

ФИЛЬТРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ В ВЫСОКОЧАСТОТНОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ПОЛЕ С УЧЕТОМ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ

М.А. Фатыхов, Р.И. Идрисов

Башкирский Государственный Педагогический Университет им. М. Акмуллы, г.Уфа, Россия

В данной работе математически моделируется процесс фильтрации высоковязкой нефти в высокочастотном (ВЧ) электромагнитном поле (ЭМП) с учетом дегазации [1,2,3]. Исследование этой задачи представляет научный и теоретический интерес с целью объяснения особенностей влияния дегазации нефти на распределение температуры и давления в пласте, а также для оценки физических свойств пласта с учетом рассматриваемого эффекта.

1. Постановка задачи и основные уравнения

Пусть в порах твердого тела (скелет) находится в начале очень вязкая углеводородная среда, которая под действием нагрева за счет теплопроводности и поглощения энергии высокочастотного электромагнитного излучения постепенно разжижается, и стремится расширяться. Эта разжиженная компонента под действием перепада давления течет относительно неподвижного скелета к электромагнитному излучателю. После достижения температуры разгазирования из углеводородной жидкости выделяется газ. Следовательно, вокруг излучателя образуется двухфазная система. Эта двухфазная система под действием перепада давления также течет относительно скелета к электромагнитному излучателю.

Требуется изучить динамику изменения температуры и давления в пористой среде, ее нефте- и газонасыщенности, влияние их на количество извлеченной продукции.

Термо- и гидродинамику процесса разогрева насыщенной пористой среды рассмотрим методом механики многофазных сред [4,5] с учетом возможного фазового перехода типа разгазирования для насыщенной компоненты при следующих допущениях:

- процесс разгазирования происходит в объеме насыщенной пористой среды.
- расстояния, на которых параметры среды меняются существенно (например, характерные длины зон поглощения энергии высокочастотного электромагнитного излучения средой), много больше характерных размеров пор и расстояния между ними, которые в свою очередь, гораздо больше молекулярно-кинетических размеров (например, средних длин свободного пробега молекул).
- температуры и давления фаз в каждом элементарном объеме пористой среды одинаковы.
- движение жидкой и газовой фазы в пористой среде безинерционное и подчиняется закону Дарси.
- отсутствуют изменение объема твердой фазы и деформация скелета пористой среды.
- отсутствуют источники тепла, обусловленные физико- химическими процессами ($q_n^m = 0$).

На рис.1. представлена схема установки, оборудованная для воздействия ВЧ ЭМП на пласт и одновременной добычи нефти через скважину. При этом электромагнитная энергия от ВЧ генератора 1 передается в пласт через межтрубное пространство, образованное насосно-компрессорной трубой 4 (НКТ) и обсадной колонной 3. Часть электромагнитной энергии поглощается в материалах труб, а остальная часть проходит в

пласт. Таким образом, извлекаемая нефть нагревается как при фильтрации в пласте, так и при течении по вертикальной трубе. Это означает, что возможна дегазация нефти как в пласте, так и в скважине.

Предположим, что:

- в нефтяной пласт вводится высокочастотная электромагнитная энергия от излучателя, связанного со скважиной (Рис. 1);
- нефтяной пласт однородный, изотропный, горизонтальный и постоянной толщины h ;
- источник ВЧ излучения (радиусом r_0) расположен на оси цилиндрической системы координат в пласте;
- скорость межфазного теплообмена бесконечно велика;
- теплофизические и электрофизические параметры среды (пласта и окружающих пород) постоянны по величине и во времени;
- имеет место радиальный приток нефти к скважине;
- потери тепла в окружающие пласт породы характеризуются, в частности, выражением:

$$F = -\frac{2c_p p_k}{hc_{npn}} \sqrt{\frac{a_k}{\pi}} \left[\frac{T - T_0}{\sqrt{t}} + \sqrt{t} \frac{\partial T}{\partial t} \right], \quad (1.1)$$

где c_{npn} - объемная теплоемкость пласта; $c_k p_k$, a_k - объемная теплоемкость пласта и температуропроводность кровли (подошвы) соответственно; t - время.

