

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

© 2016 г. *В.И. Дарищев¹, В.И. Кокорев¹, А.М. Полищук², О.В. Чубанов¹, С.Е. Якуш³*

¹ ОАО "РИТЭК", Москва

² НТО «ИТИН», Москва

³ Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва
yakush@ipmnet.ru

Рассмотрены фильтрационные процессы, сопровождающие циклическую эксплуатацию нефтяной скважины, при которой забойное давление не является постоянным, а меняется во времени периодически. Задача решена в осесимметричной постановке для слоисто-неоднородного нефтеносного пласта, содержащего высоко- и низкопроницаемые пропластки. Рассчитаны распределения нефтенасыщенности при стационарной и циклической эксплуатации скважины. Показано, что периодическое воздействие на забойное давление скважины при ее циклической эксплуатации интенсифицирует поперечные перетоки между пропластками в призабойной зоне, что потенциально может обеспечить повышение нефтеотдачи.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, численное моделирование, повышение нефтеотдачи, циклическое воздействие.

MODELLING OF FILTRATION PROCESSES UPON CYCLIC OPERATION OF OIL PRODUCTION WELL

V.I. Darishchev¹, V.I. Kokorev¹, A.M. Polishchuk², O.V. Chubanov¹, S.E. Yakush³

¹ JSC RITEK, Moscow

² ITIN, Moscow

³ Ishlinskii Institute for Problems in Mechanics of RAS, Moscow

Filtration processes accompanying cyclic operation of oil production well are considered in which the bottom hole pressure is not constant, but varies in time periodically. The problem is solved in axisymmetric formulation for a multilayered oil reservoir consisting of high and low-permeability layers. Oil saturation distributions are obtained for oil well operation with constant and variable bottom hole pressure. It is shown that periodic variation of bottom hole pressure upon cyclic operation of the well intensifies the cross-layer flows in the bottom hole area, which potentially can enhance oil recovery.

Key words: two-phase filtration, numerical modelling, enhanced oil recovery, cyclic operation.

Введение

Эксплуатация нефтедобывающих скважин при любом способе добычи (фонтанном, газлифтном или механизированном) может осуществляться в двух основных режимах – непрерывном либо периодическом [1,2]. Традиционно считается, что периодиче-

ская эксплуатация неизбежно приводит к снижению производительности скважины вследствие снижения интегральной (средней) депрессии на пласт из-за периодического изменения давления. В последние годы, однако, получила развитие и противоположная точка зрения. Так, в [3] показано, что периодическое отключение скважинного насоса вызывает перемещение нефти в водяные зоны пласта, что уменьшает такое негативное явление, как конусообразование. Следствием этого является изменение фазовых проницаемостей и улучшение притока нефти.

Примером практического использования технологии циклической эксплуатации добывающих нефтяных скважин служит [4], где показано, что при работе скважины в режиме, когда периоды откачки скважинной жидкости (максимальной длительностью 10 минут) чередуются с периодами ее накопления (длительностью до 20 минут) удалось достигнуть увеличения дебита скважины на 10-15%. Анализ работы газлифтных скважин нефтяных месторождений Западной Сибири, проведенный в [5], также показал, что в ряде случаев периодический газлифт обеспечивает более полный отбор жидкостей. Кроме того, для эксплуатации газлифтных скважин предложен способ непрерывно-дискретного подъема скважинной жидкости [6]. Испытания этой технологии на ряде нефтяных скважин показали прирост дебита, иногда достигающий до двукратного, а также значительное уменьшение удельного расхода газа, вплоть до перехода на работу на собственном попутном газе.

В настоящее время отсутствует однозначное объяснение полученных данных и их физических основ. Одной из причин увеличения дебита скважины считается удаление из призабойной зоны механических примесей при изменении производительности насосной установки [7]. Продолжительность этого эффекта, однако, должна быть сравнительно невелика, поскольку если размер частиц примесей велик по сравнению с размерами поровых каналов, то проникнуть на значительное расстояние от стенок скважины они не смогут, а следовательно, и обратный процесс (вынос из призабойной зоны) тоже должен происходить достаточно быстро. Попытки объяснить наблюдаемые факты процессом очистки призабойной зоны от асфальто-смолистых отложений тоже весьма сомнительны, особенно для условий высокотемпературных скважин Западной Сибири.

