (7)$$

При добыче жидкости с низкой подвижностью флюидов происходит локальное изменение давления на небольших расстояниях от скважины [10], поэтому принимается, что скважина находится в замкнутом пласте. В силу симметричности геометрии задачи считается, что вертикальная скважина является началом координат и находится в середине прямоугольного пласта, и рассматривается 1/4 геометрии задачи. Вдоль осей координат Ox и Oy , которые пересекаются в вертикальной скважине, заданы условия симметрии по давлению и температуре:

$$\begin{aligned} \left. \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|_{x=0} &= 0, & \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=0} &= 0, \\ \left. \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|_{x=L_x} &= 0, & \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=L_y} &= 0; \\ \left. \frac{\partial T_m}{\partial x} \right|_{x=0} &= 0, & \left. \frac{\partial T_m}{\partial y} \right|_{y=0} &= 0, \\ \left. \frac{\partial T_m}{\partial x} \right|_{x=L_x} &= 0, & \left. \frac{\partial T_m}{\partial y} \right|_{y=L_y} &= 0. \end{aligned} \quad (8)$$

В забое скважины при осуществлении добычи пластовой жидкости поддерживается постоянное давление

$$P_m|_{x=0, y=0} = P_i - \Delta P. \quad (9)$$

Величина притока жидкости в скважину рассчитывается по выражению

$$\begin{aligned} & \frac{k_{m_x}}{\mu_o} a(G) \left. \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|_{x=x_w/2} + \\ & + \frac{k_{m_y}}{\mu_o} a(G) \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=y_w/2} = \frac{q B_o}{4h}, \end{aligned} \quad (10)$$

где q — величина притока жидкости в скважину, м³/сут; B_o — коэффициент объемного расширения жидкости; h — высота продуктивного пласта.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННЫХ РАСЧЕТОВ

Система уравнений (1), (2) с дополнительными выражениями (3)—(6) и граничными условиями (7)—(10) решалась конечно-разностным методом с использованием итеративной схемы Ньютона. В расчетах использовалась неравномерная прямоугольная разностная сетка с распределенными узлами и сгущением возле скважины. Тестирование численной модели проведено для количества ячеек (120×120) при изотермической фильтрации жидкости по линейному закону Дарси и добыче жидкости посредством вертикальной скважины из однородного изотропного пласта. Результаты численного расчета удовлетворительно согласуются с численно-аналитическим решением для модели вертикальной скважины с замкнутыми границами пласта, реализованным в программном комплексе «РН-ВЕГА» [29].

В вертикальной скважине осуществлено моделирование теплового воздействия, которое состоит из нескольких этапов: первый и третий — «холодная» добыча без ВЧЭМ-воздействия ($N_g = 0$) при постоянном забойном давлении в скважине; второй этап — добыча жидкости в скважине осуществляется при тепловом ЭМ-воздействии ($N_{g_{wh}} = N_g = 50, 100, 150$ кВт) на продуктивный пласт. На рис. 1–5 представлены результаты численного моделирования в виде динамики величины притока жидкости к скважине при «холодной» добыче и добыче с поэтапным тепловым воздействием на продуктивный пласт при различных значениях предельного градиента давления G_i , мощности генератора ЭМ-волн, перепада давления между скважиной и пластом, коэффициента термического расширения нефти (таблица).

При «холодной» добыче (кривые 1, 3, 5 на рис. 1а) для случаев с более высокими значениями предельного градиента давления G_i ослабление притока пластовой жидкости в скважину происходит быстрее. Так, при сравнении величины притока жидкости в моменты време-

