

УДК 532.546

ВЛИЯНИЕ ГРАВИТАЦИОННОГО РАССЛОЕНИЯ ФАЗ НА ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

© 2022 г. А. А. Чернова^{a,*}, А. А. Афанасьев^{a,**}

^a Научно-исследовательский институт механики МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

*E-mail: anya_chernova_2504@mail.ru

**E-mail: afanasyev@imec.msu.ru

Поступила в редакцию 23.03.2022 г.

После доработки 15.04.2022 г.

Принята к публикации 10.05.2022 г.

Исследуется водогазовое воздействие на нефтяные пласты, т.е. газовый метод увеличения нефтеотдачи, предполагающий закачку воды и углекислого газа в пласт с целью повышения нефтеотдачи. Применение такого воздействия осложняется возможностью гравитационного расслоения фаз, приводящего к неравномерному охвату пласта вытесняющими агентами. Из системы уравнений, описывающей течение воды и двухфазной углеводородной смеси, определены безразмерные параметры, характеризующие стратификацию фаз. Показано, что эффективность водогазового воздействия зависит от трех параметров подобия. Проведено параметрическое исследование оптимальных стратегий закачки воды и углекислого газа при изменении одного из критериев подобия. Построена диаграмма оптимальных стратегий водогазового воздействия. Исследованы оптимальные интервалы перфорирования нагнетательной и добывающей скважин для различных значений предложенного параметра.

Ключевые слова: фильтрация, водогазовое воздействие, CO_2 , декарбонизация, нефть, газ

DOI: 10.31857/S0568528122050036

1. ВВЕДЕНИЕ

Актуальной проблемой рационального недропользования и энергетики является оптимизация добычи полезных ископаемых, в том числе нефти. Расчет показателей разработки углеводородных месторождений вызывает сложность в связи с разнообразным строением геологических пластов, многокомпонентным составом насыщающих их жидкостей и газов и фазовыми переходами [1–4]. В последние десятилетия традиционной является технология заводнения нефтяных пластов с целью поддержания высокого пластового давления. Однако для ряда месторождений эта технология является неэффективной, так как коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет всего около 20–30% [5]. КИН — это отношение извлекаемых запасов нефти к количеству нефти, находящейся в пласте. В связи с этим актуально развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые позволяют повысить КИН [2, 4, 5]. Одним из таких перспективных методов является водогазовое воздействие на нефтяные пласты, которое предполагает закачку не только воды, но и газа (например, углекислого газа — CO_2 — или метана), который хорошо растворяется в нефти, снижает ее вязкость и способствует более полному вытеснению [6, 7]. Применение CO_2 в качестве вытесняющего агента требует дополнительных экономических расходов, так как стоимость закачки CO_2 выше стоимости воды. Таким образом, с одной стороны, при закачке CO_2 удастся повысить КИН, но, с другой стороны, при этом появляются дополнительные расходы по сравнению с закачкой воды. В связи с этим возникает проблема — поиск баланса между прибылью от дополнительно извлеченной нефти и дополнительными расходами на закачку CO_2 . Также оптимизация водогазового воздействия предполагает определение газа, который эффективнее закачивать, и пропорций и объемов закачки, в которых нужно закачивать воду и газ для повышения нефтеотдачи пластов и рентабельности водогазового воздействия.

Закачка CO_2 в нефтяные пласты также позволяет решить актуальную современную проблему по декарбонизации энергетических систем. Антропогенный фактор, связанный с выбросом про-

дуктов горения в атмосферу, приводит к глобальному потеплению. При этом CO_2 является одним из основных парниковых газов, и снижение его выбросов в атмосферу должно способствовать решению отмеченной климатической проблемы. Надежное захоронение CO_2 в нефтяных пластах является одним из перспективных способов уменьшения выбросов, декарбонизации существующих энергетических систем и построения низкоуглеродной энергетики.

При закачке воды и газа в нефтяные пласты происходят сложные процессы, в частности связанные с фазовыми переходами углеводородных компонент: CO_2 хорошо растворяется в нефти, снижая ее вязкость, а растворенный в нефти метан испаряется в газовую фазу, т.е. происходит обмен компонентами между фазами. Эти фазовые переходы в значительной мере определяют эффективность водогазового воздействия [5]. Интенсивность фазовых переходов и равномерный охват пласта газом могут снижаться из-за стратификации фаз. Проблема связана с тем, что при водогазовом воздействии газ, как более легкая фаза, поднимается к кровле пласта, а вода, как более тяжелая фаза, опускается к подошве пласта (рис. 1). Такое гравитационное расслоение фаз приводит к тому, что в одних областях пласта происходит вытеснение нефти только газом, а в других — только водой. Это приводит к снижению эффективности водогазового воздействия [8]. Также важно определить, где нужно перфорировать вертикальные скважины, т.е. на какой высоте их пробивать, или на какой глубине пробурить горизонтальные скважины. Например, при перфорировании вертикальной нагнетательной скважины у кровли пласта, газ потечет к добывающей скважине только вдоль кровли пласта, а области у подошвы пласта останутся не охвачены газом. Если же нагнетательная скважина перфорирована у подошвы пласта, то вода потечет только по подошве пласта, а вышележащие области пласта останутся не охвачены водой.

Гравитационное расслоение фаз ранее рассматривалось в работах [8–10]. Исследованы частные случаи водогазового воздействия в пластах с фиксированными значениями проницаемости и пористости. В статье [8] показано, что есть оптимальное отношение вертикальной к горизонтальной проницаемости, при котором достигается максимальный КИН. В данной работе рассмотрен общий случай фильтрации в пластах, характеризующихся различными пористостью и проницаемостью. Показано, что эффективность МУН характеризуется не просто отношением проницаемостей, а более сложными критериями подобия, в которые входит расстояние между скважинами, толщина пласта и другие параметры. Таким образом, данная работа обобщает проведенные ранее исследования. Также результаты данной работы имеют большую практическую значимость, так как оцениваются параметры водогазового воздействия, при которых достигается максимум рентабельности, а не КИН. При этом время разработки месторождения не фиксировано, а является неизвестной величиной. Как показано в [11] для одномерной постановки задачи, это позволяет повысить рентабельность на 10%.