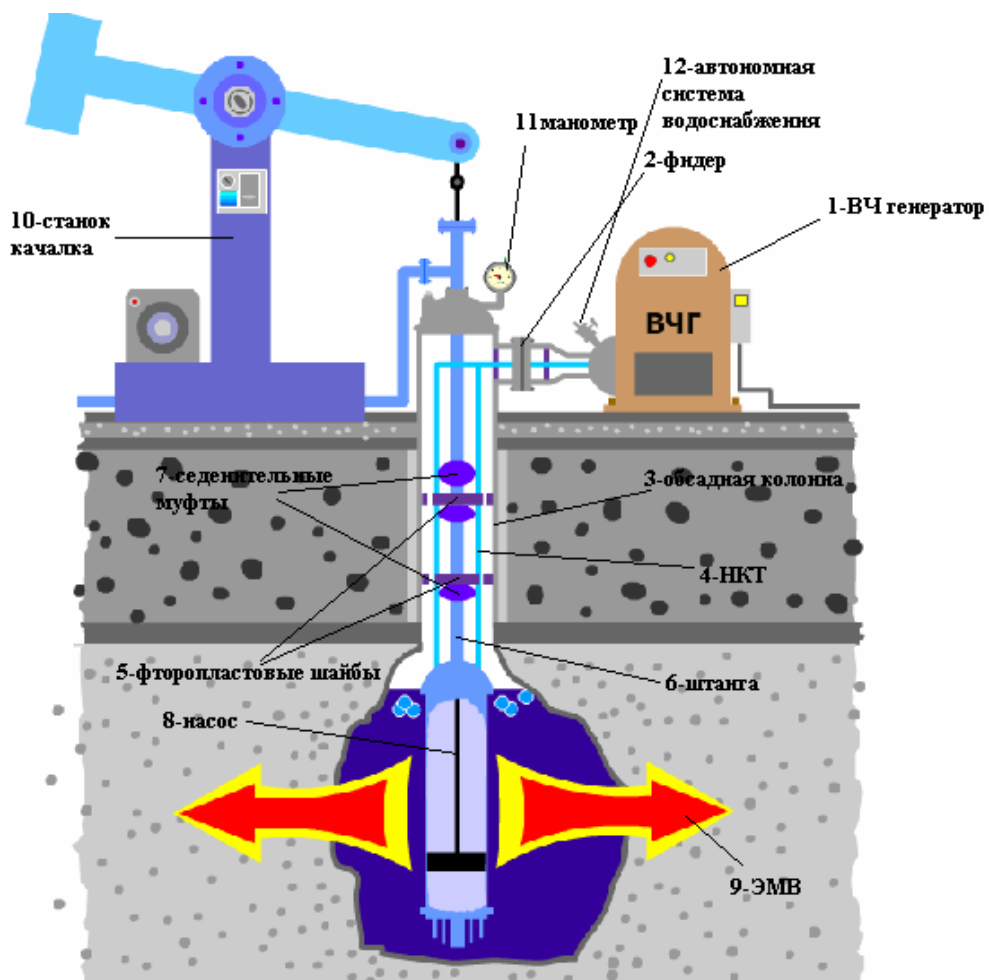


Рис. 1. Схема установки, оборудованная для воздействия ВЧ ЭМП на пласт и одновременной добычи нефти через скважину

Уравнение для распределения тепловых источников в асимптотическом приближении имеет вид [6,7]:

$$Q = \frac{\alpha W}{\pi h} \exp(-2\alpha\alpha(-r_0)), \quad (1.2)$$

где W- мощность ВЧ генератора; h- высота излучателя; α - коэффициент поглощения электромагнитных волн в пласте (1/м), причем α - рассчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{\pi f \sqrt{\varepsilon'} \operatorname{tg} \delta}{c}, \quad (1.3)$$

где c - скорость света в вакууме (м/с); ε' - относительная диэлектрическая проницаемость среды; $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь; f- частота электромагнитных колебаний.

С учетом сделанных допущений в плоскорадиальном случае имеем следующую систему уравнений:

1) При $T < T_s(p)$, где $T_s(p)$ – температура разгазирования уравнение протока тепла примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [(1-m)\rho_0 c_0 T + m\rho_1 c_1 T] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\alpha W \exp(-2\alpha\alpha(-r_0))}{\pi h} - \\ - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r [m\rho_1 c_1 T V_1] - \frac{2c_k \rho_k}{H} \sqrt{\frac{a_k}{\pi}} \left[\frac{T - T_0}{\sqrt{t}} + \sqrt{t} \frac{\partial T}{\partial t} \right] \end{aligned} \quad (1.4)$$

уравнение сохранения масс:

$$\frac{\partial m\rho_1}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial m\rho_1 V_1}{\partial r} = 0 \quad (1.5)$$

уравнение движения в форме закона Дарси:

$$mV_1 = - \frac{Kk_1}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.6)$$

2) При $T \geq T_s(p)$ уравнение притока тепла:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[(1-m)\rho_0 c_0 T + \sum_{i=1}^2 S_i m\rho_i c_i T \right] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\alpha W \exp(-2\alpha\alpha(-r_0))}{\pi h} - \\ - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left[m \sum_{i=1}^2 S_i \rho_i c_i T V_i \right] - \frac{2c_k \rho_k}{H} \sqrt{\frac{a_k}{\pi}} \left[\frac{T - T_0}{\sqrt{t}} + \sqrt{t} \frac{\partial T}{\partial t} \right] \end{aligned} \quad (1.7)$$