Исходные данные для моделирования

Параметр	Значение
α_d , 1/м	0.02374
α_{m^*} , Дж/(м К)	1326000
β_{m^*} , 1/Па	1.83×10^{-9}
β_o , 1/Па	1.40×10^{-9}
γ_o , 1/К	0.042
δ_o , 1/К	1.0×10^{-4}
η_o , К/Па	0
c_o , Дж/(кг К)	2000
G_i , МПа/м	0.001, 0.05, 0.1, 1
k_{m_x}, k_{m_y} , м ²	10×10^{-15}
h , м	15
μ_{oi} , Па с	100×10^{-3}
N_g , кВт	0, 50, 100, 150
Расстояние до границ пласта L_x, L_y , м	150
Начальное пластовое давление P_p , МПа	25
T_p , °С	40
r_d , м	0.06
Φ_m	0.18
Радиус скважины $x_w/2, y_w/2$, м	0.06
$\lambda_{m_x}, \lambda_{m_y}$, Вт/(м К)	2.4852
ρ_o , кг/м ³	950
ΔP , МПа	5, 7.5, 10, 15
Длительность этапов воздействия, сут	100
Электрическая постоянная ϵ_o , Ф/м	$8.854187817 \times 10^{-12}$
Магнитная постоянная χ_o , Гн/м	$1.25663706 \times 10^{-6}$

ни $t = 100$ и 300 сут для $G_i = 0.001$ МПа/м (кривая 1) отличие составляет ~ 1.07 раза, для $G_i = 0.1$ (кривая 3) — $q \approx 1.26$ раза, для $G_i = 1.0$ (кривая 5) — $q \approx 1.42$ раза. На втором этапе с тепловым воздействием величина притока жидкости в скважине кратно усиливается. В случае предельного градиента давления $G_i = 0.001$ МПа/м (кривая 2) за 100 сут добычи с одновременным ВЧ- и ЭМ-воздействием отмечается рост с ~ 0.87 до ~ 4.03 м³/сут (~ 4.63 раза), при $G_i = 0.01$ (кривая 4) — с ~ 0.56 до ~ 3.38 (~ 6.04 раза), а для $G_i = 1$ (кривая 6) — с ~ 0.14 до 1.21 (~ 8.64 раза). На третьем этапе с выключенным генератором ВЧЭМ-волн происходит ослабление притока жидкости к скважине. Причем приток жидкости в скважине даже после продолжительного периода работы без теплового воздействия остается более интенсивным, чем в случаях с «холодной» добычей и без применения теплового воздействия на

втором этапе: при $G_i = 0.001$ МПа/м (кривые 1, 2 на рис. 1а) отличие ~ 2.20 раза, при $G_i = 0.1$ (кривые 3, 4) ~ 2.27 раза, при $G_i = 1.0$ (кривые 5, 6) ~ 2.52 раза.

Изменения температуры в скважине на всех этапах добычи высоковязкой жидкости при различных значениях предельного градиента давления G_i приведены на рис. 1б. На первом этапе «холодной» добычи наблюдается постоянное значение температуры в скважине, которое совпадает с начальной пластовой температурой. Далее на втором этапе добычи жидкости с одновременной работой генератора ВЧЭМ-волн отмечается рост температуры в скважине. Температура в скважине возрастает тем сильнее, чем больше предельный градиент давления в пласте. Для $G_i = 0.001, 0.1, 1$ МПа/м рост температуры через 100 сут воздействия ЭМ-поля достиг значений ~ 125.2 °С (кривая 2, рис. 1б), ~ 131.1 °С (кривая 4), ~ 148 °С (кривая 6). На третьем этапе добычи с отключенным генератором ВЧЭМ-волн происходит снижение температуры, однако за продолжительное время она остается выше первоначальной температуры пласта. Через 100 сут добычи жидкости без теплового воздействия температура в скважине достигла 71.1 – 81.0 °С. Причем чем выше предельный градиент давле-

