

İNFÖRMATİKA

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЛИНИСТЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

С.В.АГАЛАРОВА

*SOCAR, Нефтегазовый научно-исследовательский
проектный институт,
sanubar.gambarova@gmail.com*

На базе трехфазной многокомпонентной модели фильтрации флюидов выполнено моделирование процесса водогазового воздействия на глинистый нефтяной пласт, позволяющее учитывать все происходящие физико-химические процессы. На основе моделирования исследованы возможности повышения коэффициента извлечения нефти за счет роста коэффициента вытеснения с увеличением подвижности пластовой нефти, а также за счет повышение коэффициента охвата на основании цикличности метода.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, трехфазная смесь, глинистый нефтяной пласт, коэффициент извлечения нефти, давление.

При разработке месторождения нефти и газа более половины запасов остается не извлеченным. В связи с этим, весьма актуальным представляется внедрение новых эффективных способов оптимизации процесса разработки и закачки новых агентов в пласт для увеличения объемов извлекаемых запасов. Одним из таких способов является применение водогазового воздействия (ВГВ) для повышение выработки не извлекаемых запасов нефти.

Водогазовое воздействие является одним из методов по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов. Этот метод объединяет в себе все ключевые преимущества отдельного нагнетания воды и газа. А именно, достигается высокий коэффициент вытеснения нефти, присущий нагнетанию газа в пласт, а малый коэффициент охвата вытеснением нивелируется закачкой воды, кроме того, при закачке водогазовой смеси не происходит прорыва газа по высокопроницаемым пропласткам. Также при использовании ВГВ происходит выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины. Успешность реализации способа водогазового воздействия определяется не только геологическими критериями его применимости, но и, во многом, зависит от свойств и состава агента воздействия, способа его подготовки, согласованности режимов нагнетания и отбора по реагирующему

участку. Кроме того, при наличии газа разного состава, закачиваемая водогазовая смесь может изменять нефтewытесняющую способность, например, путем подачи сухого или жирного газа [1-4].

При рассмотрении вопроса интенсификации выработки запасов нефти водогазовым воздействием на пласт существует ряд нерешенных задач, одна из которых связана с определением эффективности вытеснения нефти на постоянных и циклических режимах закачки водогазовой смеси.

Целью работы является моделирование водогазового воздействия на глинистый нефтяной пласт и на его основе определение возможностей интенсификации выработки запасов нефти на различных режимах закачки.

Постановка задачи. Рассмотрим задачу вытеснения нефти из глинистого пласта водогазовую смесь, в которой вода имеет различный минералогический состав, а газ добавлен в оптимальном объемном соотношении. Принимаем, что в пласте размещены добывающие и нагнетательные скважины. На нагнетательной скважине задано количество закачиваемой водогазовой смеси, а на добывающей скважине задан суммарный отбор по трем фазам. По известным состояниям пласта требуется определить технико-технологических показателей разработки в режиме процесса вытеснения.

Изотермическое течение трехфазной смеси в пористой среде описывается следующей системой дифференциальных уравнений, полученных объединением уравнений неразрывности по каждому трех фаз и обобщенного закона Дарси, используя допущение о локальном термодинамическом равновесии фаз [5-7]:

$$\nabla \left[kh \left(\frac{f_u(s_u, s_z)}{\mu_u} \rho_u l_i \nabla p_u + \frac{f_z(s_z)}{\mu_z} \rho_z g_i \nabla p_z \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} [hm(\rho_u s_u l_i + \rho_z s_z g_i)] + \sum_{j=1}^{n_1} (Q_{uj}^i(t) + Q_{zj}^i(t)) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3), \quad i = 1, 2, \dots, N; (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \quad (1)$$

$$\nabla \left[kh \left(\frac{f_g(s_g, c)}{\mu_g} \rho_g \nabla p_g + \frac{f_z(s_z)}{\mu_z} \rho_z g_g \nabla p_z \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} [hm(\rho_g s_g + \rho_z s_z g_g + \rho_g \omega)] + \sum_{l=1}^{n_2} (Q_{gl}(t) + Q_{zl}(t)) \delta(x - x_l^h, y - y_l^h) + \sum_{j=1}^{n_1} Q_{gj}(t) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3), \quad (2)$$

$$\sum_{l=1}^N l_i = 1, \quad \sum_{l=1}^N g_i + g_g = 1, \quad s_u + s_z + s_g = 1, \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T),$$

$$\nabla \left(khc \frac{f_g \rho_g}{\mu_g} \nabla p_g \right) + \frac{\partial}{\partial t} [h(mcs_g + a)\rho_g] =$$

