

Г. Р. Измайлова, Л. А. Ковалева, Н. М. Насыров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
ул. Девонская, 54а, Октябрьский, Республика Башкортостан, 452600, Россия*

*Башкирский государственный университет
ул. Заки Валиди, 32, Уфа, Республика Башкортостан, 450076, Россия*

gulena-86@mail.ru

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В СОЧЕТАНИИ С ЗАКАЧКОЙ РАСТВОРИТЕЛЯ

Исследуется возможность повышения эффективности извлечения высоковязких нефтей совместным воздействием высокочастотного (ВЧ) электромагнитного (ЭМ) и акустического полей на пласт и смешивающимся вытеснением нефти растворителем. Предлагается математическая модель двухэтапного воздействия на залежь нефти. На 1-м этапе производится нагрев пласта ВЧ ЭМ и акустическим полем. На 2-м этапе производится ВЧ нагрев пласта с одновременной закачкой маловязкого растворителя.

Ключевые слова: тепловые источники, увеличение эффективной проводности, конвективная диффузия.

Введение

Известно, что около 30 % мировых нефтяных запасов приходится на месторождения высоковязких и битумных нефтей, и наблюдается тенденция к росту этой доли [1]. Поэтому большое внимание уделяется проблеме использования внешних воздействий на нефтегазовые залежи различными физическими возмущениями с целью повышения нефтеотдачи и увеличения темпов нефтедобычи.

В отличие от традиционных методов повышения нефтеотдачи при использовании энергии ВЧ ЭМ поля в толще залежи возникают объемные источники тепла. Преобразование энергии ЭМ волн в тепловую энергию, вследствие диэлектрических потерь в среде, приводит к повышению температуры в пласте. Совместное воздействие ВЧ ЭМ и акустического полей на насыщенные пористые среды представляет интерес из-за возникновения новых перекрестных явлений –

термоакустического эффекта [2–5]. Установлено явление увеличения эффективной теплопроводности насыщенных пористых тел при совмещении кондуктивного прогрева с воздействием волнами звуковой и ультразвуковой частот (термоакустический эффект).

В настоящей работе в качестве вариантов повышения эффективности метода извлечения высоковязких нефтей с применением ЭМ воздействия предложены сочетания его с акустическим воздействием [6] и смешивающимся вытеснением растворителем [7; 8], дающим дополнительный эффект, обусловленный обнаруженным явлением электротермомодиффузионного массопереноса [9; 10]. При смешивающемся вытеснении нефти в связи с конечной электропроводностью труб скважин, передающих ЭМ энергию на забой, они нагреваются, и растворитель попадает в пласт уже в нагретом состоянии, причем температура нагрева зависит от мощности и частоты генератора ЭМ волн,

Измайлова Г. Р., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Физика. 2015. Т. 10, вып. 3. С. 89–96.

забойного давления и электрофизических свойств нефтенасыщенного коллектора. Электромагнитно-акустическое воздействие усиливает влияние ВЧ ЭМ поля на термодинамическое состояние насыщенной пористой среды – увеличивает эффективную теплопроводность среды [2]. При акустическом воздействии на среду, так же как при ЭМ воздействии, происходит диссипация энергии акустических волн, обусловленная различными факторами, например термическим поглощением, вязко-инерционным. В данной работе коэффициент затухания акустических волн вычислялся с учетом вязко-инерционного поглощения акустических волн [11].

Постановка задачи

Рассматривается двухэтапное воздействие на пласт, на 1-м из которых моделируется совместный нагрев призабойной зоны пласта (ПЗП) воздействием ВЧ ЭМ и акустического полей с учетом увеличения эффективной теплопроводности пласта за счет действия на него акустического поля. Нагрев происходит под действием тепловых источников, создаваемых за счет поглощения средой энергии ЭМ и акустических волн. На 2-м этапе накопленное на 1-м этапе тепло закачиваемым растворителем уносится вглубь пласта и продолжается ВЧ нагрев среды. При этом пласт получает дополнительное тепло, переносимое растворителем от нагретых вследствие ВЧ ЭМ воздействия на них труб скважины, внутри которых движется в пласт растворитель.

На 1-м этапе воздействия на пласт решается уравнение теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{C_p r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_a \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_{a\bar{a}}}{C_p},$$

$$r_0 \leq r \leq r_m,$$

где T – температура; t – время; r – цилиндрическая координата; $q_{a\bar{a}}$ – суммарные тепловые источники, создаваемые за счет ЭМ и акустического воздействий на пласт; λ_a – коэффициент теплопроводности; C_p – объемная теплоемкость пород пласта; r_0 – радиус скважины; r_m – граница пласта.