уравнение неразрывности записывается в виде системы уравнений:

$$\frac{\partial m\rho_2 S_2}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial m\rho_2 S_2 V_2}{\partial r} = J_{12} \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial m\rho_1 S_1}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial m\rho_1 S_1 V_1}{\partial r} = -J_{12} \quad (1.9)$$

закон Дарси для газовой компоненты:

$$m(1-S_1)V_2 = - \frac{Kk_2}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.10)$$

для нефти:

$$mS_1 V_1 = - \frac{Kk_1}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.11)$$

Уравнения состояния:

газа

$$\rho_2 = \frac{P}{RT} \quad (1.12)$$

нефти

$$\rho_1 = \rho_{01} [1 - \beta_T (T - T_0) + \beta_p (P - P_0)] \quad (1.13)$$

В этой системе уравнений: T - температура, P - давление, V_i и S_i - скорость и насыщенность i -той фазы, m - пористость, t - время, r - текущий радиус, α - коэффициент поглощения, K - проницаемость, β_T - коэффициент термического расширения, β_P - коэффициент объемного расширения, R - газовая постоянная, L - теплота разгазирования нефти, K_i - фазовая проницаемость, c_i и ρ_i - теплоемкость и плотность i -той фазы, μ - вязкость, a_k - температуропроводность кровли (подошвы), J_{12} - интенсивность разгазирования нефти, индексы i и k - различные фазы и компоненты насыщенной пористой среды, 0 - скелет породы, 1 - нефть, 2 - газ, k - кровля (подошва), P_0 и T_0 - начальное давление и температура пласта, ρ_{01} - начальная плотность нефти, H - толщина пласта, h - высота излучателя, $T_s(r)$ - температура разгазирования нефти. Эффекты Джоуля-Томсона и теплоты разгазирования пренебрежимо малы по сравнению с объемными источниками тепла.

Для решения системы уравнений (1.4) - (1.13) ее необходимо дополнить зависимостями вязкости нефти от температуры, установить вид функции интенсивности разгазирования нефти, и необходимо учитывать зависимость диэлектрических параметров нефти и фазовых превращений от газовыделения.

Для решения системы уравнений (1.4) - (1.13) ее необходимо дополнить краевыми условиями:

$$\begin{aligned} T|_{t=0} = T|_{r \rightarrow \infty} = T_0; \frac{\partial T}{\partial r}|_{r=r_0} = 0 \\ P|_{t=0} = P|_{r \rightarrow \infty} = P_0; P|_{r=r_0} = P(t). \end{aligned} \quad (1.14)$$

2. Конечно-разностная схема решения задачи

Система уравнений (1.4) - (1.13) решалась методом конечных разностей по неявной схеме, используя метод прогонки [8]. В соответствии с этим методом уравнение в частных производных записывается в виде:

$$A_{Di}\gamma_{i-1} - B_{Di}\gamma_i + C_{Di}\gamma_{i+1} = -F_{Di}^j,$$

где A, B, C – соответствующие коэффициенты при $\gamma_{i-1}, \gamma_i, \gamma_{i+1}$, F – свободный член.

При использовании метода прогонки связь между значениями функции в соседних узлах ищется в виде:

$$\gamma_{i-1} = \alpha_i \gamma_i + \beta_i$$

где α, β - прогоночные коэффициенты.

Они находятся процедурой прямого хода, концентрация вычисляется через них обратным ходом. Прогоночные коэффициенты $\alpha_{i+1}, \beta_{i+1}$ имеют вид:

$$\alpha_{i+1} = \frac{C_{Di}}{B_{Di} - A_{Di}\alpha_i}; \beta_{i+1} = \frac{A_{Di} + F_{Di}^j}{B_{Di} - A_{Di}\alpha_i}$$

условия устойчивости выполняются

$$\begin{aligned} A_{Di} \text{ и } B_{Di} > 0 \\ C_{Di} > A_{Di} + B_{Di} \end{aligned}$$

Аналогично и для уравнения теплопроводности:

решение задачи $A_{Ti}\gamma_{i-1} - C_{Ti}\gamma_i + B_{Ti}\gamma_{i+1} = -F_{Ti}^j$

ищется в виде: $\gamma_{i-1} = \alpha_i \gamma_i + \beta_i$

Прогоночные коэффициенты:

$$\alpha_{i+1} = \frac{B_{Ti}}{C_{Ti} - A_{Ti}\alpha_i}; \beta_{i+1} = \frac{A_{Ti} + F_{Ti}^j}{C_{Ti} - A_{Ti}\alpha_i}$$