Данная работа направлена на исследование влияния гравитационного расслоения фаз на эффективность водогазового воздействия. Определены безразмерные параметры, характеризующие гравитационное расслоение фаз. Проводится параметрическое исследование влияния одного из предложенных параметров и оцениваются значение КИН и экономическая рентабельность водогазового воздействия при различных режимах закачки. Также рассматриваются различные интервалы перфорирования нагнетательной и добывающей скважин и исследуется влияние этих интервалов на эффективность водогазового воздействия при различных значениях предложенного параметра.

2. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Для описания течений в пористой среде используется стандартная композиционная модель фильтрации, позволяющая рассчитывать трехфазные течения воды, нефти и газа с учетом детального моделирования компонентного состава фаз на основе уравнения состояния [6, 12]. Предполагается, что фильтрация происходит в условиях локального термодинамического равновесия при заданной пластовой температуре (T_0), а давление во всех фазах одинаковое (P), т.е. капиллярное давление несущественно влияет на фильтрацию. Предполагается, что в течении могут присутствовать три фазы: жидкие фазы воды и нефти, а также фаза газа. Углеводородные (УВ) компоненты могут, в зависимости от давления и температуры, находиться либо в однофазном состоянии газа или жидкости (нефти), либо в двухфазном состоянии газ–нефть. При этом вода не смешивается с УВ-компонентами, образуя отдельную фазу жидкости.

В двумерной постановке задачи изотермическая фильтрация многокомпонентной жидкости — n -компонентной УВ-смеси и воды — описывается следующей системой уравнений [6, 12]:

$$\partial_t (\phi (\rho_g c_{g(i)} s_g + \rho_o c_{o(i)} s_o)) + \nabla \cdot (\rho_g c_{g(i)} \mathbf{u}_g + \rho_o c_{o(i)} \mathbf{u}_o) = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (1)$$

$$\partial_t (\phi \rho_w s_w) + \nabla \cdot (\rho_w \mathbf{u}_w) = 0 \quad (2)$$

$$\mathbf{u}_j = -\mathbf{K} \frac{K_{rj}}{\mu_j} (\nabla P - \rho_j \mathbf{g}), \quad j = g, o, w \quad (3)$$

$$K_{rj} = K_{rj}(s_j), \quad j = g, w, \quad K_{ro} = \frac{(s_w - s_{wc}) K_{row}(s_w) + s_g K_{rog}(s_g)}{s_w - s_{wc} + s_g} \quad (4)$$

$$\Psi = \Psi(P, T_0, \mathbf{z}), \quad \Psi = \{\rho_j, c_{j(i)}, \mu_j, \tilde{s}_j, \mathbf{x}, \mathbf{y}\}, \quad (5)$$

$$\tilde{s}_j = \frac{s_j}{1 - s_w}, \quad j = g, o, \quad \rho_w, \mu_w = \text{const}$$

$$\mathbf{z} = \{z_{(1)}, \dots, z_{(n)}\}, \quad \mathbf{x} = \{x_{(1)}, \dots, x_{(n)}\}, \quad \mathbf{y} = \{y_{(1)}, \dots, y_{(n)}\}$$

$$c_{o(i)} = \frac{x_{(i)} M_{(i)}}{\sum_{k=1}^n x_{(k)} M_{(k)}}, \quad c_{g(i)} = \frac{y_{(i)} M_{(i)}}{\sum_{k=1}^n y_{(k)} M_{(k)}} \quad (6)$$

$$s_o + s_g + s_w = 1, \quad \sum_{i=1}^n c_{j(i)} = 1, \quad j = g, o, \quad (7)$$

$$\sum_{k=1}^n z_{(k)} = 1, \quad \sum_{k=1}^n x_{(k)} = 1, \quad \sum_{k=1}^n y_{(k)} = 1$$

где $\partial_t = \partial/\partial t$, ϕ — пористость, ρ — плотность, $c_{j(i)}$ — массовая концентрация i -й компоненты в j -й фазе, s — насыщенность, u — скорость фильтрации Дарси,

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} K_X & 0 \\ 0 & K_Z \end{pmatrix}$$

— тензор абсолютной проницаемости, K_{rj} — относительная проницаемость j -й фазы, μ — динамическая вязкость, $\mathbf{g}$ — ускорение свободного падения, s_{wc} — неснижаемая насыщенность воды [1], $\mathbf{z}$ — полные мольные концентрации УВ-компонент, $\mathbf{x}$ и $\mathbf{y}$ — мольные концентрации УВ-компонент в жидкой и газовой фазах, M — молярная плотность, n — количество компонент УВ-смеси. Индексы (i) and j обозначают параметры i -й компоненты и j -й фазы, а индексы g , o и w — фазы газа, нефти и воды соответственно.

Уравнения (1) и (2) — законы сохранения массы УВ компонент и воды соответственно, а уравнение (3) — закон Дарси. Соотношения (4) задают относительные фазовые проницаемости (ОФП). Соотношения (5) — теплофизические параметры Ψ , в том числе число фаз в термодинамическом равновесии, определяющиеся в зависимости от P , T_0 и $\mathbf{z}$. В соответствии с [11, 13] для расчета Ψ используется кубическое уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонге [3, 14]. В данной работе предполагается, что вода и скелет пористой породы — несжимаемые среды. т.е. ρ_w , ϕ , $\mathbf{K} = \text{const}$. Соотношения (6) — формулы пересчета от мольных к массовым концентрациям, (7) — замыкающие соотношения для насыщенностей фаз и концентраций компонент УВ-смеси.