Зависимость коэффициента теплопроводности от интенсивности акустического поля принята линейной [2]:

$$\lambda_a = \begin{cases} \lambda_0 + AI(r), & I(r) \geq 840 \text{ Вт/м}^2, \\ \lambda_0, & I(r) < 840 \text{ Вт/м}^2, \end{cases}$$

где λ_0 – коэффициент теплопроводности в отсутствие акустического поля; A – малый параметр, определяемый экспериментально; $I(r)$ – интенсивность акустического поля, убывающая с расстоянием в соответствии со следующим выражением [2]:

$$I(r) = I_0 \frac{\exp(-\alpha_a(r-r_0))}{\sqrt{r/r_0}},$$

где I_0 – интенсивность излучателя акустических волн на стенке скважины; α_a – коэффициент затухания акустических колебаний по мощности.

Интенсивность ЭМ поля выражается аналогичной формулой [13]:

$$I(r) = I_0 \frac{\exp(-\alpha_s(r-r_0))}{\sqrt{r/r_0}},$$

где α_s – коэффициент затухания ЭМ волн по мощности.

Учитывая, что интенсивность каждого из полей связана с объемными источниками тепла выражением

$$q = -\nabla \bar{I}, \quad \nabla \bar{I} = \bar{I}/L_{a,s},$$

где $L_{a,s}$ – длина поглощения акустических и ЭМ волн по мощности, т. е. расстояние, на котором интенсивность волн убывает в e раз; в случае акустических волн $L_a = 1/\alpha_a$, в случае ЭМ волн $L_s = 1/\alpha_s$ [12].

В цилиндрической системе координат получаются выражения [13; 14]

$$q_s = \alpha_s N_{s0} \frac{\exp(-\alpha_s(r-r_0))}{2\pi r h},$$

$$q_a = \alpha_a N_{a0} \frac{\exp(-\alpha_a(r-r_0))}{2\pi r h},$$

где N_{s0} , N_{a0} – мощность излучателя ЭМ и акустических волн соответственно; h – толщина пласта.

Суммарные объемные источники тепла в среде, возникающие при воздействии ЭМ и акустического полей, равны

$$q_{a\bar{a}} = q_a + q_s.$$

На 2-м этапе воздействия на пласт решается система уравнений пьезопроводности, теплопроводности и конвективной диффузии [15]:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = k_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r}{\mu_{cm}} \frac{\partial P}{\partial r} \right),$$

$$k_1 = \frac{k}{m\beta_{см} + \beta_0},$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{C_p} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_0 r \frac{\partial T}{\partial r} \right) -$$

$$- \frac{v_{см} \rho_{см} c_{см}}{C_p} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{q_э}{C_p},$$

$$m \frac{\partial C_j}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(Dr \frac{\partial C_j}{\partial r} \right) - v_{см} \frac{\partial C_j}{\partial r},$$

$$D = \delta(D_0 + \lambda\nu).$$

Здесь $j = 1, 2$ – индексы компонентов соответственно для растворителя и нефти; P – давление; C_j – концентрация компонентов; D – коэффициент конвективной диффузии; m, k – пористость и проницаемость пласта; $\beta_{см}, \beta_0$ – коэффициенты сжимаемости смеси и скелета породы; $c_{см}, \rho_{см}$ – теплоемкость, плотность смеси нефти и растворителя; $D_0 \ll \lambda\nu$ – коэффициент молекулярной диффузии; λ – параметр рассеивания пористой среды; δ – эмпирический коэффициент, значение которого зависит от наличия мощностного ЭМ поля, в отсутствие поля $\delta = 1$.

Выполняется очевидное соотношение $C_1 + C_2 = 1$, поэтому решение ищется относительно C_1 .

Скорость фильтрации смеси флюидов определяется из уравнения Дарси:

$$v_{см} = - \frac{k}{\mu_{см}} \frac{\partial P}{\partial r},$$

где $\mu_{см}$ – динамическая вязкость смеси нефти и растворителя, определяемая из формулы

$$\ln \mu_{см} = C_1 \ln \mu_1 + C_2 \ln \mu_2.$$

В свою очередь, вязкость компонентов зависит от температуры и определяется из выражения

$$\mu_j = \mu_{j0} \exp(-\gamma_j \Delta T), \Delta T = T - T_0,$$

где μ_{j0} – первоначальная вязкость (при температуре $T = T_0$); γ_j – температурный коэффициент.