Условия устойчивости выполняются:

$$A_{Ti} \text{ и } B_{Ti} > 0$$

$$C_{Ti} > A_{Ti} + B_{Ti}$$

3. Численные исследования фильтрации высоковязкой нефти при газовыделении в высокочастотном электромагнитном поле

Исследования пространственно-временного изменения температуры, давления, нефтенасыщенности и дебита скважины проводились на основе математической модели (1.1) - (1.14) применительно к нефти Русского месторождения Тюменской области при параметрах, приведенных в таблице 1. Расчеты проводились на языке Delphi:

Таблица 1

Средняя толщина пласта	H=20 м
Начальное внутрислоежное давление	p ₀ =80 атм
Начальная слоевая температура	T ₀ =20 °С
Средняя проницаемость	κ=1,5 Д
Средняя пористость	m=0,32
Плотность нефти	ρ ₁ =940 кг/м ³
Средняя объемная теплоемкость пласта	ρ ₀ c ₀ =2300 кДж/(м ³ К)
Объемная теплоемкость нефти	ρ ₁ c ₁ =2310 кДж/(м ³ К)
Средняя теплопроводность пласта	λ=1,0 Вт/(мК)
Коэффициент сжимаемости	β _p =2,7·10 ⁻¹⁰ 1/Па
Коэффициент теплового расширения	β _T =5·10 ⁻⁴ 1/К
Вязкость нефти при T=20 °С	μ ₀ =550 мПа·с
Высокотемпературный предел вязкости нефти	A=9,8·10 ⁻³ мПа·с
Энергия активации вязкости нефти	σ=11054 кДж/кмоль
Температура полного затвердевания нефти	T ₃ =-101,7 °С
Средняя диэлектрическая проницаемость нефти	ε′=2,2
Средняя диэлектрическая проницаемость породы	ε′=5
Среднее значение тангенса угла потерь нефти	tgδ=0,009
Среднее значение тангенса угла потерь породы	tgδ=0,018
Средний дебит скважины (без прогрева)	q ₀ =10 м ³ /сутки

Зависимость вязкости русской нефти от температуры была принята в виде формулы:

$$\mu(T) = A \exp\left(\frac{E}{R(T - T_3)}\right), \quad (3.1)$$

где E – энергия активации, T₃ - температура полного затвердевания, A - предел вязкости при T→∞, R-универсальная газовая постоянная.

Коэффициент динамической вязкости газа при различных значениях давления и температуры рассчитывалась по формуле [17]:

$$\mu_2 = \left(\frac{A}{T}\right)^\gamma \left(b + c \frac{p}{p_0}\right), \quad (3.2)$$

Для нашего случая коэффициенты в формуле (3.2) примем равными: A=100, γ = 3/4, b=0.34, c=4·10⁻⁴ [9].

Вязкость смеси примем по формуле Кендала:

$$\ln \mu = \ln \mu_n \cdot S_n + \ln \mu_r \cdot S_r, \quad (3.3)$$

Показатель поглощения электромагнитного излучения рассчитывался по формуле:

$$\text{в первом случае} \quad \alpha = \frac{\pi f \sqrt{\epsilon'} \operatorname{tg} \delta}{c}, \quad (3.4)$$

$$\text{во втором случае} \quad \alpha = \frac{\pi f \sqrt{\epsilon'_1} \operatorname{tg} \delta_1}{c}, \quad (3.5)$$

где f - частота излучения, c - скорость света в вакууме, ϵ'_1 - диэлектрическая проницаемость, $\operatorname{tg} \delta_1$ - тангенс угла диэлектрических потерь. Диэлектрическую проницаемость смеси определим по формуле:

$$\epsilon'_1 = (1 - m)\epsilon'_n + m(\epsilon'_n S_n + \epsilon'_r S_r), \quad (3.6)$$

где $\epsilon'_n, \epsilon'_n, \epsilon'_r$ - диэлектрические проницаемости породы, нефти и газа, S_n, S_r - насыщенности нефти и газа.

Тангенс угла диэлектрических потерь для смеси запишем в виде:

$$\operatorname{tg} \delta_1 = (1 - m)\operatorname{tg} \delta_n + m\operatorname{tg} \delta_n S_n + \operatorname{tg} \delta_r S_r, \quad (3.7)$$

где $\operatorname{tg} \delta_n, \operatorname{tg} \delta_n, \operatorname{tg} \delta_r$ - тангенс угла диэлектрических потерь породы, нефти, газа, S_n, S_r - насыщенности нефти и газа.