В соотношениях (4) K_{ro} и K_{row} — ОФП нефти и воды для двухфазных течений нефть—вода при $s_g = 0$, K_{rg} и K_{rog} — ОФП газа и нефти для двухфазных течений нефть—газ при $s_w = 0$, а ОФП нефти — K_{ro} — равна объемному среднему между $K_{row}(s_w)$ и $K_{rog}(s_g)$. Предполагается, что эти функции имеют следующий вид [15]:

$$\begin{aligned}
K_{rw}(s_w) &= \left(\frac{s_w - s_{wc}}{1 - s_{wc}} \right)^{2.25} \\
K_{row}(s_w) &= 0.8 \left(\frac{1 - s_w - s_{or}}{1 - s_{wc} - s_{or}} \right)^{2.75} \\
K_{rg}(s_g) &= 0.74 \left(\frac{s_g}{1 - s_{wc}} \right)^{1.8} \\
K_{rog}(s_g) &= 0.8 \left(\frac{1 - s_g - s_{wc} - s_{or}}{1 - s_{wc} - s_{or}} \right)^{2.75}
\end{aligned} \tag{8}$$

где s_{wc} — неснижаемая насыщенность воды, а s_{or} — остаточная насыщенность нефти.

В данной работе рассматривается упрощенная модель нефти. Предполагается, что имеются только три углеводородные компоненты: метан (CH_4), гексан (C_6H_{14}) и гексадекан ($\text{C}_{16}\text{H}_{34}$), которые далее будем обозначать как C_1 , C_6 и C_{16} соответственно.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассматривается двумерная постановка задачи фильтрации в области $\Phi: 0 \leq X \leq L, 0 \leq Z \leq H$, описывающей срез проницаемого пласта между нагнетательной и добывающей скважинами (рис. 1). Здесь X — горизонтальная координата, направленная вдоль пласта, Z — вертикальная координата, направленная вниз, L — протяженность рассматриваемого сектора пласта, а H — его толщина. В начальный момент времени ($t = 0$) пористая среда насыщена нефтью заданного состава ($z = x = \{0.0, 0.2, 0.4, 0.4\}$) и водой при неснижаемой насыщенности $s_w = s_{wc} = 0.16$. Предполагается, что компонента $i = 1$ — CO_2 , $i = 2$ — C_1 , $i = 3$ — C_6 и $i = 4$ — C_{16} , т.е. нефть на 20% состоит из C_1 , на 40% — из C_6 и на 40% — из C_{16} . Пластовая температура $T_0 = 93^\circ\text{C}$ предполагается постоянной. Давление в начальный момент времени имеет гидростатическое распределение:

$$P = P_0 + \int_{H/2}^Z \rho_o g dZ \quad \text{где} \quad t = 0 \tag{9}$$

где $P_0 = 139$ бар — давление на относительной глубине $H/2$. Все границы непроницаемы, т.е.

$$u_{X,j} = 0 \quad \text{при} \quad X = 0, L; \quad u_{Z,j} = 0 \quad \text{при} \quad Z = 0, H \tag{10}$$

Закачка CO_2 и воды и отбор нефти, газа и воды через скважины моделируются с помощью точечных источника (Inj) и стока (Prd), расположенных при $X = 0$ и $X = L$ соответственно. При параметрическом исследовании координата Z их положения будет изменяться. Например, положение источника и стока может соответствовать узким интервалам перфорирования вертикальных скважин. Также они могут соответствовать двум горизонтальным скважинам, расположенным параллельно друг другу вдоль оси Y , перпендикулярной X и Z . В этом случае рассматриваемая постановка задачи описывает линейное вытеснение между скважинами. Действительно, перпендикулярная скважинам плоскость OXZ соответствует области Φ , а скважины — источнику и стоку. Через источник закачивается вода и/или CO_2 , а через сток моделируется отбор воды, нефти и газа таким образом, что в его окрестности поддерживается начальное пластовое давление P_0 . При этом объемный расход Q предполагается постоянным ($Q = 1$ м³/день при пластовых условиях).

В данной статье рассматривается закачка двух компонент: воды и CO_2 . Исследуются следующие стратегии (режимы) закачки. Первая стратегия — вытеснение нефти с помощью непрерывной закачки воды. Эта стратегия обозначается символом W и применяется как традиционный вторичный метод нефтеотдачи. Вторая стратегия — непрерывная закачка CO_2 , которая обозначается символом G. Следующие две стратегии включают в себя поочередную закачку воды и CO_2 . Стратегия WG предполагает закачку воды определенный период времени, за которым следует период закачки газа. При этом закачка газа используется как третичный МУН, т.е. применяется к УВ-месторождению, истощенному после заводнения. Стратегия GW обратна стратегии WG.

Здесь закачка газа используется как основной (вторичный) метод нефтедобычи, а заводнение применяется после закачки газа.

Для определения экономической целесообразности водогазового воздействия необходимо рассматривать не только гидродинамику вытеснения, но и его экономические параметры. Определим чистую приведенную стоимость – сумму дисконтированных значений потока платежей, приведенных к сегодняшнему дню [11]

$$J(t) = \int_0^t \frac{R(t')}{(1+D)^{t'/t_{dp}}} dt' \quad (11)$$

где R – поток текущих денежных средств, D – ставка дисконтирования, t_{dp} – период дисконтирования и t' – переменная интегрирования. Обычно, для оценки рентабельности используются следующие значения: $D = 0.1$ и $t_{dp} = 1$ год [11]. В случае водогазового воздействия денежные потоки определяются в виде

$$R = r_o q_o - r_{wi} q_{wi} - r_{wp} q_{wp} - r_{gi} q_{gi} - r_{gp} q_{gp} \quad (12)$$

Здесь $r_o q_o$ – доходы от продажи нефти, $r_{wi} q_{wi}$ и $r_{gi} q_{gi}$ – расходы, связанные с закачкой воды и CO_2 , а $r_{wp} q_{wp}$ и $r_{gp} q_{gp}$ – расходы на их утилизацию при добыче, где r – стоимость закачки/отбора единицы объема, q_i и q_p – объемный расход фазы через точечный источник и сток соответственно. Все числовые значения параметров r взяты из работы [11].