Краевые условия

На 1-м этапе воздействия на пласт в начальный момент времени температура пласта во всех точках одинакова:

$$T(r, 0) = T_0.$$

Граничные условия на забое скважины и на границе пласта имеют вид

$$\left. \frac{\partial T(r_0, t)}{\partial r} \right|_{r_0 \rightarrow 0} = 0, \quad \frac{\partial T(r_m, t)}{\partial r} = 0.$$

На 2-м этапе воздействия на пласт температура, достигнутая на 1-м этапе, является начальной для 2-го этапа. Давление во всех точках пласта в начале 2-го этапа одинаково и равно пластовому давлению, концентрация растворителя во всех точках пласта в начале 2-го этапа равна нулю:

$$P(r, 0) = P_0, \quad C_1(r, 0) = 0.$$

На границе пласта давление равно первоначальному пластовому P_0 , тепловой поток равен нулю, концентрация растворителя равна нулю:

$$P(r_m, t) = P_0, \quad \frac{\partial T(r_m, t)}{\partial r} = 0, \quad C_1(r_m, t) = 0.$$

На радиусе скважины давление равно забойному давлению P_b , забойная температура T_b связана с температурой закачиваемого растворителя T_k и потерями энергии в линии передачи ЭМ волн, концентрация растворителя равна единице:

$$P(r_0, t) = P_b, \quad T(r_0, t) = T_b, \quad C_1(r_0, t) = 1.$$

В качестве линии передачи энергии ЭМ волн от устья скважины к забою обычно используется коаксиальная система внутренних и внешних труб скважины: НКТ и обсадная колонна. ЭМ волны, распространяясь в межтрубном пространстве скважины как в коаксиальной линии передачи, неизбежно теряют часть своей энергии из-за конечной электропроводности труб и диэлектрических потерь в среде, заполняющей межтрубное пространство. Полагается, что растворитель от устья скважины к забою движется внутри НКТ, а в межтрубном пространстве скважины распространяются ЭМ волны [15]. При оценке степени нагрева растворителя в НКТ, по мере его продвижения от устья скважины к забою полагается, что потери энергии в обсадной колонне и частично в НКТ идут на нагрев окружающих скважину пород. Остальная часть энергии, выделяемой в НКТ, затрачивается на нагрев растворителя. При этом значение температуры, до которой нагреется растворитель, определяется выражением

$$T_b = T_k + \frac{W}{c_k \rho_k g_k}, \quad (1)$$

где c_k, ρ_k, g_k – удельная теплоемкость, плотность и расход закачиваемого в пласт растворителя.

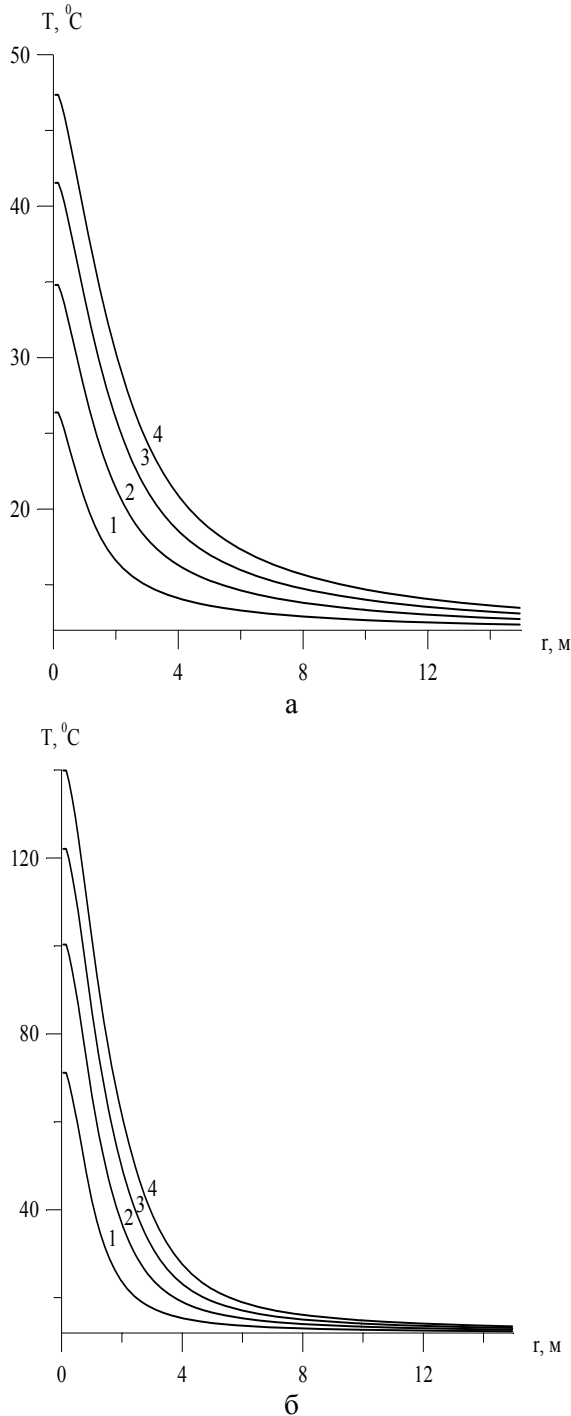


Рис. 1. Распределение температуры в пласте на первом этапе воздействия в различные моменты времени: 1 – $t = 5$ сут., 2 – $t = 10$ сут., 3 – $t = 15$ сут., 4 – $t = 20$ сут. (а – ВЧ ЭМ нагрев, $N_{30} = 40$ кВт; б – ВЧ ЭМ и акустический нагрев, $N_{a0} = 10$ кВт)