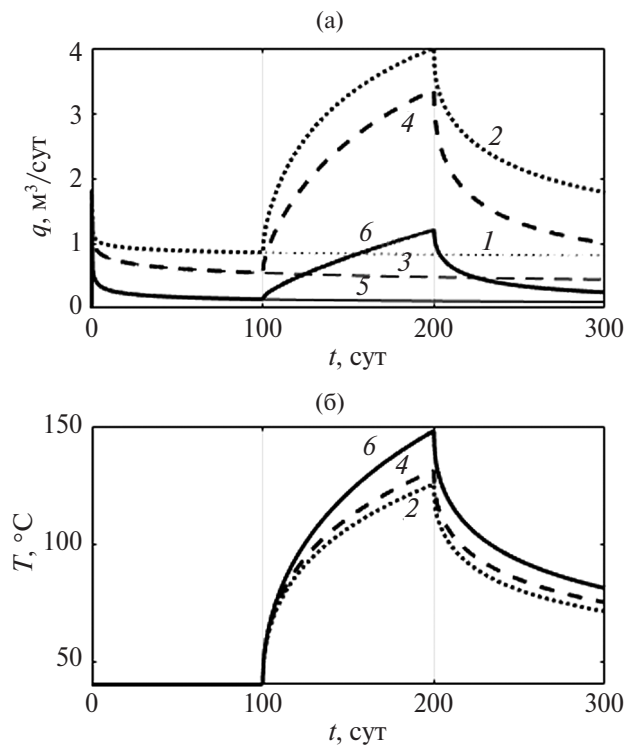


Рис. 1. Динамика величин притока жидкости (а) и температуры (б) в скважине при $k_{m_x} = 10 \times 10^{-15}$ м², $\delta_o = 1.0 \times 10^{-4}$ 1/К, $\Delta P = 10$ МПа, $N_g = 0$ кВт (1, 3, 5) и $N_g = 100$ (2, 4, 6): 1, 2 — $G_i = 0.001$ МПа/м; 3, 4 — 0.1; 5, 6 — 1.

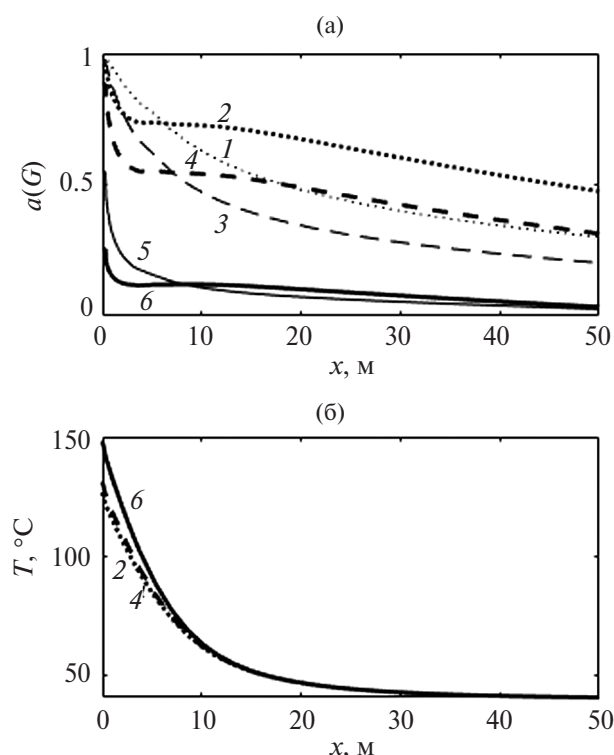


Рис. 2. Распределения коэффициента нелинейной фильтрации (а), температуры в пласте (б) при $k_m = 10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, $\Delta t_2 = 100$ сут, $\delta_o = 1.0 \times 10^{-4} \text{ 1/К}$, $\Delta P = 10 \text{ МПа}$, $N_g = 0 \text{ кВт}$ (1, 3, 5) и $N_g = 100$ (2, 4, 6): 1, 2 – $G_i = 0.05 \text{ МПа/м}$; 3, 4 – 0.1; 5, 6 – 1.