Описанные стратегии будем сравнивать между собой с помощью параметра J . Задача оптимизации водогазового воздействия заключается в определении стратегии, для которой целевая функция J достигает максимума, т.е. используется следующий критерий оптимального решения:

$$J(t) \rightarrow \max, \quad 0 \leq t < \infty \quad (13)$$

4. УРАВНЕНИЯ В БЕЗРАЗМЕРНОМ ВИДЕ

Закачка CO_2 и воды приводит к гравитационному расслоению фаз. Газ, как более легкая фаза, поднимается к кровле пласта ($Z=0$), а вода, как тяжелая фаза, опускается к подошве пласта ($Z=H$). В результате происходит неравномерный охват пласта водой и газом, что может снижать эффективность водогазового воздействия (рис. 1). В этом разделе определим основные безразмерные параметры, характеризующие влияние гравитационного расслоения фаз на водогазовое воздействие.

Введем характерные масштабы течения и соответствующие безразмерные переменные в виде:

$$X = LX^*, \quad Z = HZ^*, \quad t = \frac{\phi L H (1 - s_{wc})}{Q} t^* \quad (14)$$

$$P = \bar{\rho}_o g H P^* \quad (15)$$

$$K_{rj} = \frac{K_{rj}^*}{1 - s_{wc}} \quad (16)$$

$$\rho_j^* = \frac{\rho_j}{\rho_o}, \quad \mu_j^* = \frac{\mu_j}{\mu_o} \quad (17)$$

где параметры, обозначенные звездочкой, – безразмерные переменные. Волной отмечены параметры в начальный момент времени при давлении $P = P_0$ и температуре $T = T_0$. Согласно (14) в качестве характерных длин вдоль осей X и Z взяты L и H . За характерное давление принято давление столба нефти высотой H .

Подставляя закон Дарси (3) и безразмерные переменные (14)–(17) в уравнения (1), (2) и учитывая соотношения (4)–(7), получим следующую систему уравнений в безразмерном виде:

$$\frac{\partial}{\partial t^*} (\rho_w^* s_w) - G \frac{\partial}{\partial X^*} \left(\frac{\rho_w^*}{\mu_w^*} K_{rw}^* \frac{\partial P^*}{\partial X^*} \right) - \Gamma \frac{\partial}{\partial Z^*} \left(\frac{\rho_w^*}{\mu_w^*} K_{rw}^* \left(\frac{\partial P^*}{\partial Z^*} - \rho_w^* \right) \right) = 0 \quad (18)$$

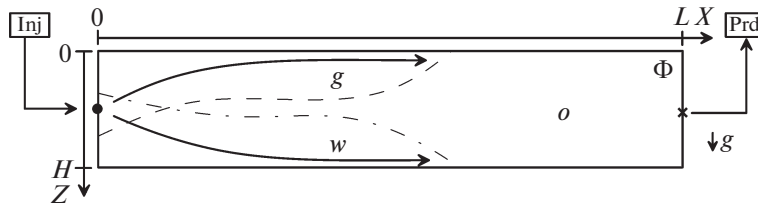


Рис. 1. Схема течения в профильной постановке задачи. X и Z — горизонтально и вертикально вниз направленные оси. Inj — точечный источник, через который происходит закачка CO_2 и воды, а Prd — точечный сток, через который происходит отбор нефти. Символы o , g , w показывают области, насыщенные нефтью, газом и водой соответственно.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t^*} (\rho_g^* c_{g(i)} s_g + \rho_o^* c_{o(i)} s_o) - G \frac{\partial}{\partial X^*} \left(\frac{\rho_g^* c_{g(i)}}{\mu_g^*} K_{rg}^* \frac{\partial P^*}{\partial X^*} + \frac{\rho_o^* c_{o(i)}}{\mu_o^*} K_{ro}^* \frac{\partial P^*}{\partial X^*} \right) - \\ - \Gamma \frac{\partial}{\partial Z^*} \left(\frac{\rho_g^* c_{g(i)}}{\mu_g^*} K_{rg}^* \left(\frac{\partial P^*}{\partial Z^*} - \rho_g^* \right) + \frac{\rho_o^* c_{o(i)}}{\mu_o^*} K_{ro}^* \left(\frac{\partial P^*}{\partial Z^*} - \rho_o^* \right) \right) = 0 \end{aligned} \quad (19)$$

где G и Γ — безразмерные параметры подобия

$$G = \frac{H^2 K_X \tilde{\rho}_o g}{L Q \tilde{\mu}_o}, \quad \Gamma = \frac{L K_Z \tilde{\rho}_o g}{Q \tilde{\mu}_o} \quad (20)$$

Эти два параметра связаны следующим образом:

$$G = \Gamma A^2, \quad \text{где} \quad A^2 = \frac{K_X H^2}{K_Z L^2} \quad (21)$$

Таким образом, получено три безразмерных параметра, любые два из которых являются независимыми.

Нефтяные пласты характеризуются различными значениями проницаемостей K_X и K_Z , могут иметь разную толщину H , а их разработка может вестись различной сеткой скважин с характерным расстоянием между скважинами L . Все эти параметры, также как и другие величины, например ρ_j , μ_j , входят в G , Γ и A , а значит различные пласты характеризуются различными параметрами подобия G , Γ и A . Таким образом, введение этих безразмерных величин позволяет уменьшить количество параметров, определяющих эффективность водогазового воздействия.