$$= \nabla(h\rho_\epsilon D(s_\epsilon, c)\nabla c) + \sum_{l=1}^{n_2} cQ_{dl}(t)\delta(x-x_l^u, y-y_l^u), \quad (3)$$

$$P_n = P_z - P_{cнз}, P_\epsilon = P_z - P_{cгз}, (x, y) \in D, t \in (0, T), \quad (4)$$

$$p_\epsilon(x, y, t)|_{t=0} = p_{\epsilon 0}(x, y), z_i(x, y, t)|_{t=0} = z_{i0}(x, y), i = \overline{1, N+1};$$

$$c(x, y, t)|_{t=0} = c_0(x, y), (x, y) \in D, \quad (5)$$

$$\left. \frac{\partial p_\epsilon}{\partial x} \right|_{x=0, l_x} = \left. \frac{\partial p_n}{\partial x} \right|_{x=0, l_x} = \left. \frac{\partial c}{\partial x} \right|_{x=0, l_x} = 0, 0 \leq y \leq l_y,$$

$$\left. \frac{\partial p_\epsilon}{\partial y} \right|_{y=0, l_y} = \left. \frac{\partial p_n}{\partial y} \right|_{y=0, l_y} = \left. \frac{\partial c}{\partial y} \right|_{y=0, l_y} = 0, 0 \leq x \leq l_x, \quad (6)$$

где $\rho_\epsilon, \rho_n, \rho_z$ - плотность водяной, нефтяной и газовой фазы соответственно; l_i, g_i - мольные доли i -го компонента в нефтяной и газовой фазы; g_ϵ -водный компонент в смеси; c -концентрация соли; z_i - мольные доли i -го компонента в смеси; $m = m(c, s_\epsilon)$ -пористость; $k = k(c, s_\epsilon)$ -абсолютная проницаемость; s_ϵ, s_n, s_z - насыщенность водяной, нефтяной и газовой фазой соответственно; $f_\epsilon(s_\epsilon), f_n(s_n), f_z(s_z)$ - относительная фазовая проницаемость водяной, нефтяной и газовой фазы соответственно; $\mu_\epsilon, \mu_n, \mu_z$ - вязкость водяной, нефтяной и газовой фазы соответственно; P_ϵ, P_n, P_z -давление в водяной, нефтяной и газовой фазе соответственно; $P_{cнз}, P_{cгз}$ -капиллярное давление на контакте нефть-газ и вода-газ; $\omega = \omega(c, s_\epsilon)$ - параметр, характеризующее количество поглощенной глинами воды; a -количество сорбированных солей; $D(s_\epsilon, c)$ -коэффициент диффузии; l_x, l_y - длина и ширина пласта; h - толщина пласта; $Q_{\epsilon j}(t), Q_{nj}(t)$ и $Q_{zj}(t)$ - дебиты добывающих скважин по водяной, нефтяной и газовой фазы соответственно; $Q_{dl}(t)$ и $Q_{zj}(t)$ - объемные расходы нагнетательных скважин по водяной и газовой фазы соответственно; n_1 и n_2 - число эксплуатационных и нагнетательных скважин; $\delta(\cdot)$ -функция Дирака; (x_j^z, y_j^z) и (x_l^u, y_l^u) - координаты j -ой эксплуатационной и l -ой нагнетательной скважины; ∇ - оператор Гамильтона; D - область фильтрации; T - время разработки; t - время.

Неизвестными в системе уравнений (1)-(6) являются давление в водяной фазе p_ϵ , мольные доли в смеси z_i ($i = \overline{1, N+1}$) и концентрация соли в водной фазе c .

Метод решения задачи. С учетом выполнения условия $\sum_{i=1}^N l_i = 1, \sum_{i=1}^N g_i + g_\epsilon = 1$, суммированием уравнений системы (1) и (2) по всем i , получаем следующее уравнение сохранения массы смеси:

$$\begin{aligned} \nabla\{kh\alpha \cdot \nabla p_\epsilon\} + \nabla\{kh\eta \cdot \nabla p_{c\epsilon}\} - \nabla\{kh\gamma \cdot \nabla p_{chz}\} = & \frac{\partial}{\partial t} [mh\varphi] + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q}_j(t) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3) \\ & + \sum_{l=1}^{n_2} (Q_{el}(t) + Q_{cl}(t)) \delta(x - x_l^h, y - y_l^h), \quad \overline{Q}_j(t) = \sum_{i=1}^N (Q_{ij}^i(t) + Q_{ej}^i(t)) + Q_{ej}(t). \end{aligned} \quad (7)$$