Фазовые проницаемости сред описываются функциями:

$$k_1 = S; \quad k_2 = (1 - S), \quad (3.8)$$

Для вычисления дебита скважины была принята следующая формула:

$$q = \frac{q_0 \ln \frac{R_k}{r_0}}{\frac{1}{\mu_0} \int_{r_0}^{R_k} \frac{\mu(T) dr}{r}}, \quad (3.9)$$

На рис. 2 приведена зависимость изменения температуры в пласте с расстоянием в разные моменты времени воздействия ($t = 2; 3,5; 5; 7$ суток). Видно, что температура с расстоянием убывает, а с увеличением времени вблизи скважины (до 3-х метров) увеличивается и проявляется тенденция к выходу на стационарный режим. Наибольшее изменение температуры происходит до 4-х метров при мощности излучателя 100 кВт.

На рис. 3 показана зависимость изменения давления в пласте с расстоянием в разные моменты времени воздействия ($t = 2; 3,5; 5; 7$ суток). Видно, что давление на забое падает, а в пласте поддерживается пластовое давление. Повышение давления в электромагнитном поле проявляется до расстояния порядка 10 метров.

Рис. 4 показывает изменение нефтенасыщенности в пласте в процессе воздействия в разные моменты времени ($t=2; 3,5; 5; 7$ суток). Нефтенасыщенность изменяется до расстояния порядка 9-ти метров. До расстояния порядка 2-х метров осуществляется двухфазная фильтрация (нефть и газ). Далее газонасыщенность уменьшается, а фильтрация становится однофазной. Из графика видно, что за время действия около 7-ми суток выделяется 7% газа. Сравнивая рис. 3 и 4, можно сказать, что граница раздела фаз подвижная. Граница влияния электромагнитного поля в пласте находится дальше границы раздела двухфазной и однофазной зон.

На рис. 5. представлено изменение вязкости в пласте с расстоянием в процессе воздействия в разные моменты времени ($t=2; 3,5; 5; 7$ суток). Качественно рис. 3 и 5 сходны, но градиент вязкости больше, чем градиент давления. Это объясняется существенным влиянием температуры на вязкость (из сравнения рис. 3 и 5).

Из рис. 6 видно, что разгазирование оказывает влияние на дебит скважины при больших временах электромагнитного нагрева пласта. Это связано с влиянием газовыделения на комплекс параметров: фазовую проницаемость, диэлектрические

параметры среды, коэффициент поглощения электромагнитных волн, а от последних зависит изменение температуры и давления.