Граничные и начальные условия (9) и (10) в безразмерных переменных принимают вид

$$\begin{aligned} P^* = P_0^* + \int_{0.5}^{Z^*} \rho_o^* dZ^*, \quad \text{где} \quad P_0^* = \frac{P_0}{\tilde{\rho}_o g H} \\ K_{rj}^* \frac{\partial P^*}{\partial X^*} = 0, \quad j = o, w, g \quad \text{при} \quad X^* = 0, 1 \\ K_{rj}^* \left(\frac{\partial P^*}{\partial Z^*} - \rho_j^* \right) = 0 \quad \text{при} \quad Z^* = 0, 1 \end{aligned} \quad (22)$$

В данной работе оценим влияние параметра Γ на эффективность водогазового воздействия. Для этого проведем параметрическое исследование, зафиксировав все параметры, кроме проницаемости K_Z . Используются следующие значения параметров: $H = 10$ м, $L = 100$ м, $g = 9.8$ м/с², $Q = 1$ м²/сут, $K_X = 100$ мкм², $s_{wc} = 0.16$, $s_{or} = 0.24$. В соответствии с уравнением состояния Соаве—Редлиха—Квонга и корреляции Лоренца—Брея—Кларка [16] для расчета вязкости УВ фаз, выбранным значениям $P_0 = 139$ бар и $T_0 = 93^\circ\text{C}$ соответствуют следующие значения плотности и вязкости нефти: $\tilde{\rho}_o = 716$ кг/м³ и $\tilde{\mu}_o = 0.324$ мПа·с. При таких параметрах $G = 18.75$. Подставляя эти значения в (21), получим, что $\Gamma = \alpha \times K_Z$, где $\alpha = 200$ 1/мкм². Реальные значения вертикаль-

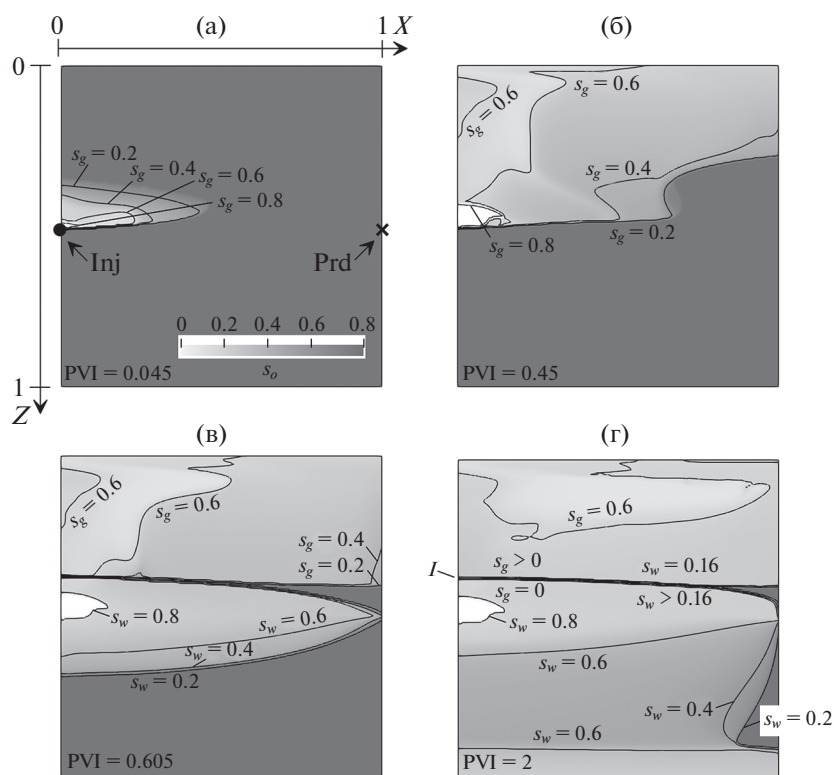


Рис. 2. Пример распределения s_j в стратегии GW при $\Gamma = 5$. Источник (Inj) и сток (Prd) расположены при $Z = 0.5$.

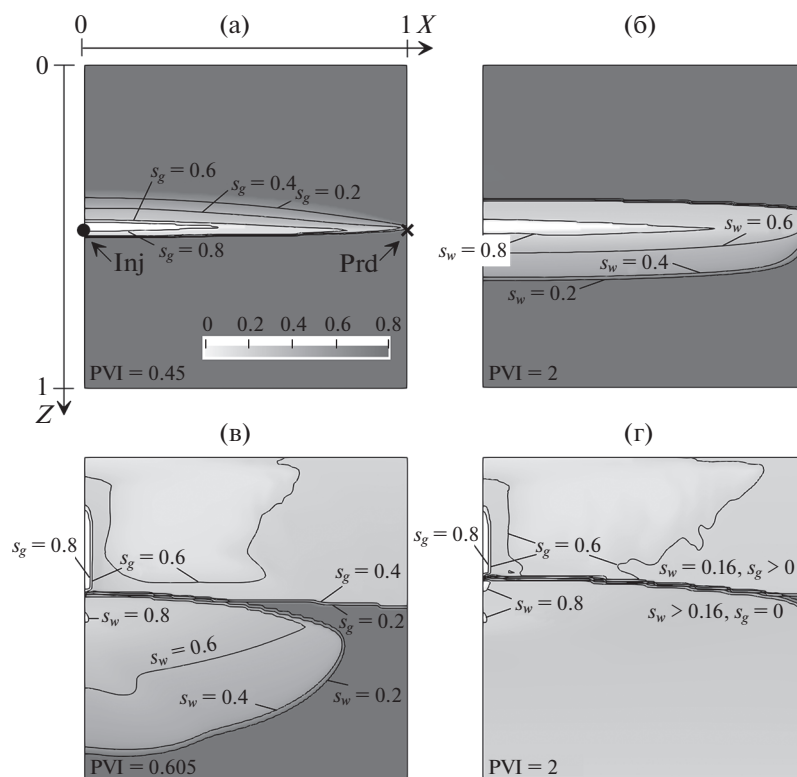


Рис. 3. Пример распределения s_j в стратегии GW при $\Gamma = 0.5$ (а, б) и при $\Gamma = 10$ (в, г). Источник (Inj) и сток (Prd) расположены при $Z = 0.5$.