В данной работе сделана попытка объяснить наблюдаемые явления методами математического моделирования упругого режима фильтрации в горизонтальном слоисто-неоднородном пласте. В таких пластах происходит быстрый прорыв воды по высокопроницаемому пропластку, приводящий к падению эффективности нефтедобычи. Ранее рассматривались различные схемы оптимизации процесса – например, блокирование высокопроницаемого пропластка путем создания высоковязких барьеров [8, 9]. В настоящей работе показано, что в таких пластах при циклической эксплуатации скважины изменение давления в призабойной зоне приводит к возникновению перетоков жидкости между пропластками, так как в высокопроницаемом слое давление снижается (или увеличивается) быстрее, чем в низкопроницаемом. В результате происходит интенсификация поперечных перетоков нефти из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемый.

1. Постановка задачи

Рассматривается изотермическое вытеснение нефти водой из слоисто-неоднородного нефтеносного пласта, содержащего высокопроницаемый пропласток, окруженный

двумя низкопроницаемыми. Задача решается в традиционной постановке для двух несмешивающихся фаз (нефти и воды), фильтрация которых описывается законом Дарси [10]. Обозначим насыщенности фаз через S_i (индекс i здесь и далее может принимать значения o для нефти и w для воды), с условием совместности $S_o + S_w = 1$. Пористость среды обозначим через m , проницаемость среды в горизонтальном и вертикальном направлениях – соответственно через K_r и K_z , относительные фазовые проницаемости – через K_{ri} .

Задача решается в двумерном осесимметричном приближении, система определяющих уравнений имеет вид [11,12]

$$\frac{\partial m \rho_i S_i}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial \rho_i u_i}{\partial r} + \frac{\partial \rho_i v_i}{\partial z} = q_i, \quad (1.1)$$

$$u_i = -\frac{K_{ri}}{\mu_i} K_r \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (1.2)$$

$$v_i = -\frac{K_{ri}}{\mu_i} K_z \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \rho_i g \right). \quad (1.3)$$

Здесь t – время, ρ_i – плотности фаз, (u_i, v_i) – вектор скорости фильтрации i -й фазы, μ_i – коэффициенты динамической вязкости фаз, P – давление, g – ускорение силы тяжести, q_i – источниковый член, описывающий закачку воды в пласт через нагнетательную скважину. Уравнение (1.1) выражает закон сохранения массы фаз, уравнения (1.2) и (1.3) выражают закон Дарси, эффекты капиллярных сил во внимание не принимаются.

В изотермической постановке плотности фаз, входящие в уравнения (1.1)–(1.3), являются функциями только давления:

$$\rho_i = \rho_i^0 [1 + \alpha_i (P - P_0)]. \quad (1.4)$$

В соотношениях (1.4) величины, обозначенные верхним индексом 0, соответствуют пластовым температуре T_0 и давлению P_0 , α_i – коэффициенты изотермической сжимаемости фаз. Динамические вязкости фаз μ_i считаются не зависящими от давления.

Структура рассматриваемого слоисто-неоднородного нефтеносного пласта схематически представлена на рис.1. Имеются два низкопроницаемых пропластка (1 и 3), разделенные высокопроницаемым пропластком (2). Левая граница пласта совпадает с внешней границей добывающей скважины $r = R_0$, правая граница находится на расстоянии R_{\max} . На границе раздела горизонтальные и вертикальные проницаемости меняются скачком, нижняя и верхняя границы пласта непроницаемы.

Пористость нефтеносных пород в пропластках обоих типов описывается линейной моделью упругой сжимаемости пласта [12, 13]:

$$m = m^0 [1 - c_R (P - P_0)], \quad (1.5)$$

где m^0 – пористость при пластовом давлении P_0 , c_R – коэффициент объемной сжимаемости породы, при этом параметры m^0 и c_R считаются одинаковыми для всех пропластков.