Тогда система (1)-(4) будет эквивалента следующей системе:

$$\begin{aligned} \nabla\{kh\alpha \cdot \nabla p_\epsilon\} + \nabla\{kh\eta \cdot \nabla p_{c\epsilon}\} - \nabla\{kh\gamma \cdot \nabla p_{chz}\} = & \frac{\partial}{\partial t} [mh\varphi] + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q}_j(t) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3) \\ & + \sum_{l=1}^{n_2} (Q_{el}(t) + Q_{cl}(t)) \delta(x - x_l^h, y - y_l^h), \quad \overline{Q}_j(t) = \sum_{i=1}^N (Q_{ij}^i(t) + Q_{ej}^i(t)) + Q_{ej}(t), \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \nabla\{kh\alpha_{i,z_i} \cdot \nabla p_\epsilon\} + \nabla\{kh\eta_{i,z_i} \cdot \nabla p_{c\epsilon}\} - \nabla\{kh\gamma_{i,z_i} \cdot \nabla p_{chz}\} = & \frac{\partial}{\partial t} [mh\varphi_{i,z_i}] + \\ & + \sum_{j=1}^{n_1} (Q_{ij}^i(t) + Q_{ej}^i(t)) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3), \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \nabla\{kh(\lambda_\epsilon + \alpha_{N+1,z_{N+1}}) \cdot \nabla p_\epsilon\} + \nabla\{kh(\alpha_{N+1,z_{N+1}}) \cdot \nabla p_{c\epsilon}\} = & \frac{\partial}{\partial t} [mh(\lambda_\epsilon + \alpha_{N+1,z_{N+1}}) + \rho_\epsilon \omega] + \\ & + \sum_{l=1}^{n_2} (Q_{el}(t) + Q_{cl}(t)) \delta(x - x_l^h, y - y_l^h) + \sum_{j=1}^{n_1} Q_{ej}(t) \delta(x - x_j^3, y - y_j^3), \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \nabla[khc\lambda_\epsilon \nabla p_\epsilon] + \frac{\partial}{\partial t} [h(mcs_\epsilon + a)\rho_\epsilon] = \\ = \nabla(h\rho_\epsilon D(s_\epsilon, c)\nabla c) + \sum_{l=1}^{n_2} cQ_{el}(t) \delta(x - x_l^h, y - y_l^h), \end{aligned} \quad (11)$$

Здесь $\alpha_i = \frac{1}{F_h(1 - k_i^{(1)}) + F_\epsilon(\frac{k_i^{(1)}}{k_i^{(2)}} - k_i^{(1)}) + k_i^{(1)}} (\lambda_h + k_i^{(1)}\lambda_\epsilon + \lambda_\epsilon)$

$$\lambda_h = \frac{f_h \rho_h}{\mu_h}; \lambda_\epsilon = \frac{f_\epsilon \rho_\epsilon}{\mu_\epsilon};$$

$$\lambda_{\theta} = \frac{f_{\theta} \rho_{\theta}}{\mu_{\theta}}; \eta_i = \frac{1}{F_n(1 - k_i^{(1)}) + F_{\theta} \left(\frac{k_i^{(1)}}{k_i^{(2)}} - k_i^{(1)} \right) + k_i^{(1)}} (\lambda_n + k_i^{(1)} \lambda_{\theta}); \alpha = \sum_{i=1}^N \alpha_i;$$

$$\eta = \sum_{i=1}^N \eta_i; \gamma_i = \frac{1}{F_n(1 - k_i^{(1)}) + F_{\theta} \left(\frac{k_i^{(1)}}{k_i^{(2)}} - k_i^{(1)} \right) + k_i^{(1)}} \lambda_n; \gamma = \sum_{i=1}^N \gamma_i;$$

$$\varphi = (\rho_n s_n + \rho_{\theta} s_{\theta} + \rho_{\theta} s_{\theta} + \rho_{\theta} \omega);$$

$$\varphi_i = \frac{1}{F_n(1 - k_i^{(1)}) + F_{\theta} \left(\frac{k_i^{(1)}}{k_i^{(2)}} - k_i^{(1)} \right) + k_i^{(1)}} (\rho_n s_n + k_i^{(1)} \rho_{\theta} s_{\theta});$$

$$z_i = l_i F_n + g_i F_{\theta} + g_{\theta} F_{\theta}; \quad z_{N+1} = g_{\theta};$$