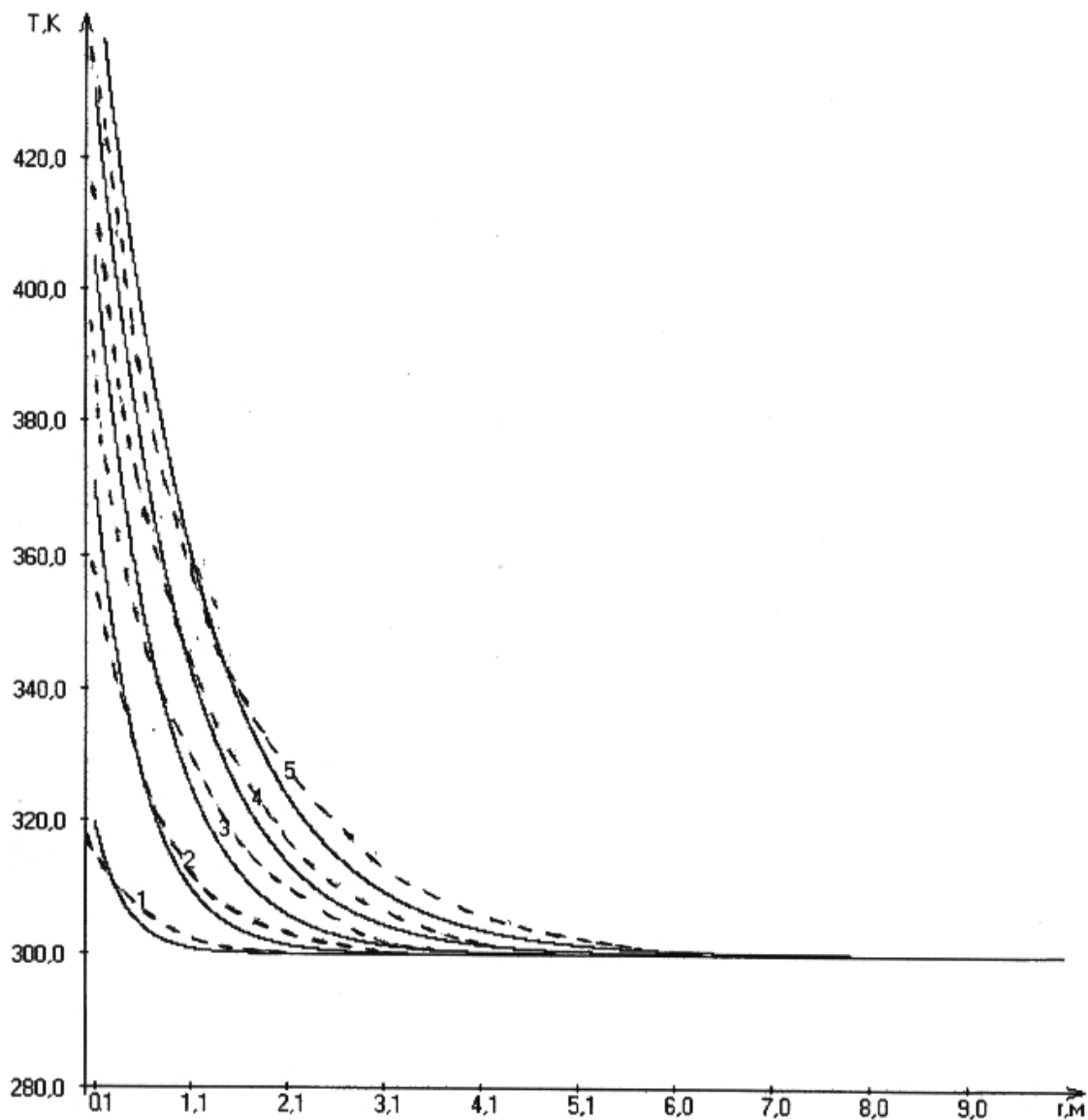


Рис. 2. Изменение температуры в пласте с расстоянием в разные моменты времени. Сплошная – с учетом газовыделения, пунктирная - - без учета газовыделения