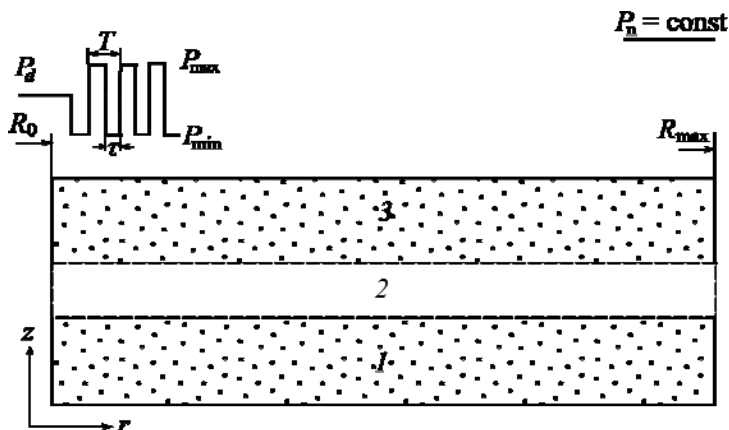


Рис.1. Схема нефтеносного пласта с низкопроницаемыми пропластками (1 и 3), разделенными высокопроницаемым пропластком (2).

Относительные фазовые проницаемости в пропластках обоих типов представлены на рис.2. Вертикальными штриховыми линиями показаны насыщенность связанной воды S_* (слева) и насыщенность воды, соответствующая предельной подвижности нефти S^* (справа). Для низкопроницаемых пропластков (1 и 3) принято $S_* = 0.3$, $S^* = 0.7$, для высокопроницаемого пропластка (2) $S_* = 0.2$, $S^* = 0.8$.

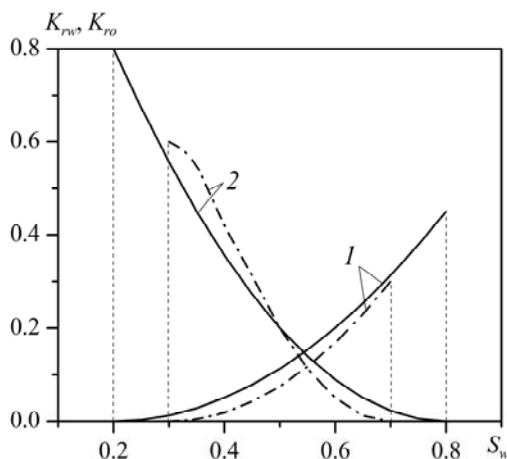


Рис.2. Относительные фазовые проницаемости в высокопроницаемом (сплошные) и низкопроницаемом (штрих-пунктирные) пропластках: 1 – K_{rw} (вода), 2 – K_{ro} (нефть).

В принятой осесимметричной постановке считается, что закачка воды в пласт осуществляется через галерею нагнетательных скважин, расположенных у внешней (правой) границы расчетной области – см. рис.1. Для источникового члена в правой части уравнения (1.1) для воды принималась модель однофазного радиального потока [12], согласно которой масса воды, поступающая в пласт в единицу времени через элемент скважины длиной Δz , равна

$$Q_w = \frac{2\pi\rho_w K_r \Delta z}{\mu_w \ln(R_{eff} / R_n)} (P_w - P), \quad P_w = P_n - \rho_w g (z - z_b). \quad (1.6)$$

Здесь P_w – давление в нагнетательной скважине на высоте z , P_n – поддерживаемое постоянным забойное давление на уровне подошвы пласта z_b , R_n – радиус нагнетательной скважины, R_{eff} – эквивалентный радиус порядка размера ячейки расчетной сетки, в которой расположена скважина [12]. Источниковый член в уравнении (1.1) при численной реализации определяется делением массового расхода воды (1.6) на объем ячейки сетки, через которую проходит нагнетательная скважина: $q_w = Q_w / V_j = Q_w / 2\pi r_j \Delta r_j \Delta z$, где r_j – радиус, Δr_j – радиальный размер соответствующей ячейки сетки, Δz – ее вертикальный размер.