$$\alpha_{N+1} = \frac{1}{k_{N+1}^{(2)} (F_n(1 - k_{N+1}^{(1)}) + F_{\theta} \left(\frac{k_{N+1}^{(1)}}{k_{N+1}^{(2)}} - k_{N+1}^{(1)} \right) + k_{N+1}^{(1)}} k_{N+1}^{(1)} \lambda_{\theta};$$

$$s_{\theta} = \frac{(1 - F_n - F_{\theta}) \rho_{\theta}}{(1 - F_n - F_{\theta}) \rho_{\theta} + (1 - F_{\theta} - F_{\theta}) \rho_n + (1 - F_n - F_{\theta}) \rho_{\theta}};$$

$$s_{ж} = \frac{(1 - F_{\theta} - F_{\theta}) \rho_n}{(1 - F_{\theta} - F_{\theta}) \rho_n + (1 - F_{\theta} - F_n) \rho_{\theta} + (1 - F_n - F_{\theta}) \rho_{\theta}};$$

$k_i^{(1)}$ и $k_i^{(2)}$ -коэффициенты распределения i -го компонента между фазами нефть-газ и вода-газ; $F_n, F_{\theta}, F_{\theta}$ -молярная доля нефтяной, водяной и газовой фазы в смеси.

Для решения гидродинамической задачи (8)-(11), (5)-(6) была использована схема “неявная по давлению в водяной фазе и явная по составу смеси и концентрацию соли в водной фазе”. Из уравнение (8) $p_{\theta}(x, y, t)$ определяется итерационным поточечным методом Якоби, а из системы (9) и (10) $z_i(x, y, t)$, $z_{N+1}(x, y, t)$ и из уравнение (11) $c(x, y, t)$ определяются методом Эйлера[8]. На основе $z_i(x, y, t)$, $z_{N+1}(x, y, t)$ рассчитывается l_i, g_i, g_{θ} , и, с использованием уравнений состояния фаз [9], идентифицируется $\rho_{\theta}, \rho_n, \rho_{\theta}$ и определяются $s_{\theta}, s_n, s_{\theta}$.

Прогнозирование нефтеотдачи процесса вытеснения нефти водогазовой смесью в глиносодержащих коллекторах. На основе предложенных фильтрационных моделей были проведены расчеты по вытеснению нефти водогазовой смесью из глинистых пластах, в которых работает одна нагнетательная и одна добывающая скважина. Размеры модели - 250м · 250м. Начальные значения пластовых температур и давлений рав-

ны 90 °С и 26 МПа, соответственно. Моделируемый участок представляет собой чисто нефтяную зону. Плотность нефти в поверхностных условиях задана равной 0,857 т/м³. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 10,4 мПа·с, а газосодержание - 18,5 м³/м³. Толщина пласта составляет 20 м, а коэффициенты песчаности и глинистости - 0,6 и 0,12 и коэффициент начальной нефтенасыщенности - 0,8. В нагнетательную скважину закачивалась смесь воды и газа с забойным давлением 35 МПа. Содержание газа в смеси около 25 % в пластовых условиях.

Пластовая нефть пласта характеризовалась следующим начальным усредненным составом (молярная доля, %): метан 20,88; этан 2,82; пропан 1,69; бутан 1,12; пентан 1,05; C₆₊- 66,12; N₂ - 0,99; CO₂ - 0,33.

В расчетах для значений параметров модели пласта и характеризующих физических свойств фаз, соответствующих на доли компонентов, были использованы следующие исходные данные [10,11]:

$$l_x = 250\text{м}; l_y = 250\text{м}. m_0 = 0.2; k_0 = 0,034\text{мкм}^2;$$

$$m = m_0(1 - Bs_g); k = k_0(1 - Bs_g); B = 0,4; c_0(x, y) = 0.15; s_{g0}(x, y) = 0.2;$$

$$f_n(s_n, s_g) = \left(\frac{s_n + s_g - 0.2}{0.6} \right)^3; f_g(s_g) = 0.9 \cdot (s_g)^{2.89};$$

$$f_g(s_g, c) = \frac{c+l}{l} \left(\frac{s_g - 0.2}{0.8} \right)^3; \frac{c+l}{l} = \gamma = 4.6;$$

$$D(s_g, c) = D_0 \cdot (2 - s_g); D_0 = 10^{-5} \text{ м}^2/\text{сек}.$$

$$p_{ck}(s_l) = \Pi \cdot J(s_l); J(s_l) = \frac{0.2(0.9 - s_l)}{(1.2 - s_l)^2(2s_l - s_l^2)}; (l = n, g);$$

$$\Pi = 10^5 \text{ Па}.$$

Объемы закачки воды и газа, соответственно, принимались: Q_г = 30 м³/сут., Q_в = 7,5 м³/сут. - при постоянном (стационарном) режиме закачки и Q_г = 60 м³/сут., Q_в = 15 м³/сут. - при циклическом режиме закачки (с периодом нагнетания 15 суток/месяц). На обоих режимах в продуктивный пласт закачивались одинаковые объемы водогазовой смеси.