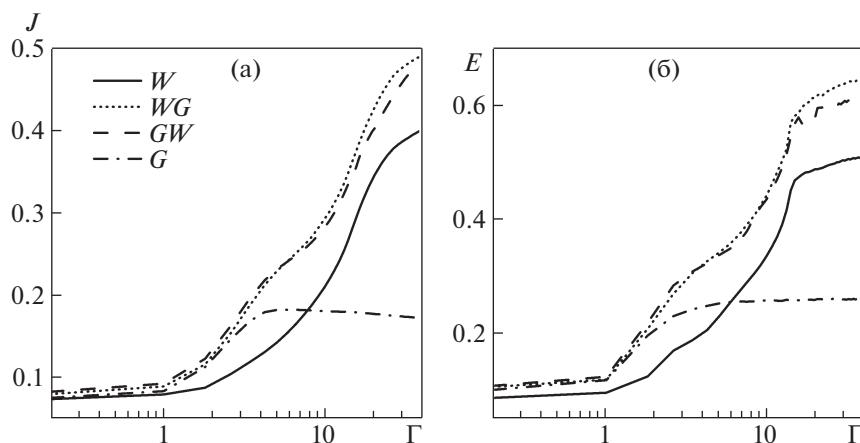


Рис. 4. Чистая приведенная стоимость (а) и коэффициент извлечения нефти (б) при $G = 18.75$ и $\Omega = 1$ и различных Γ .

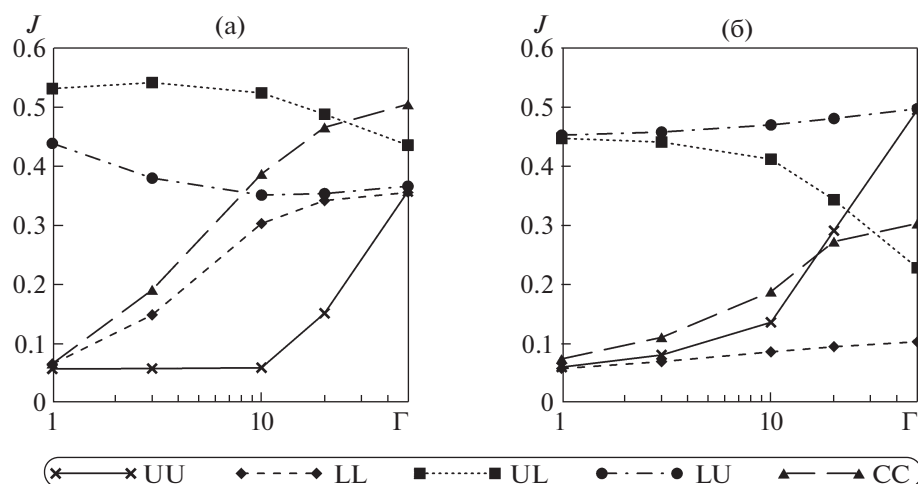


Рис. 5. Значения чистой приведенной стоимости при различных положениях источника и стока и значениях параметра Γ для стратегий GW (а) и WG (б) при $G = 18.75$ и $\Omega = 1$.

ной проницаемости находятся в диапазоне от 10^{-3} до 0.2 мкм^2 , что соответствует значениям Γ от 0.2 до 40 и значениям A от 2.24 до 31.62.

Согласно закону Дарси (3), перепад давления между скважинами можно оценить следующим образом:

$$\Delta P = Q \frac{\mu L}{K_\chi} \quad (23)$$

где μ — средняя вязкость многофазной жидкости. Согласно уравнению (23), ΔP обратно пропорциональна K_χ . В данной работе намеренно выбрано большое значение K_χ , чтобы ΔP не превышало 0.1 бар. В этом случае изменения давления не оказывают существенного влияния на фазовые равновесия, которые можно рассматривать при P_0 (хотя это влияние все же учитывается при численном моделировании). Это допущение аналогично тому, что применяется при моделировании вытеснения нефти методом характеристик [2].

Введем безразмерные переменные [11]

$$\text{PVI} = \frac{Qt}{V_{hc}}, \quad \text{PVI}_{ds} = \frac{Qt_{ds}}{V_{hc}}, \quad J^* = \frac{J}{\tilde{r}_0 V_{hc}} \quad (24)$$

где PVI — количество закачанных поровых объемов, PVI_{ds} — количество закачанных поровых объемов за период дисконтирования, $V_{hc} = (1 - s_{wc})\phi H L$ — поровый объем, изначально занятый

нефтью, J^* — безразмерная чистая приведенная стоимость, $\tilde{r}_o$ — чистый доход от извлеченной нефти. Так как расход Q постоянен, то, согласно (24), PVI растет пропорционально времени t .

Величина $\tilde{r}_o V_{hc}$ представляет собой валовый доход, который может быть получен только в идеализированном случае, если вся нефть будет извлечена. Такому случаю соответствует $J^* \rightarrow 1$. Однако $J^* < 1$, так как часть остаточной нефти не может быть извлечена, расходы значительны, а добыча длится годами. Таким образом, J^* характеризует долю максимальной чистой приведенной стоимости, которая может быть достигнута.

Подставляя (24) в (11), получим

$$J^* = \int_0^{PVI} \frac{R}{\tilde{r}_o Q} (1 + D)^{-\frac{PVI'}{PVI_{ds}}} dPVI' = \int_0^{PVI} \frac{R}{\tilde{r}_o Q} (\exp(1/\Omega))^{-PVI'} dPVI' \quad (25)$$

где

$$\Omega = \frac{PVI_{ds}}{\log(1 + D)} = \frac{Q t_{ds}}{V_{hc} \log(1 + D)} = \text{const} \quad (26)$$

Здесь безразмерный расход Ω пропорционален Q , а также зависит от параметров экономической модели D и t_{ds} . Таким образом, параметр подобия Ω характеризует как физические процессы, так и экономические параметры вытеснения.