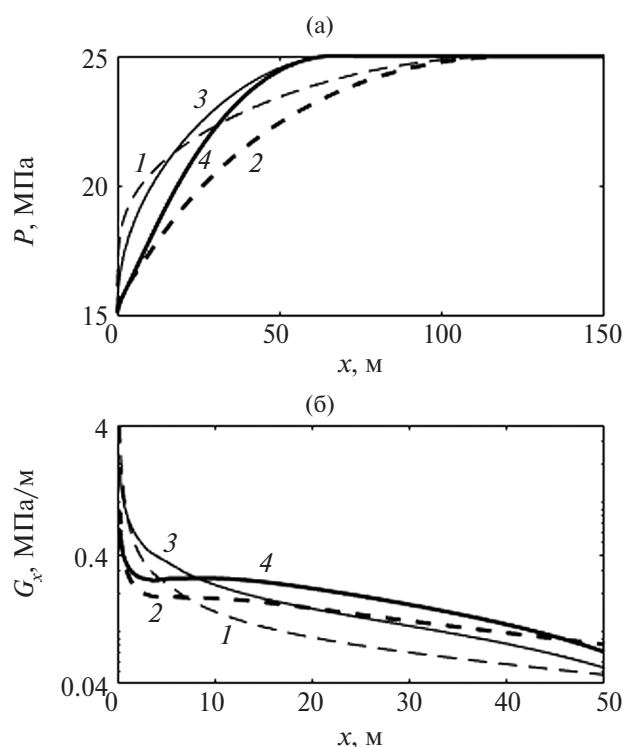


Рис. 3. Распределения давления (а), градиента давления в пласте (б) при $k_m = 10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, $\Delta t_2 = 100$ сут, $\delta_o = 1.0 \times 10^{-4} \text{ 1/К}$, $\Delta P = 10 \text{ МПа}$, $N_g = 0 \text{ кВт}$ (1, 3) и $N_g = 100$ (2, 4): 1, 2 – $G_i = 0.1 \text{ МПа/м}$; 3, 4 – 1.

ния, тем выше температура в конце третьего этапа. Этот эффект на третьем этапе и более высокие температуры для высоких предельных градиентов давления на втором этапе объясняются большей скоростью выноса тепла из околоскважинной зоны вместе с добываемой из скважины пластовой жидкостью. Чем больше предельный градиент давления в пласте, тем меньше объемы выносимых пластовой жидкости и тепла из прогретой части пласта.

Распределение коэффициента $a(G)$, характеризующее проявление нелинейной фильтрации, и температуры в пласте для различных значений предельного градиента давления приведены на рис. 2. При «холодной» добыче жидкости (кривые 1, 3, 5 на рис. 2а) отмечается монотонное снижение коэффициента $a(G)$, которое на расстоянии 50 м от скважины при $G_i = 0.05 \text{ МПа/м}$ составляет ~ 3.28 раза (кривая 1), при $G_i = 0.1$ – 4.80 раза (кривая 3), при $G_i = 1.0$ – 20.67 раза (кривая 5). Коэффициент $a(G)$ при добыче с включенным генератором ВЧЭМ-волн уменьшается слабее, поскольку прогревается околоскважинная зона (кривые 2, 4, 6, рис. 2б). Рост температуры в пласте сопровождается снижением вязкости пластовой жидкости и, соответственно, увеличени-

ем эффективной подвижности жидкости в пласте $(k_m/\mu_o)a(G)$. При $G_i = 0.05 \text{ МПа/м}$ $a(G)$ уменьшается в ~ 2.0 раза (кривая 2, рис. 2а), при $G_i = 0.1$ – 2.8 раза (кривая 4), при $G_i = 1.0$ – 7.2 раза (кривая 6). В области 2–5 м от скважины наблюдается перегиб в распределении $a(G)$, который также проявляется на кривых распределения давлений и градиентов давлений в пласте (рис. 3).

На кривых распределения давления и градиента давлений видно, что через 200 сут с момента начала добычи область дренирования вокруг скважины составляет 100 м при предельном градиенте давления $G_i = 0.1 \text{ МПа/м}$ (кривые 1, 2 на рис. 3а), 60 м при $G_i = 1.0$ (кривые 3, 4). При этом размеры областей дренирования вокруг скважины при «холодной» добыче и добыче с тепловым воздействием практически совпадают. Градиенты давлений в ближней зоне пласта (на расстояниях 2–5 м от скважины) имеют такой же немонотонный вид, как кривые распределения коэффициента $a(G)$ на рис. 2а. Значения градиентов давления на расстояниях 6.9–8.5 м при тепловом воздействии ниже, чем в случае «холодной» добычи (кривые 1–4 на рис. 3б). В дальней зоне пласта тенденция меняется и градиенты давления выше для случая с тепловым воздействием.