Результаты расчетов представлены на рис.1-4. На рис.1 приведены графики изменения вязкости нефти во времени по вариантам постоянного и циклического воздействия. Видно, что при стационарной закачке водогазовой смеси происходит постоянное насыщение нефти газом. При этом происходит кратковременное перенасыщение нефти газовой фазой, что обуславливает медленное снижение вязкости нефти в продуктивном пласте.

При циклическом воздействии насыщение в пласте нефти газом носит импульсный характер, и процесс перенасыщения нефти происходит

значительно позднее. Кроме того, в ходе циклического воздействия работает механизм вовлечения в разработку запасов нефти низкопроницаемых зон пласта (рост коэффициента охвата пласта), в результате чего увеличивается объемная составляющая, подвергаемая воздействию газовой фазы, который способствует увеличению подвижности нефти.

На рис.2 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от ее подвижности для различных режимов закачки водогазовой смеси. Видно, что коэффициент вытеснение в пределах значений подвижности нефти от 0,001 до 0,005 $\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ интенсивно растет, а затем, с увеличением подвижности нефти, интенсивность роста снижается.

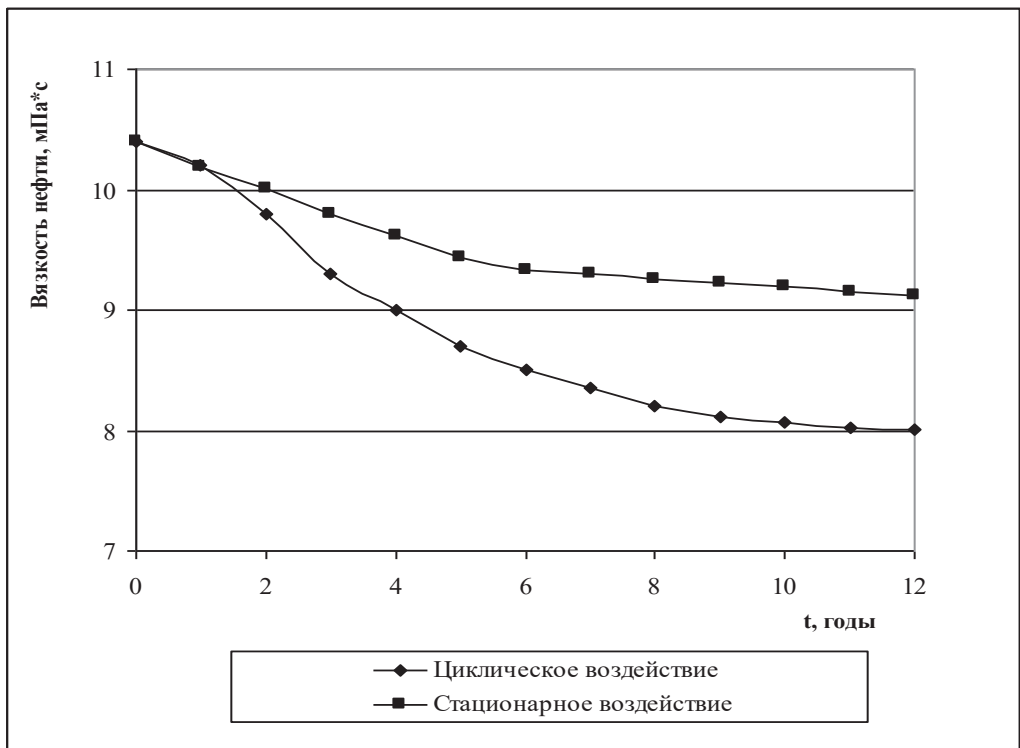


Рис.1. Динамика изменения вязкости нефти водогазового воздействия в стационарном и циклическом режимах