Эффективность водогазового воздействия зависит от трех параметров подобия Ω , Γ и G . В данной работе $\Omega = 1$ и $G = 18.75$ зафиксированы, а Γ варьируется.

Ниже результаты будут представлены в безразмерных параметрах, а у всех безразмерных параметров знак * опускается.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ

5.1. Пример

Для исследования влияния параметра Γ на эффективность водогазового воздействия проведено численное моделирование фильтрации в рамках описанной постановки задачи. Для этого использовался комплекс программ MUFITS [17]. Рассмотрим пример стратегии GW при $PVI_g = 0.45$ и $PVI_w = 1.55$, где PVI_g и PVI_w обозначают количество закачанного порового объема газа и воды соответственно. В этом разделе считаем, что источник и сток расположены при $Z = 0.5$. Распределение остаточной нефти, газа и воды при $\Gamma = 5$ показано на рис. 2. Линии уровня соответствуют изолиниям насыщенности воды и газа $s_w, s_g = 0.2, 0.4, 0.6, 0.8$. Цветом показано распределение насыщенности нефти.

Из рис. 2 видно, как закачанный газ постепенно, с увеличением PVI, поднимается к кровле пласта, вода опускается к подошве пласта, а нефть вытесняется и ее количество в пласте уменьшается. На этапе закачки газа, т.е. при $PVI \leq PVI_g$ происходит накопление газа в области $Z \leq 0.5$, а в области $Z > 0.5$ насыщенность нефти не изменяется. На втором этапе закачки воды, т.е. при $PVI > PVI_g$, вода быстро прорывается от источника к стоку вдоль горизонта $Z \approx 0.5$. При этом вода постепенно опускается к подошве, а s_w при $Z > 0.5$ постепенно возрастает. Нефть же вытесняется вверх к уровню $Z \approx 0.5$ и извлекается через сток. В результате при $PVI = 2$ область $Z < 0.5$ в основном охвачена вытеснением газом, а $Z \geq 0.5$ — водой.

Для оценки влияния Γ на течение также рассмотрим случаи $\Gamma = 0.5$ и $\Gamma = 10$ для стратегии GW при $PVI_g = 0.45$ и $PVI_w = 1.55$ (рис. 3). При $\Gamma = 0.5$ влияние силы тяжести мало. Это приводит к тому, что вытеснение нефти локализовано около прямой $Z = 0.5$. Вдоль прямой $Z = 0.5$ нефть сначала вытесняется газом, а потом водой, а области у кровли и подошвы пласта остаются не охвачены вытесняющими агентами. При $\Gamma = 10$ газ сразу поднимается наверх и вытесняет нефть сверху вниз, накапливаясь у кровли пласта, а вода, наоборот, опускается вниз и вытесняет нефть снизу вверх, накапливаясь у подошвы пласта. Таким образом, достигается более полный охват пласта вытесняющими агентами.

5.2. Оптимальные стратегии при $G = 18.75$ и различных Γ

Рассмотрим, как оптимальная в соответствии с (13) стратегия зависит от параметра Γ при фиксированных $G = 18.75$ и $\Omega = 1$. Результаты расчетов представлены на рис. 4. Здесь каждое значение на линии соответствует оптимизационному расчету, в котором определялись продолжительность периодов закачки (PVI_g и PVI_w), позволяющих достичь максимального значения функции J . При численной оптимизации использовались градиентные и безградиентные методы, описанные в [13].

На рис. 4а показано изменение значения чистой приведенной стоимости (J), а на рис. 4б — изменение значения КИН (E) в зависимости от параметра Γ . При любых значениях Γ заводнение пласта (W) не является эффективной стратегией, так как линия, соответствующая W , лежит ниже одной из линий, соответствующей другой стратегии. При малых $\Gamma \leq 2$ значения J и E для стратегий G , WG и GW приблизительно совпадают. При $\Gamma \approx 2$ стратегия G является еще эффективной, но при $\Gamma > 2$ стратегия G уже не самая эффективная. При $2 \leq \Gamma \leq 7$ выше всех лежит линия, соответствующая стратегии GW , а при $\Gamma > 7$ самая эффективная стратегия — WG , т.е. закачка сначала воды, а затем CO_2 , так как E и J при такой стратегии достигают своих максимальных значений. Стоит отметить, что при любых значениях Γ стратегии WG и GW имеют приблизительно одинаковые значения J и E .

Заметим, что построенные решения, удовлетворяющие (13), также имеют высокие значения КИН, большие, чем в случае раздельной закачки воды и газа отдельно. При больших значениях параметра Γ применение водогазового воздействия позволяет достичь больших значений J и E . Это связано с тем, что коэффициент охвата при росте Γ становится больше, т.е. при маленьких Γ вытеснение происходит только из узкой области вдоль прямой линии, соединяющей источник и сток, а если Γ большое, то газ течет вверх, а вода вниз, т.е. вытеснением охватываются области, лежащие выше и ниже источника и стока. Таким образом, чем больше воздействие силы тяжести, тем применение водогазового воздействия более эффективно. Во многом это связано с тем, что перфорации моделируются точечными источником и стоком. Если перфорировать вертикальную скважину по всей толщине пласта, то такого эффекта не должно наблюдаться, но в данной работе такой случай не рассматривается.

5.3. Оптимальные интервалы перфорирования скважин

Важной задачей при применении водогазового воздействия является выбор интервалов перфорирования для нагнетательной и добывающей скважин. Несомненно, что правильный выбор этих интервалов может повысить эффективность водогазового воздействия на нефтяные пласты. В данном разделе рассматривается влияние интервалов перфорирования скважин на максимум целевой функции J .

Обозначим аббревиатурой АВ расположение интервалов перфорирования, где $A = U, C, L$ и $B = U, C, L$ соответствуют положениям источника и стока соответственно. Здесь U, C, L — интервалы перфорирования у кровли пласта ($Z = 0$), по середине пласта ($Z = 0.5$) и у подошвы пласта ($Z = 1$) соответственно. Например, LU обозначает, что нагнетательная скважина перфорирована у подошвы пласта, а добывающая — у кровли.