Температура T_b в выражении (1) является переменной величиной в соответствии с переменностью расхода g_k , который определяется скоростью фильтрации на забое скважины:

$$g_k = 2\pi r_0 h v.$$

Мощность энергии W , теряемой в скважине, определяется по формуле

$$W = \frac{(N_g - N_{30})\alpha_1}{\alpha_1 + \alpha_2},$$

где N_{30} , N_g – мощность излучателя ЭМ волн и мощность ЭМ волн на устье скважины; α_1 , α_2 – коэффициент затухания ЭМ волн в НКТ и обсадной колонне.

При известной мощности генератора ЭМ волн мощность излучателя определяется из выражения

$$N_0 = N_g \exp[-2(\alpha_1 + \alpha_2)H],$$

где H – глубина залегания продуктивного пласта.

Коэффициенты затухания ЭМ волн в НКТ и обсадной колонне определяются следующим образом [15]:

$$\alpha_1 = \frac{R_s}{2Z \cdot \ln(R_3 / R_2)} \cdot \frac{1}{R_2}, \quad R_s^2 = \frac{\pi f \mu_{am}}{\sigma_m},$$

$$\alpha_2 = \frac{R_s}{2Z \cdot \ln(R_3 / R_2)} \cdot \frac{1}{R_3}, \quad Z^2 = \frac{\mu_0}{\epsilon_0},$$

где R_s , Z – активная часть поверхностного сопротивления труб и волновое сопротивление воздуха, заполняющего межтрубное пространство скважины; R_2 – внешний радиус труб НКТ; R_3 – внутренний радиус труб обсадной колонны; μ_{am} – абсолютная магнитная проницаемость труб скважины; σ_m – удельная электропроводность труб скважины.

Анализ результатов расчетов

Поставленная задача решалась методом конечных разностей по неявной схеме. Использованные параметры среды: $T_0 = 12$ °С; $f_3 = 13,56$ МГц; $\epsilon' = 7,5$; $\text{tg} \delta = 0,05$; $\alpha_3 = 0,0388$ м⁻¹; $\beta_3 = 0,778$ м⁻¹; $\lambda_0 = 1,28$ Вт/(м·К); $A = 0,000352$ м/К; $f_a = 22$ кГц; $\alpha_a = 0,4758$ м⁻¹; $C_p = 1378000$ Дж/(м³·К); $h = 8$ м; $r_0 = 0,05$ м; $r_m = 60$ м; $N_{a0} = 0$ и 10 кВт; $N_{30} = 40$ кВт. Время каждого этапа воздействия на пласт – 20 суток.

Распределение температуры в различные моменты времени приведены на рис. 1.

Видно, что одновременное с ЭМ акустическое воздействие сильно изменяет значение температуры в пласте. Температуры вблизи скважины значительно выше из-за указанного сравнительно большого коэффициента затухания акустических волн, т. е.

энергия акустических волн поглощается вблизи скважины. Это приводит к сравнительно высоким температурам вблизи скважины за счет энергии акустического поля, а ЭМ волны распространяются далеко вглубь пласта.

Приближенные оценки подтверждают полученный результат: если исходить из длины зоны поглощения акустических и ЭМ волн, они при выбранных параметрах $\alpha_s = 0,0388 \text{ м}^{-1}$; $\alpha_a = 0,4758 \text{ м}^{-1}$ равны соответственно $L_a = 2,1 \text{ м}$, $L_s = 25,8 \text{ м}$.

В какой-то мере выправляет положение увеличение теплопроводности среды за счет воздействия на нее акустического поля. Оно сильно уменьшает возможное значение температуры на забое скважины за счет увеличения теплопроводности среды под воздействием акустического поля.