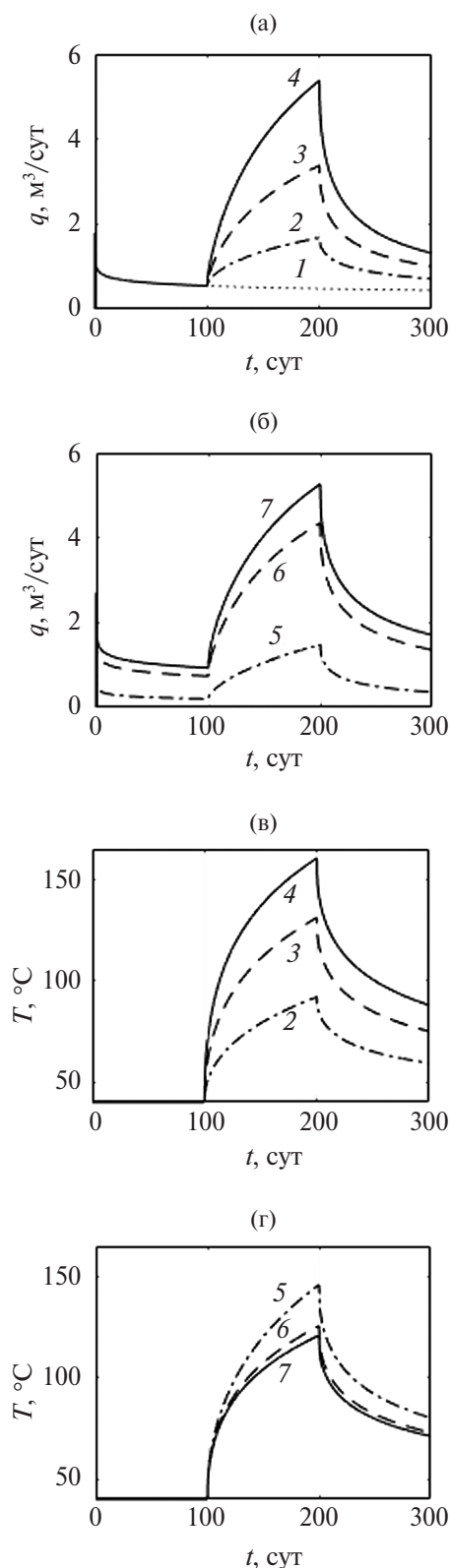


Рис. 4. Динамика величин притока (а), (б) и температуры (в), (г) в скважине при $k_m = 10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, $\delta_o = 1.0 \times 10^{-4} \text{ 1/К}$, $G_i = 0.1 \text{ МПа/м}$: (а), (в) — $\Delta P = 10 \text{ МПа}$, $N_g = 0 \text{ кВт}$ (1), 50 (2), 100 (3), 150 (4); (б), (г) — $N_g = 100 \text{ кВт}$, $\Delta P = 5 \text{ МПа}$ (5), 7.5 (6), 15 (7).

На рис. 4 показано влияние мощности генератора ВЧЭМ-волн (кривые 1–4, рис. 4а) и перепада давления между скважиной и пластом (кривые 5, 6, рис. 4б) на изменение величины притока жидкости и температуры в скважине (кривые 2–7, рис. 4в, 4г) при предельном градиенте давления $G_i = 0.1 \text{ МПа/м}$. Величина притока в скважине при добыче с включенным генератором ВЧЭМ-волн ($N_{gwh} = 50, 100, 150 \text{ кВт}$) по сравнению с «холодной» добычей (кривая 1, рис. 4а) увеличивается кратно (от ~ 3.5 до ~ 11.2 раза) через 100 сут воздействия на втором этапе (кривые 2–4). Температура в скважине при добыче с тепловым воздействием с мощностью генератора ЭМ-волн $N_{gwh} = 150 \text{ кВт}$ достигает 160°C (кривая 4, рис. 4в). При мощности ВЧЭМ-генератора $N_{gwh} = 150$ отмечается рост температуры в околоскважинной зоне (кривая 4, рис. 4в), она в ~ 2.3 раза выше, чем при $N_{gwh} = 50$ (кривая 2). При добыче с отключенным генератором ЭМ-волн на третьем этапе наблюдается ослабевание величины притока жидкости, но абсолютные значения этого параметра в конце третьего этапа остаются (в 1.6–3.0 раз) выше, чем в случае с «холодной» добычей.