При $\Gamma = 1, 3, 10, 20$ и различных положениях источника и стока рассчитаны оптимальные режимы закачки воды и CO_2 . Рассмотрены только две стратегии закачки: GW и WG , т.е. согласно рис. 4, две наилучшие стратегии при $G = 18.75$ и $\Omega = 1$. Количество закачанных поровых объемов воды и CO_2 взяты из раздела 5.1. Результаты расчетов приведены на рис. 5. Для стратегии GW при малых значениях Γ ($\Gamma \leq 20$) наибольшие значения чистой приведенной стоимости достигаются при перфорировании нагнетательной скважины у кровли пласта, а добывающей — у подошвы пласта (случай UL), а при больших значениях Γ ($\Gamma > 20$) — при перфорировании обеих скважин в центре пласта (случай CC). Для стратегии WG при любых значениях Γ самым эффективным перфорированием является перфорирование нагнетательной и добывающей скважин у подошвы и у кровли пласта соответственно (случай LU). Однако при малых Γ эффективно также перфорирование скважин, наоборот, у подошвы и у кровли соответственно (UL), а при больших Γ — перфорирование и нагнетательной, и добывающей скважин у кровли пласта (UU). Также отметим, что если сравнивать эти графики между собой, то максимальные значения чистой приведенной стоимости достигаются при использовании стратегии GW .

Предположим, что месторождение, характеризующееся значениями $G = 18.75$ и $\Omega = 1$, уже разрабатывалось в рамках традиционной технологии заводнения. Тогда применение к такому месторождению газового МУНа можно интерпретировать как применение стратегии WG. То есть если закачка CO_2 применяется как третичный метод нефтедобычи, то нагнетательную скважину стоит перфорировать у кровли пласта, а добывающую — у подошвы. Если же разработка месторождения начинается с закачки газа, то нужно выбирать другие интервалы перфорирования, а именно при $\Gamma \leq 20$ нагнетательную скважину стоит перфорировать у подошвы пласта, а добывающую — у кровли, а при $\Gamma > 20$ обе скважины следует перфорировать при $Z = 0.5$. Получается, что выбор интервалов перфорирования зависит от того, на какой стадии разработки месторождения применяется закачка CO_2 .

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе исследовано влияние гравитационного расслоения фаз на эффективность водогазового воздействия на нефтяные пласты. Показано, что эффективность воздействия характеризуется тремя параметрами подобия Γ , G и Ω , которые зависят от толщины пласта и его проницаемости, начальных значений вязкости и плотности нефти, расхода закачиваемой смеси и экономических показателей. Стратификация фаз существенно влияет на оптимальные режимы водогазового воздействия на нефтяные пласты. Так, при $\Omega = 1$ и $G = 18.75$ закачка только воды неэффективна. Непрерывная закачка газа эффективна только при малых $\Gamma \approx 1$, а для больших значений Γ самая эффективная с экономической точки зрения стратегия — поочередная закачка воды и газа. Исследованы оптимальные интервалы перфорирования нагнетательной и добывающей скважин. Показано, что при $\Gamma \leq 20$ наиболее эффективная с экономической точки зрения стратегия GW при интервалах перфорирования нагнетательной скважины — у кровли пласта, а добывающей — у подошвы. Если $\Gamma > 20$, обе скважины нужно перфорировать в центре пласта. Однако выбор интервалов перфорирования скважин зависит от истории разработки месторождения.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 20-31-80009).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Dake L.P.* Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Co, 1978. 462 p.
2. *Orr F.M.* Theory of gas injection processes. Holte, Denmark: Tie-Line Publications, 2007. 381 p.
3. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
4. *Восков Д.В., Ентов В.М.* К задаче о вытеснении нефти смесями газов // Изв. РАН МЖГ. 2001. № 2. С. 112–121.
5. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1985. 308 с.
6. *Афанасьев А.А., Веденеева Е.А.* Исследование эффективности закачки газа и воды в нефтяной пласт // Изв. РАН. МЖГ. 2020. № 5. С. 46–55.
7. *Чернова А.А., Афанасьев А.А.* Расчет оптимальных составов закачиваемого газа, повышающих нефтеотдачу пластов // Физико-химическая кинетика в газовой динамике. 2021. Т. 22 (2). С. 922.
8. *Namani M., Kleppe J.* Investigation of The Effect of Some Parameters in Miscible WAG Process Using Black-Oil and Compositional Simulators // Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE-143297-MS.
9. *Bermudez L., Johns R.T., Parakh H.* Parametric investigation of WAG floods above the MME // SPE Journal. 2007. V. 12. P. 224–234.
10. *Pritchard D., Nieman R.* Improving Oil Recovery Through WAG Cycle Optimization in a Gravity-Override-Dominated Miscible Flood // in SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1992.
11. *Afanasyev A., Andreeva A., Chernova A.* Influence of oil field production life on optimal CO_2 flooding strategies: Insight from the microscopic displacement efficiency // Netherlands: Elsevier BV. Journal of Petroleum Science and Engineering. V. 205. 108803.
12. *Coats K.H.* An equation of state compositional model // Soc. Petrol. Eng. J. 1980. V. 20. P. 363–376.
13. *Afanasyev A., Andreeva A., Chernova A.* Numerical optimisation of CO_2 flooding using a hierarchy of reservoir models // Advances in Geosciences. 2021. V. 56. P. 19–31.
14. *Redlich O., Kwong J.N.S.* On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chemical Reviews. 1949. V. 44. P. 233–244.
15. *Kenyon D., Behie A.* Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1987. V. 39. P. 981–997.
16. *Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R.* Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions // Journal of Petroleum Technology. 1964. V. 16. P. 1171–1176.
17. MUFITS. Reservoir Simulation Software. [Электронный ресурс]. 2013–2022. URL: <http://www.mufits.org/> (дата обращения: 10.03.2022).