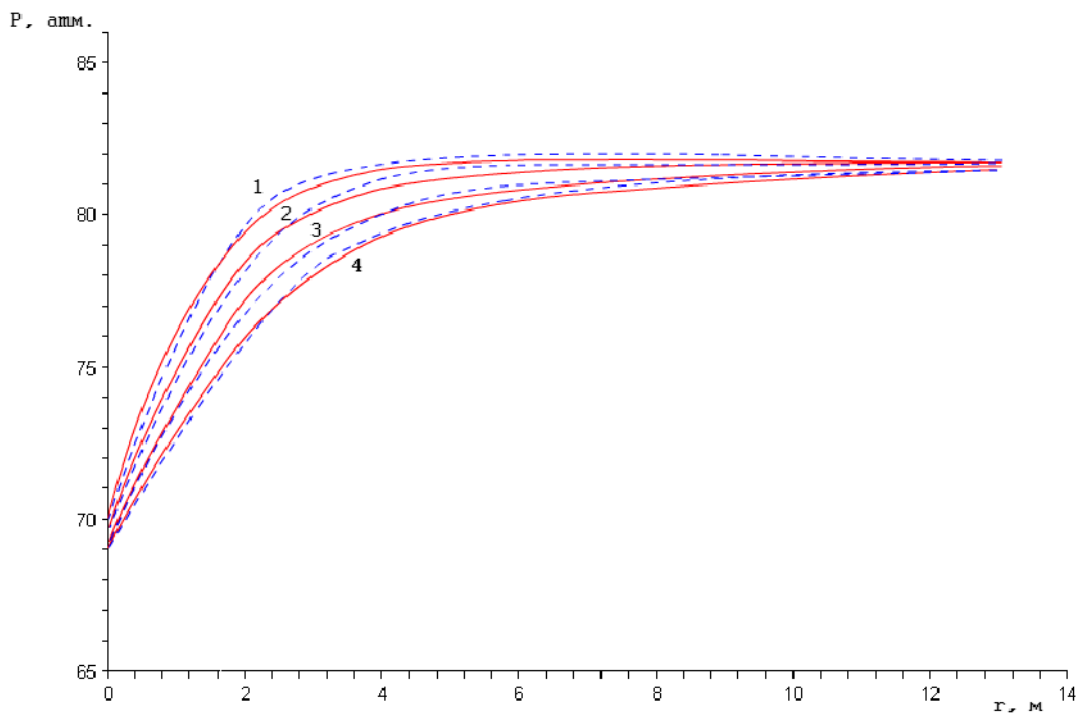


Рис. 3. Изменение давления в пласте с расстоянием в разные моменты времени

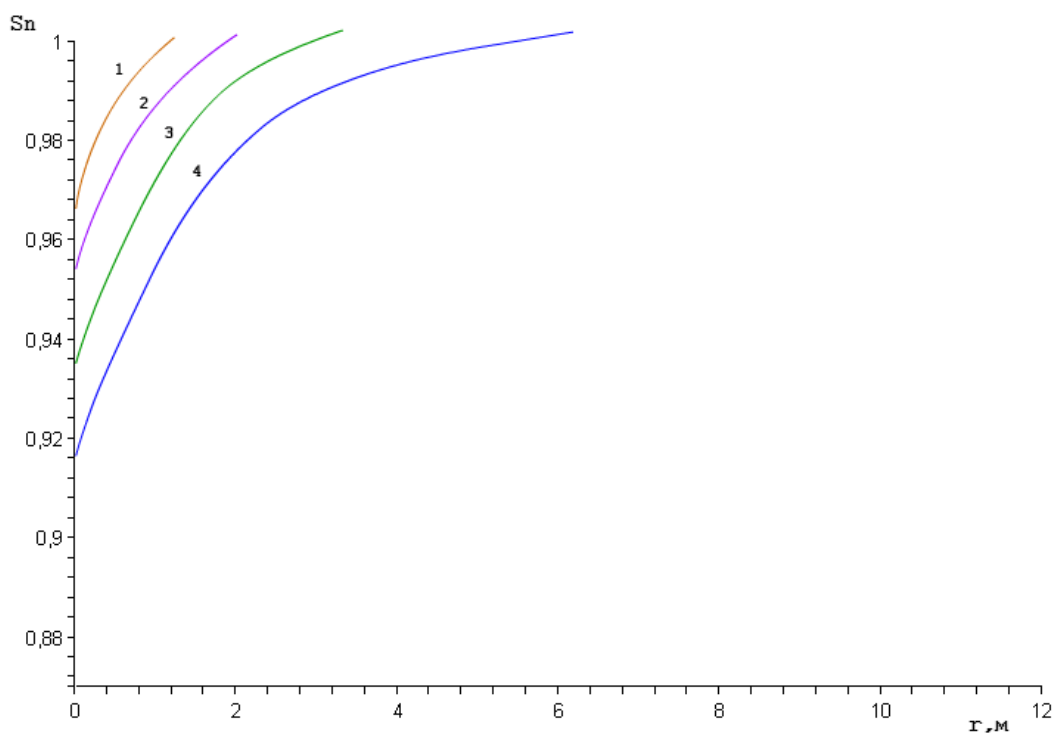


Рис. 4. Изменение нефтенасыщенности в пласте с расстоянием в разные моменты времени

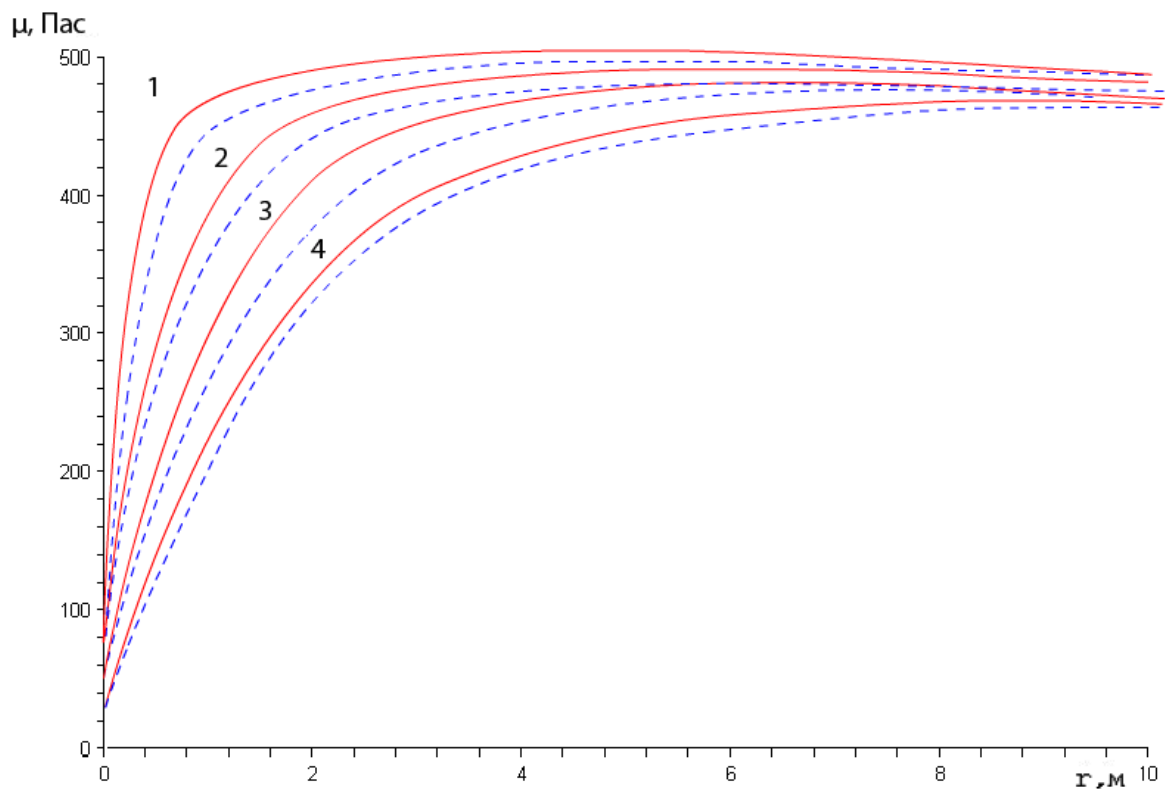


Рис. 5. Изменение вязкости нефти в пласте с расстоянием в процессе воздействия разные моменты времени