Отбор флюидов производится через добывающую скважину, расположенную на левой границе расчетной области (радиус скважины R_0 – см. рис.1). Давление в добывающей скважине на уровне подошвы пласта либо поддерживается постоянным и равным номинальному значению $P_d = P_{d0} < P_0$ (в расчетах стационарного режима работы скважины), либо (при циклическом воздействии) оно равно P_{d0} на начальном промежутке времени $0 \leq t \leq t_s$, после чего начинает изменяться с периодом T , принимая попеременно значения P_{min} (на промежутке времени длиной $0 \leq \tau \leq T$) и P_{max} (см. рис.1). Вертикальное распределение давления в добывающей скважине описывалось гидростатическим законом $P(z) = P_d - \rho_{av} g (z - z_b)$, где ρ_{av} – средняя плотность водонефтяной смеси в скважине, которая определялась при текущем давлении на забое и начальном соотношении насыщенностей фаз в низкопроницаемом пласте. Отметим, что гидростатические поправки сравнительно невелики, их более точный учет требует расчета состава смеси в скважине, что не является целью настоящей работы.

В начальный момент времени водонасыщенность задавалась равной насыщенности связанной воды $S_w = S_*$ в каждом из пропластков (см. рис.2), соответственно, нефтенасыщенность составляла $S_o = 1 - S_*$. Давление на нижней границе пласта $z = z_b$ задавалось равным пластовому P_{d0} , вертикальное распределение давления определялось из условия гидростатического равновесия в подвижной фазе (нефти): $\partial P / \partial z + \rho_o g = 0$.

2. Метод численного решения

Для решения системы определяющих уравнений (1.1)–(1.6) использовалась полностью неявная численная схема. Дискретизация уравнений осуществлялась методом конечного объема на ортогональной расчетной сетке с переменным пространственным шагом. Все физические переменные (давление, плотность, насыщенности, абсолютные проницаемости) определены в центрах ячеек сетки.

Аппроксимация производной по времени производится по схеме «назад по времени» первого порядка точности. При аппроксимации скоростей фильтрации фаз (1.2), (1.3) на границах ячеек абсолютная проницаемость среды находится как среднее гармоническое абсолютных проницаемостей в центрах ячеек, находящихся по обе стороны

данной границы. Все остальные переменные, в том числе относительные фазовые проницаемости, берутся по схеме «вверх по потоку» в зависимости от направления скорости фильтрации. Такая схема аппроксимации уравнений обладает численной устойчивостью и позволяет правильно описывать распространение возмущений насыщенности в двухфазной среде [12].

В результате дискретизации получается система нелинейных алгебраических уравнений относительно давления и насыщенности одной из фаз вида $\mathbf{R}(\mathbf{X}) = 0$, где \mathbf{X} – вектор искомых переменных, а компоненты вектора \mathbf{R} представляют собой невязки соответствующих дискретных уравнений при подстановке вектора переменных \mathbf{X} . Решение нелинейного векторного уравнения $\mathbf{R}(\mathbf{X}) = 0$ осуществляется итерационным методом Ньютона. Для перехода от k -й к $(k+1)$ -й итерации функции \mathbf{R} линеаризуются относительно приращения переменной \mathbf{X} : $\mathbf{R}(\mathbf{X}^{k+1}) = \mathbf{R}(\mathbf{X}^k + \Delta\mathbf{X}) \approx \mathbf{R}(\mathbf{X}^k) + \mathbf{J}\Delta\mathbf{X}$, где \mathbf{J} – матрица Якоби. В результате получается система линейных уравнений относительно поправки $\mathbf{J}\Delta\mathbf{X} = -\mathbf{R}(\mathbf{X}^k)$, решение которой дает новое приближение $\mathbf{X}^{k+1} = \mathbf{X}^k + \Delta\mathbf{X}$. Итерации продолжают до тех пор, пока решение уравнения нелинейного уравнения не будет найдено с требуемой точностью.

Численная реализация описанной модели осуществлялась на языке программирования FORTRAN-95. Для решения линейной системы уравнений на каждой итерации метода Ньютона использовался эффективный метод ILUT-PGMRES, реализованный в пакете SPARSKIT [14]. В процессе решения контролировалось выполнение балансов массы воды и нефти в расчетной области.