На 2-м этапе воздействия расчеты проводились при следующих параметрах среды, помимо указанных выше параметров для 1-го этапа воздействия: $P_0 = 10 \text{ МПа}$; $T_k = 15 \text{ °К}$; $P_b = 15 \text{ МПа}$; $m = 0,3$; $k = 5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; $Z = 376,8 \text{ Ом}$; $H = 700 \text{ м}$; $\beta_{cm} = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_0 = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; $R_2 = 0,03015 \text{ м}$; $R_3 = 0,05015 \text{ м}$; $\mu_{a,m} = 3,418 \cdot 10^{-6} \text{ Гн/м}$; $\sigma_m = 3,4 \cdot 10^6 \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$; $\alpha_1 = 0,000566 \text{ м}^{-1}$; $\alpha_2 = 0,0003403 \text{ м}^{-1}$; $c_k = 2057 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; $\rho_k = 769 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{cm} = 918 \text{ кг/м}^3$; $c_{cm} = 2024 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; $\lambda_0 = 1,28 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; $C_p = 1378000 \text{ Дж/(м}^3 \cdot \text{К)}$; $\lambda = 0,1$; $D_0 = 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$; $\mu_{01} = 1,73 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\mu_{02} = 0,2 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\gamma_1 = 0,0128 \text{ К}^{-1}$; $\gamma_2 = 0,042 \text{ К}^{-1}$.

Распределение температуры в различные моменты времени на 2-м этапе воздействия на пласт приведены на рис. 2. Как видно из сопоставления рис. 2, а и б, если на 1-м этапе осуществлялось ВЧ ЭМ воздействие совместно с акустическим воздействием, то на 2-м этапе наблюдается более глубокий прогрев ПЗП по сравнению с вариантом без акустического воздействия на 1-м этапе. В распределении температуры наблюдается характерный для ВЧ нагрева «горб», что является следствием действия объемных тепловых источников и выноса тепла от нагретых труб скважины в пласт растворителем. При наличии и отсутствии акустического воздействия на пласт на 1-м этапе на забое скважины достигаются приблизительно одинаковые температуры, но при наличии акустического воздействия на пласт на 1-м этапе получается более глубокий нагрев. Это видно из сопоставления рис. 2, а и б. В глубине пласта (см. рис. 2, б) в зоне

$1 \leq r \leq 8 \text{ м}$ температура при акустическом воздействии на 1-м этапе заметно выше. Тепло, накопленное на 1-м этапе, на 2-м этапе закачиваемым растворителем рассеивается на сравнительно большой объем пласта.