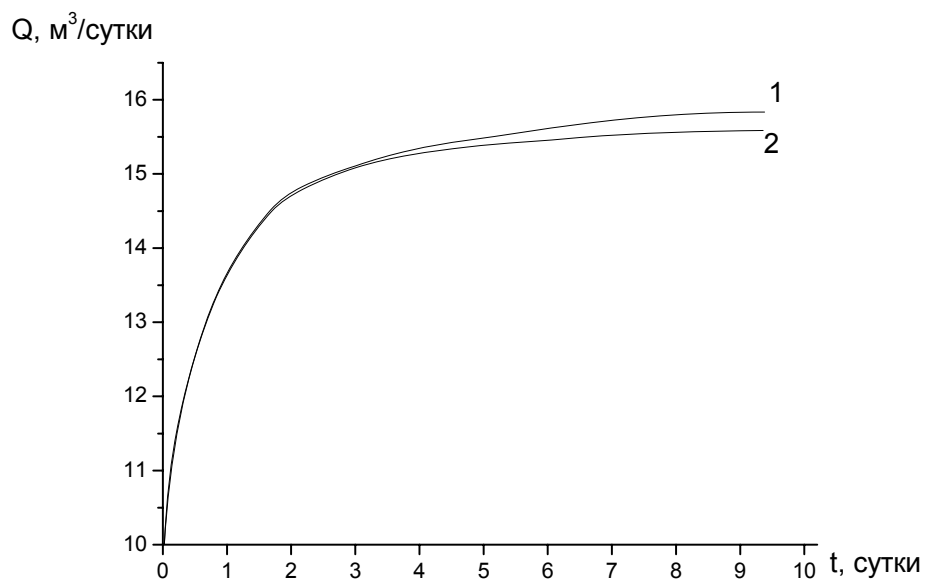


Рис. 6. Изменение дебита скважины со временем
1 - без учета газовыделения; 2 - с учетом газовыделения;

Литература

- [1] Идрисов Р.И., Фатыхов М.А. Математическая модель фильтрации углеводородной жидкости в высокочастотном электромагнитном поле с учетом газовыделения //Сборник научных статей физико-математического факультета: Ученые записки. -Уфа: Изд-во БГПУ – 2005. – Вып.7. – С.126 - 133.
- [2] Фатыхов М.А., Идрисов Р.И. Теоретическое исследование фильтрации высоковязкой углеводородной жидкости в высокочастотном электромагнитном поле с учетом физико-химических превращений // Материалы XI Российской конференции по теплофизическим свойствам веществ.- Санкт-Петербург, 2005. – С.166 -167.
- [3] Фатыхов М.А., Идрисов Р.И. Фильтрация углеводородной жидкости в высокочастотном электромагнитном поле с учетом газовыделения // Сборник тезисов докладов V Региональное совещание-семинар: Научно-методические основы подготовки специалистов-физиков и учителей физики. – Уфа: БГПУ, 2005. – С. 41- 42.
- [4] Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред. - М.: Наука, 1978.-336 с.
- [5] Механика насыщенных пористых сред. //В.Н.Николаевский, А.Т.Зотов, К.С.Басниев и др. - М.: Недра, 1970. - 335 с.
- [6] Abernethy E.R. Production increase of Heavy Oils by electromagnetic Heating // J.Can.Petr.Tech. - 1976. - №3.- P.91-97.
- [7] Саяхов Ф.Л. Исследование термо- и гидродинамических процессов в многофазных средах в высокочастотном электромагнитном поле применительно к нефтедобыче: Автореф. дисс.докт.физ. -мат. наук: -01.02.05, 05.15.06 - Защищена 09.06.85. Утв. 07. 09. 85.- М.:1985.-37 с.
- [8] Самарский А.А. Теория разностных схем. - М.: Наука, 1977. – 656 с.
- [9] Гриценко А.И., Николаевский А.В., Пешкин М.А., Тер-Саркисов Р.М. Возникновение фильтраций жидкой фазы при накоплении в ней газообразных продуктов //МЖГ, 1990, №2. - С. 185 – 195.