3. Параметры расчетов

Расчеты проводились в области с внешним радиусом $R_{\max} = 400$ м, толщина пропластков составляла $h^{(1)} = h^{(3)} = 2$ м, $h^{(2)} = 0.6$ м (здесь и ниже верхним индексом обозначены номера пропластков в соответствии с рис.1). Использовались ортогональные расчетные сетки, размер ячейки в вертикальном направлении был постоянным и равным 0.1 м (46 ячеек), в радиальном направлении сетка содержала 250 ячеек, сгущаясь к добывающей скважине. Минимальный размер ячейки в радиальном направлении составлял 0.057 м, максимальный (на внешней границе участка) – 7.9 м. Диаметры нагнетательной и добывающей скважин принимались равными $2R_0 = 2R_n = 0.169$ м.

Приняты следующие фильтрационно-емкостные свойства пропластков: $K_r^{(1)} = K_r^{(3)} = 240$ мДа, $K_r^{(2)} = 30$ мДа, $K_z^{(1)} = K_z^{(3)} = 24$ мДа, $K_z^{(2)} = 3$ мДа, $m^0 = 0.25$, $c_R = 10^{-5}$ 1/атм. Свойства жидких фаз (w – вода, o – нефть): $\rho_w^0 = 1000$ кг/м³, $\alpha_w = 4.3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм, $\mu_w = 4.3 \cdot 10^{-4}$ Па с, $\rho_o^0 = 950$ кг/м³, $\alpha_o = 10^{-4}$ 1/атм, $\mu_o = 8 \cdot 10^{-4}$ Па с.

Начальная нефтенасыщенность в пропластках 1 и 3 составляла $S_o^{(1)} = S_o^{(3)} = 0.7$, в пропластке 2 – $S_o^{(2)} = 0.8$. При указанных параметрах задачи начальный запас нефти в пласте составляет $M_o^0 = 3.92 \cdot 10^5$ т, при этом в низкопроницаемых пропластках 1 и 3 запас нефти равен $1.67 \cdot 10^5$ т, а в высокопроницаемом пропластке 2 – $5.73 \cdot 10^4$ т.

Во всех расчетах пластовое давление принималось равным $P_0 = 300$ атм, давление на нагнетательной скважине было постоянным и равным $P_{d0} = 450$ атм. Базовое значение давления на добывающей скважине принималось равным $P_{d0} = 200$ атм.

При указанных параметрах пласта можно оценить коэффициент объемной сжимаемости насыщенного нефтью низкопроницаемого пропластка [5]: $c^{(1)} = c_R + m(0.7c_o + 0.3c_w) = 3 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Для высокопроницаемого пропластка, максимально насыщенного водой, получим $c^{(2)} = c_R + m(0.2c_o + 0.8c_w) = 2.3 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Соответственно, коэффициенты пьезопроводности пропластков оцениваются как $\kappa^{(1)} = K_r^{(1)} / \mu_o c^{(1)} = 0.12$ м²/с и $\kappa^{(2)} = K_r^{(2)} / \mu_w c^{(2)} = 2.4$ м²/с. Для времени изменения давления в добывающей скважине $t = 1000$ с, характерного для циклического режима эксплуатации, получим, что расстояния, на которые проникают возмущения давления в низкопроницаемом и высокопроницаемом пропластках, составят $L^{(1)} \approx \sqrt{c^{(1)}t} = 11$ м и $L^{(2)} \approx \sqrt{c^{(2)}t} = 49$ м соответственно. Это означает, что в призабойной зоне радиусом порядка 50 м можно ожидать возникновения поперечных градиентов давления, отсутствующих в стационарном случае и вызывающих соответствующие поперечные перетоки фильтрующихся жидкостей.