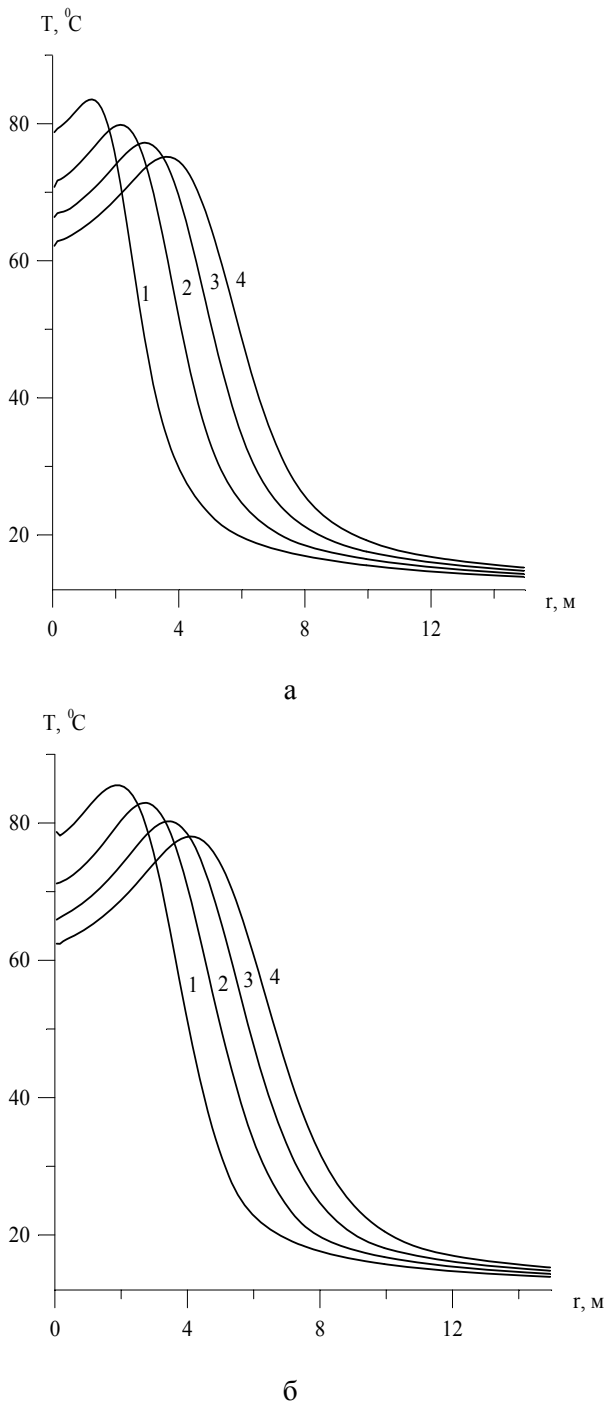


Рис. 2. Распределение температуры в пласте на 2-м этапе воздействия: 1 – $t = 25 \text{ сут.}$, 2 – $t = 30 \text{ сут.}$, 3 – $t = 35 \text{ сут.}$, 4 – $t = 40 \text{ сут.}$ (а – ВЧ ЭМ нагрев, $N_{s0} = 40 \text{ кВт}$; б – ВЧ ЭМ и акустический нагрев, $N_{a0} = 10 \text{ кВт}$)

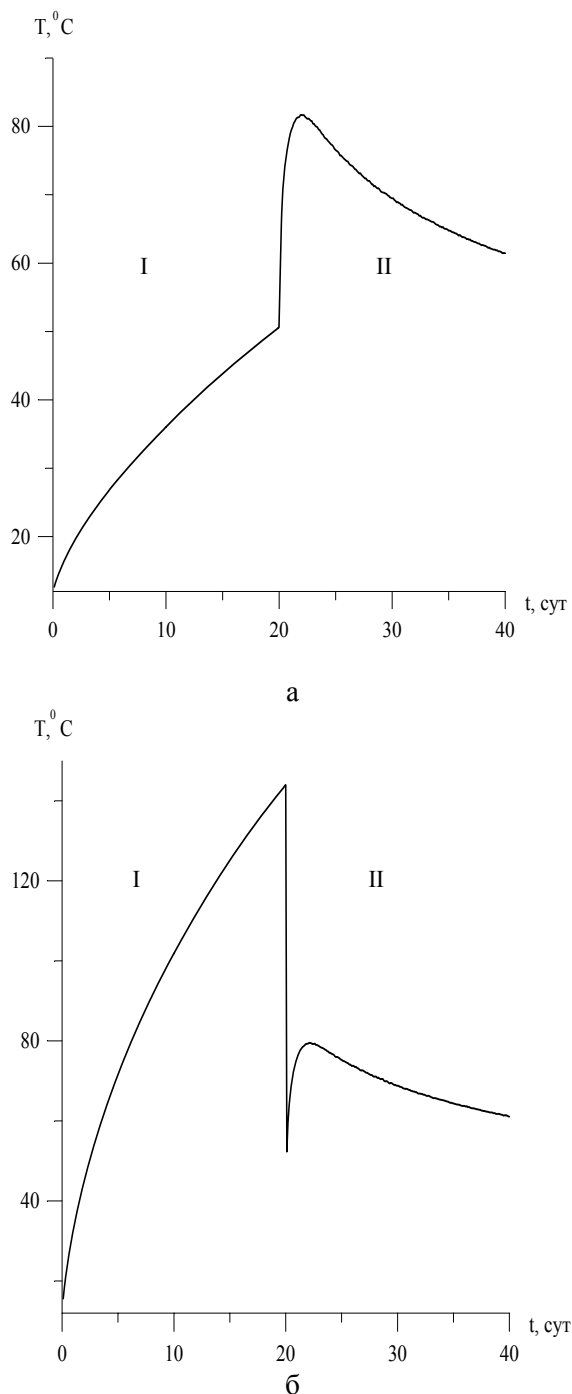


Рис. 3. Динамика изменения температуры на забое скважины при двухэтапном воздействии:

a – 1-й этап, ВЧ ЭМ нагрев (I), 2-й этап, закачка растворителя в пласт одновременно с ВЧ ЭМ нагревом, $N_{90} = 40$ кВт (II);

б – 1-й этап, ВЧ ЭМ и акустический нагрев с $N_{a0} = 10$ кВт (I), 2-й этап, закачка растворителя в пласт одновременно с ВЧ ЭМ нагревом (II)

Динамика изменения температуры на забое скважины на обоих этапах воздействия на пласт без наличия и при наличии действия акустического поля на 1-м этапе показана

на рис. 3. Вертикальная линия на рис. 3, *a* соответствует резкому увеличению температуры на забое скважины из-за начала закачки сравнительно теплого вследствие нагрева в трубах скважины растворителя. Только ВЧ ЭМ нагрев пласта не сильно нагревает забой скважины. Длина зоны поглощения ЭМ волн большая – $L_9 = 25,8$ м, поэтому ЭМ энергия расходуется на нагрев большого объема среды и на забое скважины получаются небольшие температуры. Вертикальная линия на рис. 3, *б*, наоборот, соответствует резкому уменьшению температуры на забое скважины из-за начала закачки сравнительно холодного растворителя. Добавочный к ВЧ ЭМ акустический нагрев пласта сильно увеличивает температуру забоя скважины – дополнительно к ВЧ ЭМ приблизительно на 50 °С. Длина зоны поглощения акустических волн маленькая – $L_a = 2,1$ м, поэтому акустические волны греют небольшой объем среды в пределах этой зоны. В ней поглощается большая доля распространяющейся энергии.