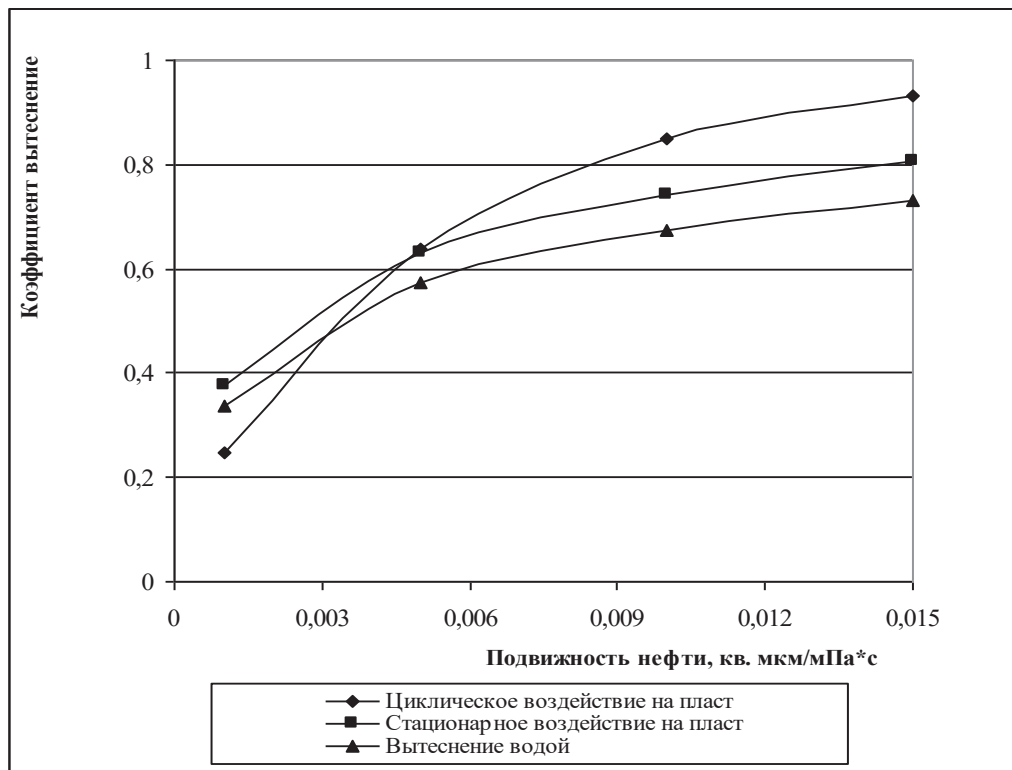


Рис.2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водогазовой смесью на различных режимах и водой от коэффициента подвижности нефти

Когда фильтруется только вода, то интенсивность отбора обусловлена только вытесняющими свойствами воды, когда же в процесс вытеснения добавляется газ, то происходит изменение подвижности нефти за счет насыщения ее газом. Более интенсивное изменение подвижности нефти в случае циклического воздействия обуславливает более полное вытеснение. При циклическом воздействии на пласт происходит наилучшее вытеснение нефти, когда численное превосходство, по сравнению с стационарным воздействием, выражается величиной около 6,7 %.

На рис.3 представлены динамики изменения в зависимости от времени дебитов и коэффициентов извлечения нефти на стационарном и циклическом режимах закачки. Анализ представленных динамик показывают, что лучшие показатели характерны для циклического воздействия. Эффективность водогазового воздействия, обусловленная увеличением коэффициента вытеснения, в большей мере, обеспечивается как за счет снижения вязкости нефти, в то время как за счет увеличения коэффициента охвата, при котором большую роль играет цикличность воздействия и набухание глинистого материала коллектора.