Перепад давления между скважиной и пластом также влияет на кратность интенсивности величины притока в конце первого и второго этапов. При наименьшем перепаде давлений $\Delta P = 5 \text{ МПа}$ (кривая 5, рис. 4б) кратность q составляет ~ 7.3 раза, а при больших перепадах давлений кратность меньше: при $\Delta P = 7.5 \text{ МПа}$ ~ 5.9 раза (кривая 6), при $\Delta P = 15$ ~ 5.6 раза (кривая 7). Это обусловливается тем, что при меньших перепадах давления в околоскважинной зоне достигаются более высокие температуры: при $\Delta P = 5 \text{ МПа}$ — до 145.9°C (кривая 5, рис. 4г), при $\Delta P = 7.5$ — до 125.5°C (кривая 6), при $\Delta P = 15$ — до 120.8°C (кривая 7). В конце третьего этапа также величина притока интенсивнее в ~ 1.8 раза и температура выше первоначальной на 30 – 40°C .

Из рис. 5 видно, что при возрастании мощности генератора ВЧЭМ-волн характер изменения коэффициента $a(G)$ неодинаковый. При тепловом воздействии мощностью $N_{gwh} = 150 \text{ кВт}$ (кривая 4, рис. 5а) коэффициент $a(G)$ уменьшается слабее (изменяется в интервале от ~ 0.34 при $x = 50 \text{ м}$ до ~ 0.80 в околоскважинной области), чем в случае «холодной» добычи (от ~ 0.20 до ~ 0.97 , кривая 1) и воздействию с меньшей мощностью $N_{gwh} = 50$ (от ~ 0.27 до ~ 0.94 , кривая 2) и $N_{gwh} = 100$ ($a(G)$ от ~ 0.31 до ~ 0.88 , кривая 3). Увеличение перепада давления между скважиной и пластом также сопровождается большими значениями $a(G)$ и меньшими абсолютными значениями температуры в околоскважинной области

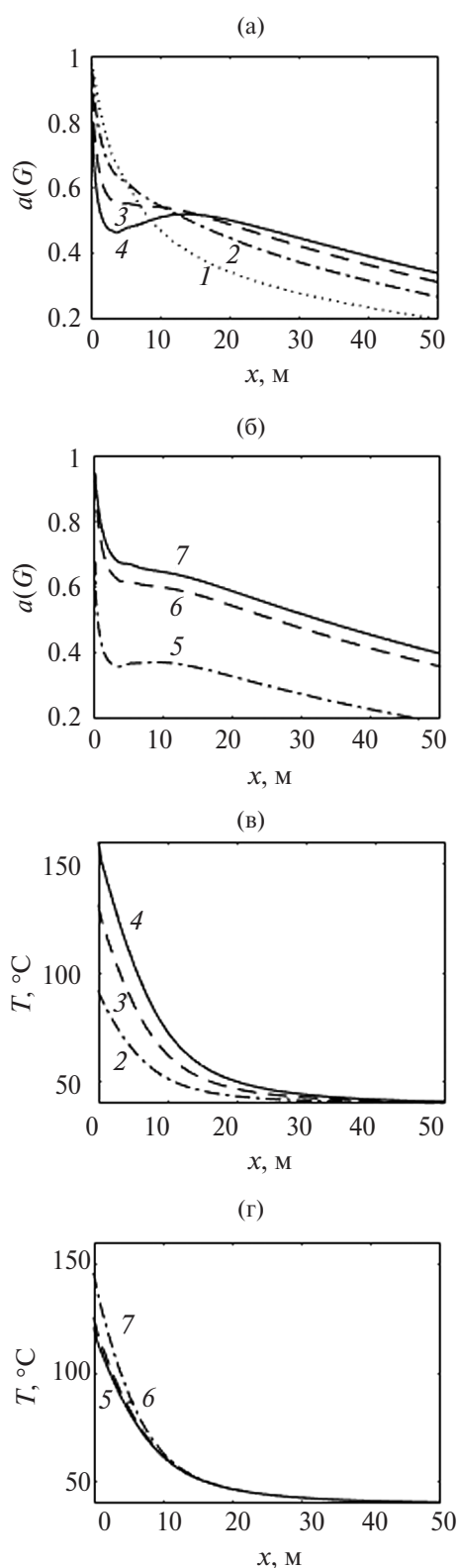


Рис. 5. Распределения коэффициента нелинейной фильтрации (а), (б) и температуры (в), (г) при $k_m = 10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, $\delta_o = 1.0 \times 10^{-4} \text{ 1/К}$, $G_i = 0.1 \text{ МПа/м}$: (а), (в) — $\Delta P = 10 \text{ МПа}$, $N_g = 0 \text{ кВт}$ (1), 50 (2), 100 (3), 150 (4); (б), (г) — $N_g = 100 \text{ кВт}$, $\Delta P = 5 \text{ МПа}$ (5), 7.5 (6), 15 (7).