Как видно из рис. 3, *a*, при отсутствии акустического воздействия на 1-м этапе на пласт закачка нагретого в трубах скважины растворителя приводит вначале к быстрому росту температуры на забое скважины. Затем, по мере перемещения растворителя вглубь пласта и поступления сравнительно холодного растворителя из-за того, что расход закачиваемого растворителя увеличивается и растворитель меньше успевает прогреться по мере перемещения в трубах скважины, температура на забое скважины постепенно снижается. При наличии акустического воздействия на 1-м этапе на пласт закачка растворителя резко снижает температуру возле скважины (см. рис. 3, *б*). Затем по мере дальнейшего нагрева пласта излучателем ЭМ волн, как на рис. 3, *a*, температура возле скважины плавно увеличивается. По мере вытеснения нагретой возле скважины смеси нефти и растворителя в глубину пласта температура возле скважины снова плавно уменьшается вследствие увеличения расхода закачиваемого растворителя.

Динамика изменения расхода закачиваемого в пласт растворителя при отсутствии и наличии на 1-м этапе акустического воздействия на пласт показана на рис. 4. Динамика изменения расхода закачиваемого растворителя имеет противоположный динамике из-

менения температуры на забое скважины характер. Когда расход закачиваемого растворителя уменьшается, температура на забое скважины увеличивается. Только ЭМ или тем более ЭМ совместно с акустическим воздействием на пласт успевают нагревать поступающий на забой скважины растворитель. Вследствие этого температура на забое скважины увеличивается. Когда расход закачиваемого растворителя увеличивается, температура на забое скважины уменьшается, так как ЭМ совместно с акустическим воздействием и тем более только ЭМ воздействие на пласт не успевают нагревать поступающий на забой скважины растворитель. Это приводит к уменьшению температуры на забое скважины. Дополнительное к ВЧ воздействию на пласт на 1-м этапе акустическое воздействие приводит к заметному увеличению расхода закачиваемого растворителя.

Заключение

В работе решена задача двухэтапного воздействия на пласт с высоковязкой нефтью. Расчеты показали, что одновременное с ЭМ акустическое воздействие сильно изменяет распределение температуры в пласте. Температура при совместном воздействии ЭМ и акустического полей вблизи скважины значительно выше, чем только при ЭМ воздействии на пласт на 1-м этапе. Иначе говоря, энергия акустических волн поглощается вблизи скважины. Поэтому имеют место такие сравнительно высокие температуры возле скважины, при этом ЭМ волны распространяются далеко вглубь пласта. На 2-м этапе наблюдается более глубокий прогрев ПЗП с относительно небольшими значениями температуры на забое скважины по сравнению с 1-м этапом. В распределении температуры возникает характерный для ВЧ нагрева температурный «горб», что является следствием действия объемных тепловых источников и выноса тепла от нагретых труб скважины в пласт. Дополнительное к ВЧ воздействию на пласт на 1-м этапе акустическое воздействие приводит к заметному увеличению расхода закачиваемого растворителя. А это, в свою очередь, приводит к большему охвату пласта теплом, к уменьшению вязкости смеси нефти и закачиваемого растворителя. В добывающей скважине это приводит к увеличению дебита

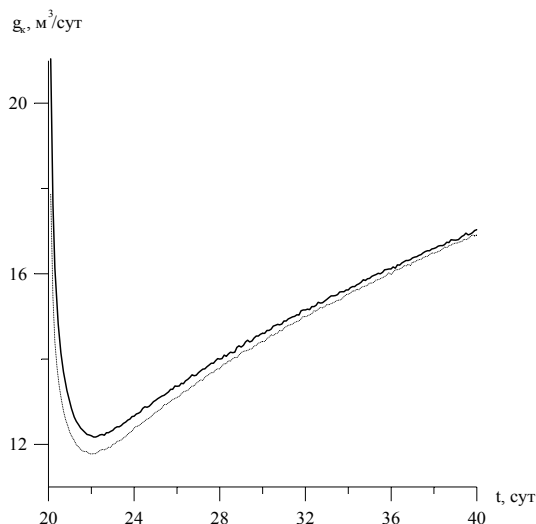


Рис. 4. Динамика изменения расхода закачиваемого растворителя: $N_{30} = 40$ кВт, $N_{a0} = 0$ (пунктирная кривая); $N_{a0} = 10$ кВт (сплошная кривая)

скважины и в целом к увеличению нефтеотдачи пласта. Дело в том, что закачивают растворитель в нагнетательные скважины, существующие вместе с добывающими скважинами, чтобы уменьшить вязкость пластовой нефти, увеличить расход добываемой нефти и увеличить нефтеотдачу пласта. Чем сильнее вследствие разного рода воздействий уменьшится вязкость пластовой нефти, тем больше будет расход добываемой нефти, и нефтеотдача пласта увеличится.