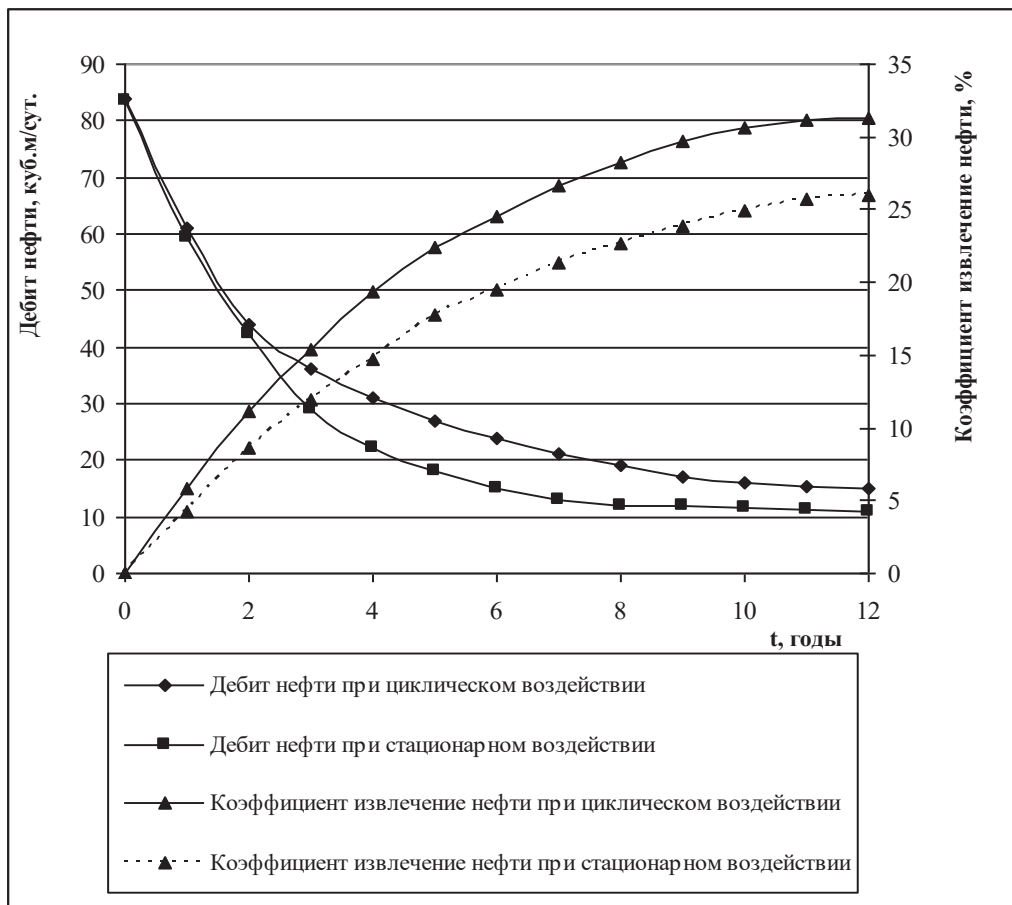


Рис.3. Динамика основных показателей эксплуатации по вариантам стационарного и циклического воздействия

На рис.4 представлены динамики изменения обводненности в зависимости от времени по вариантам стационарного и циклического воздействия. Анализ представленных динамик показывают, что на стационарном режиме закачки наблюдается скоротечное прорывное обводнение скважины и более сдержанное обводнение при циклическом режиме. Обводнение при циклическом режиме происходит менее интенсивно в связи с подключением низкопроницаемых глинистых участков пласта.