(рис. 5б, 5г). Также и на рис. 3 кривые распределения $a(G)$ имеют немонотонный вид. Видно, что этот эффект с распределением $a(G)$ на расстояниях до $\sim 10 \text{ м}$ усиливается с увеличением градиента температуры в ближней зоне пласта. Соответственно, чем больше мощность генератора ВЧЭМ-волн и меньше перепад давления между скважиной и пластом, тем более немонотонное распределение $a(G)$ в ближней зоне пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показано, что при добыче жидкости в вертикальной скважине с одновременным высокочастотным электромагнитным воздействием отмечается немонотонность в распределении градиентов давления и коэффициента нелинейной фильтрации в околоскважинной области на расстояниях до 10 м . Этот эффект усиливается с увеличением градиентов температуры в ближней зоне пласта и, соответственно, может регулироваться мощностью генератора ВЧЭМ-волн, перепадом давления между скважиной и пластом.

Для случаев с большим перепадом давления между скважиной и пластом (от 5 до 15 МПа) отмечается меньшая кратность увеличения интенсивности величины притока на этапе теплового воздействия с мощностью генератора ЭМ-волн 100 кВт (от 7.3 до 5.6 раза). При этом прирост температуры в околоскважинной зоне (от 80°C до 106°C) через 100 сут добычи с одновременным ЭМ-воздействием также ниже в случаях с меньшими перепадами давлений. Путем увеличения мощности генератора ЭМ-волн до 150 кВт можно добиться прироста температуры до 120°C и кратности усиления притока до ~ 11.2 раза.

Для флюидов с большей величиной предельного градиента давления (при G_0 от 0.001 до 1 МПа/м) отмечается большая кратность (от ~ 4.6 до ~ 8.6 раз) увеличения интенсивности величины притока жидкости к скважине при тепловом воздействии по сравнению с «холодной» добычей. С отключением генератора ЭМ-волн эффект от теплового воздействия снижается постепенно и в конце третьего этапа (через 100 сут) увеличение интенсивности величины притока может составлять до ~ 2.5 раза.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 22-11-20042. Авторы хотели бы отдать дань памяти своим коллегам и наставникам проф. И.Л. Хабибуллину и проф. В.Ш. Шагапову, оказавшим методическую поддержку.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. Учеб. для вузов. М.: Недра, 1992. 270 с.

2. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 271 с.
3. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
4. Qun L., Wei X., Yuan J., Gao Sh., Wu Y.-Sh. Behavior of Flow through Low-permeability Reservoir // Europec / EAGE Conf. Exhibition. Rome, Italy. June 2008. SPE-113144.
5. Wei X., Qun L., Gao Sh., Hu Zh., Xue H. Pseudo Threshold Pressure Gradient to Flow for Low Permeability Reservoirs // Pet. Explor. Dev. 2009. V. 36. № 2. P. 232.
6. Байков В.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения // Науч.-техн. вестник «НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 4.
7. Белова О.В., Шагапов В.Ш. Метод последовательной смены стационарных состояний для плоскооднмерной задачи фильтрации с предельным градиентом давления // Вестник СамГУ. Естественнонаучная серия. 2014. Т. 118. №7. С. 75.
8. Борщук О.С., Житников В.П. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Численная схема, анализ устойчивости и сходимости // Науч.-техн. вестник «НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 13.
9. Байков В.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах: от лабораторных экспериментов до моделирования разработки // Нефть. Газ. Новации. 2014. №4. С. 37.
10. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации // Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 54.
11. Liu Sh., Han F., Zhang K., Tang Z. Well Test Interpretation Model on Power-law Non-linear Percolation Pattern in Low-permeability Reservoirs // Int. Oil Gas Conf. Exhibition. Beijing, China. June 2010. SPE-132271.
12. Xu J., Jiang R., Xie L., Yang M., Wang G., Liu J. Transient Pressure Behavior for Dual Porosity Low Permeability Reservoir Based on Modified Darcy's Equation // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Eng. Conf. Mexico City, Mexico. April 2012. SPE-153480-MS.
13. Хабибуллин И.Л. Теплофизические и термомеханические особенности взаимодействия электромагнитного излучения со слабопоглощающими средами. Дис. ... докт. физ.-мат. наук. Уфа: БГУ, 2000. 366 с.
14. Давлетбаев А.Я., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Исследование процессов тепломассопереноса в многослойной среде при нагнетании смешивающегося агента с одновременным электромагнитным воздействием // ТВТ. 2009. Т. 47. № 4. С. 605.
15. Давлетбаев А.Я., Ковалева Л.А. Моделирование добычи высоковязкой нефти с использованием электромагнитного воздействия в сочетании с гидроразрывом пласта // ТВТ. 2014. Т. 52. № 6. С. 927.
16. Кислицын А.А. Численное моделирование прогрева и фильтрации нефти в пласте под действием высокочастотного электромагнитного излучения // ПМТФ. 1993. Т. 34. № 3. С. 97.
17. Галимов А.Ю., Хабибуллин И.Л. Особенности фильтрации высоковязкой жидкости при нагреве электромагнитным излучением // Изв. РАН. МЖГ. 2000. № 5. С. 114.
18. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.:Недра, 1965. 238 с.
19. Abernethy E.R. Production Increase of Heavy Oils by Electromagnetic Heating // J. Can. Petrol. Technol. 1976. V. 15. № 3. P. 91.
20. Саяхов Ф.Л., Булгаков Р.Т., Дыбленко В.П., Дешура В.С., Быков М.Т. О высокочастотном нагреве битумных пластов // Нефтепромысловое дело. 1980. № 1. С. 5.
21. Саяхов Ф.Л. Исследование термо- и гидродинамических процессов в многофазных средах в высокочастотном электромагнитном поле применительно к нефтедобыче. Дис. ... докт. физ.-мат. наук. М.: МГУ, 1984. 311 с.
22. Макогон Ю.Ф., Саяхов Ф.Л., Хабибуллин И.Л. Способ добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья // ДАН. 1989. Т. 306. № 4. С. 941.
23. Viswanath D.S., Natarajan G. Data Book on the Viscosity of Liquids. N.Y.: Hemisphere Publ. Corp., 1989. 990 p.
24. Насыров Н.М. Некоторые задачи тепло- и массопереноса с фазовыми переходами при воздействии электромагнитного поля на нетрадиционные углеводороды. Дис. ... канд. физ.-мат. наук. Уфа: БГУ, 1992.
25. Саяхов Ф.Л., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Изучение особенностей тепломассообмена в призабойной зоне скважин при нагнетании растворителя с одновременным электромагнитным воздействием // ИФЖ. 1998. Т. 71. № 1. С. 161.
26. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Мусин А.А., Благочиннов В.Н., Валиев Ш.М., Муллаянов А.И. Способ разработки обводненных залежей нефти СВЧ электромагнитным воздействием. Патент РФ № 2555731. 2013.
27. Ritchey H.W. Radiation Heating. U.S. Patent No. 2, 757, 738. 1956.
28. Spencer H.L. Electromagnetic Oil Recovery. Ltd. Calgary, 1987.
29. Davlethaev A., Kovaleva L., Zainullin A., Babadagli T. Numerical Modeling of Heavy-oil Recovery Using Electromagnetic Radiation/Hydraulic Fracturing Considering Thermal Expansion Effect // J. Heat Transfer. 2017. V. 140. № 6. HT-17-1055.
30. Уразов Р.Р., Ахметова О.В., Галлямитдинов И.И., Давлетбаев А.Я., Саранулова В.В., Пестриков А.В. Высокоскоростной метод расчета притока к наклонно направленной скважине в программном комплексе «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 37.