Список литературы

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 422 с.
2. Вахитов Г. Г., Кузнецов О. Л., Симкин Э. М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недра, 1978. 216 с.
3. Kovalyova L. A., Khaydar A. M. Physical and rheological properties of petroleum fluids under the radio-frequency electromagnetic field effect and perspectives of technological solutions // Applied Surface Science. 2004. Vol. 238. No. 3–4. P. 475–479.
4. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2011. Vol. 78. No. 3–4. P. 646–653.

5. Давлетбаев А. Я., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Исследование процессов теплопереноса в многослойной среде при нагнетании смешивающегося агента с одновременным электромагнитным воздействием // Теплофизика высоких температур. 2009. Т. 47, вып. 4. С. 605–610.
6. Саяхов Ф. Л., Дыбленко В. П., Кузнецов О. Л. и др. Устройство для обработки призабойной зоны пласта. АС № 713988 (СССР). 1980. БИ № 5.
7. Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А., Фатыхов М. А., Халиков Г. А. Способ теплового воздействия на углеводородную залежь. АС № 1723314. 1992. БИ № 12.
8. Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А., Фатыхов М. А., Халиков Г. А. Способ добычи полезных ископаемых. АС № 1824983 (СССР), Е 21 В 43/24. 1996. БИ № 29.
9. Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А., Насыров Н. М., Галимбеков А. Д. Влияние высокочастотного электромагнитного поля на перекрестные эффекты переноса в многокомпонентных системах // Магнитная гидродинамика. 1998. Т. 34, вып. 2. С. 148–157.
10. Нигматулин Р. И., Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А. Перекрестные явления переноса в дисперсных системах, взаимодействующих с высокочастотным электромагнитным полем // ДАН. 2001. Т. 377, вып. 3. С. 340–343.
11. Ляховицкий Ф. М., Рапопорт Л. И. Применение теории Френкеля – Био для расчета скоростей и поглощения упругих волн в насыщенных пористых средах // Прикладная геофизика. 1972. Вып. 55. С. 52–64.
12. Зыонг Нгок Хай, Кутушев А. Г., Нигматулин Р. И. К теории фильтрации жидкости в пористой среде при объемном нагреве высокочастотным электромагнитным полем // ПММ. 1987. Т. 51, вып. 1. С. 29–38.
13. Abernethy E. R. Production increase of heavy oils by Electromagnetic heating // J. Can. Petrol. Technol. 1976. Vol. 15. No. 3. P. 91–97.
14. Измайлова Г. Р., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Математическое моделирование совместного воздействия высокочастотного электромагнитного и акустического полей на нефтяной пласт // Нефтегазовое дело: Электрон. науч. журн. 2014. № 4. С. 127–152. URL: http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p127-152_IzmaylovaGR_ru_en.pdf
15. Саяхов Ф. Л., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Изучение особенностей теплообмена в призабойной зоне скважин при нагнетании растворителя с одновременным электромагнитным воздействием // ИФЖ. 1998. Т. 71, вып. 1 С. 161–165.

Материал поступил в редколлегию 03.07.2015

G. R. Izmaylova, L. A. Kovaleva, N. M. Nasyrov

*Ufa State Oil Technical University
54a, Devon Str., Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, 452600, Russian Federation*

*Bashkir State University
32 Validi Zaki Str., Ufa, Bashkortostan, 450076, Russian Federation*

gulena-86@mail.ru

MATHEMATICAL MODELING OF RADIO-FREQUENCY ELECTROMAGNETIC AND ACOUSTIC IMPACT ON FORMATION IN COMBINATION WITH SOLVENT INJECTION

We investigate the possibility of increasing the efficiency of extraction of high-viscosity oil combined effect of radio-frequency (RF) electromagnetic (EM) and acoustic fields on the formation and miscible displacement oil solvent. A mathematical model of two-stage impact on the oil reservoir. At the 1st stage, the heating of the formation RF electromagnetic and acoustic field. At the 2nd stage the RF heating of the formation with simultaneous injection of low-viscosity solvent.

Keywords: heat sources, increasing the effective thermal conductivity, convective diffusion.