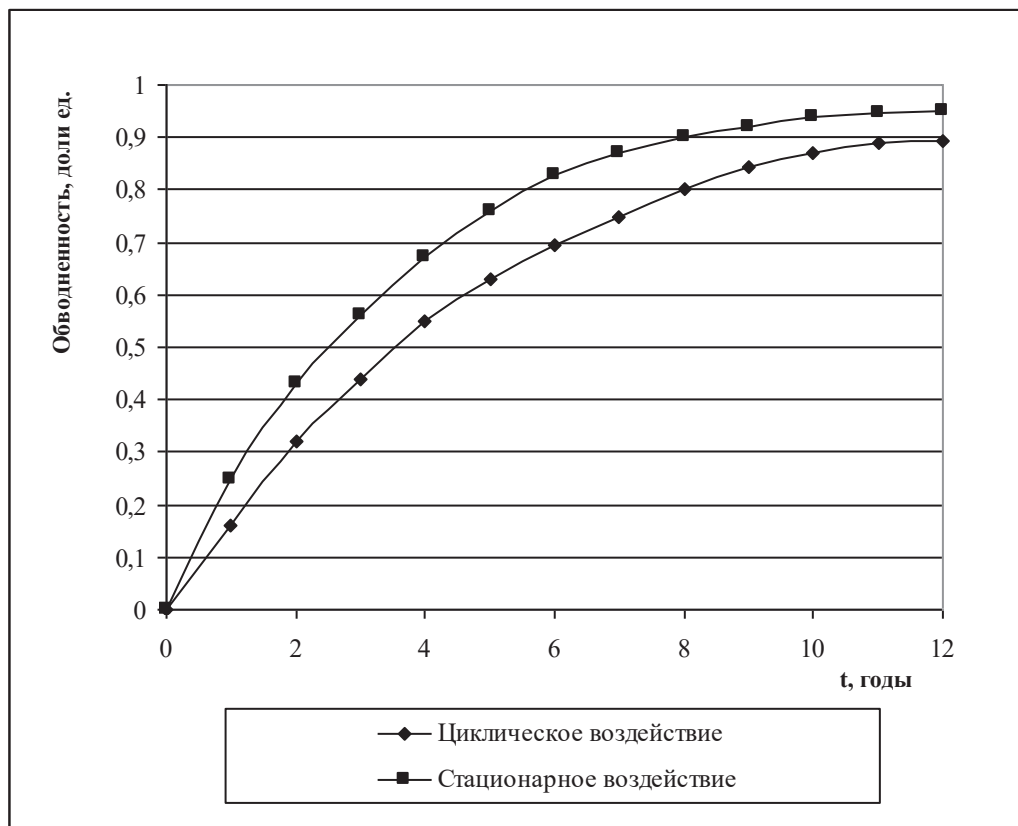


Рис.4. Динамики изменения обводненности в зависимости от времени по вариантам стационарного и циклического воздействия

Таким образом, установлено, что циклическое водогазовое воздействие носит комплексный эффект повышения коэффициента извлечения нефти за счет роста коэффициента вытеснения с увеличением подвижности пластовой нефти, а также за счет повышения коэффициента охвата на основании цикличности метода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кокорев В.И. Газовые методы - новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело, 2009, № 11, с. 24–27
2. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газойл-пресс, 2006, 199 с.
3. Зацепин В.В., Максудов Р.А. Основные факторы, определяющие эффективность водогазового воздействия с одновременной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело, 2008, № 10, с.18–24
4. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание азота для увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996, № 11, с. 45-50.
5. Аббасов З.Я., Джалалов Г.И., Фейзуллаев Х.А., Дамиров А. А. Численный алгоритм решения процесса воздействия на газоконденсатную залежь комбинированной закачкой газа и воды// Изв. НАН Азерб., серия Наук о Земле, 2013, №1, с.56-66

6. Feyzullaev Kh. A., Khalilov M. S. Numerical modeling of the water-gas stimulation of a gas-condensate stratum in the final stage of development // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, Vol. 92, No. 5, 2019, pp.1214-1224
- 7.Фейзуллаев Х.А. Совершенствование моделирования гидрогазодинамических основ разработки глубокозалегающих газоконденсатных месторождений. Beau Bassin: Palmarium Academic Publishing, 2018. – 228 с. ISBN 978-620-2-38166-6
- 8.Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: Пер. с английского. М.: Недра, 1982. 407 с.
9. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002, 575 с.
- 10.Фейзуллаев Х.А., Агаларова С.В. Математическое моделирование процесса вытеснения нефти водой в глиносодержащих коллекторах с учетом набухания глин // АНХ, №10, 2019, с.26-32
11. Feyzullayev Kh.A., Khalilov M.S., Kuliev E.A. Parametric identificational determination of the functions of relative phase permeabilities of qazcondensate deposits in water displacement mode. Proceedings of the 6th International Conference on control and optimization with industrial applications, COIA2018, July 11-13, 2018, Baku, vol.I, pp.167-169

GİLLİ NEFT LAYINA SU-QAZ QARIŞIĞI İLƏ TƏSİR PROSESİNİN MODELLƏNDİRİLMƏSİ

S.V.AĞALAROVA

XÜLASƏ

Fluidlərin süzülməsinin üç fazlı çoxkomponentli modeli bazasında gil saxlayan neftli laya su-qaz qarışığı ilə təsirinbaş verən bütün fiziki - kimyəvi proseslərini nəzərə almağa imkan verən modelləşdirilməsi yerinə yetirilmiş və onun əsasında lay neftinin hərəkətliliyinin artırılması hesabına sıxışdırılma əmsalının, həmçinin təsir üsulunun növbəliyinə əsasən əhatə əmsalının artırılmasına hesabına neftin çıxarılma əmsalının artırılması imkanları araşdırılmışdır.

Açar sözlər: su-qazla təsir, üçfazlı qarışıq, gilli neft layı, neftin çıxarılma əmsalı, təzyiq.

MODELLING OF THE PROCESS OF WATER-GAS STIMULATION ON A CLAY BEARING OIL LAYER

S.V.AGHALAROVA

SUMMARY

Modelling of the process of water-gas stimulation on a clay bearing oil layer has been carried out within the scope of a three-phase multi-component model of fluid filtration, which allows taking into account all ongoing physical and chemical processes. Based on this, the possibilities of the increase of oil recovery coefficient due to growth of displacement efficiency by improving of formation oil mobility and the coverage factor due to method cyclicity are investigated.

Keywords: water-gas stimulation, three-phase mixture, clay bearing oil layer, oilrecovery coefficient, pressure.