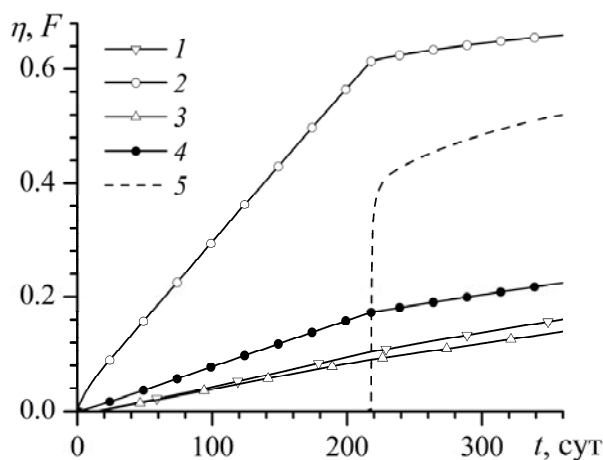


Рис.3. Зависимости от времени коэффициента нефтеотдачи η для пропластков 1–3 (кривые 1–3), пласта в целом (4) и степени обводненности продукции F (5) при стационарном режиме работы добывающей скважины.

4. Результаты

Рассмотрим сначала процесс нефтедобычи при постоянном давлении на забое добывающей скважины $P_d = P_{d0} = 200$ атм. Расчет велся до времени $t = 360$ суток с шагом интегрирования $\Delta t = 0.5$ суток.

На рис.3 показаны зависимости от времени коэффициента нефтеотдачи $\eta = M_o / M_o^0$ (отношения массы добытой нефти к начальному запасу) для пласта в целом, а также для каждого пропластка. Штриховой кривой построена зависимость от времени степени обводненности продукции $F = q_w / (q_w + q_o)$, где q_i – текущие дебиты воды и нефти через добывающую скважину. Видно, что прорыв воды в добывающую скважину происходит

по высокопроницаемому пропластку примерно через 220 суток после начала добычи. После прорыва воды наблюдается примерно двукратное снижение среднесуточного дебита нефти (с 316 до 140 т/сут и ниже) и соответствующий рост степени обводненности продукции.

Расчеты воздействия на пласт путем циклического изменения давления на добывающей скважине производились с момента времени $t = 250$ сут, т.е. после прорыва воды, когда эффективность вытеснения нефти водой при традиционной эксплуатации скважины снижается. В качестве начальных условий использовалось решение задачи при стационарном давлении $P_{d0} = 200$ атм для этого момента времени. Численное решение уравнений фильтрации при циклическом воздействии осуществлялось с шагом по времени, равным $\Delta t = 2 \cdot 10^{-3}$ сут (около 3 мин), что позволяло разрешить полный период колебаний давления.

Исследовались два случая циклического воздействия с колебаниями давления в диапазонах 100–300 атм (т.е. симметрично относительно базового давления $P_{d0} = 200$ атм) и 50–250 атм (среднее давление 150 атм). Период колебаний составлял $T = 1$ ч, длительность фазы низкого давления $\tau = 0.5$ ч. Общая продолжительность воздействия составляла 30 суток.

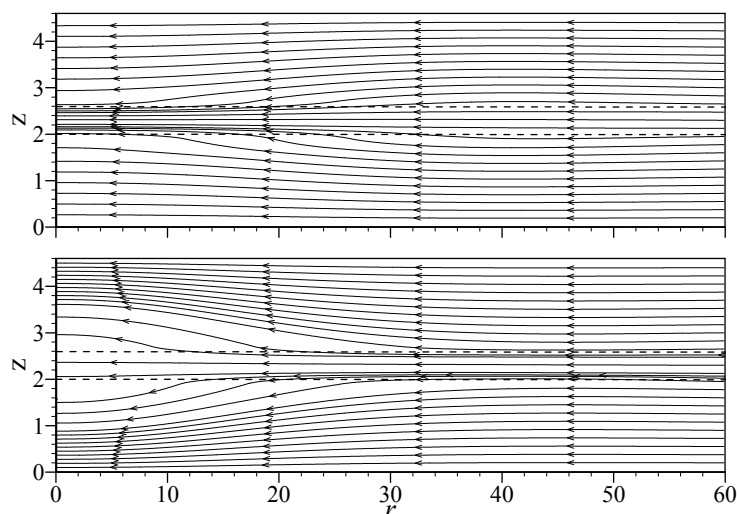


Рис.4. Линии тока нефти на одном периоде циклического воздействия при минимальном (а) и максимальном (б) давлениях в добывающей скважине.

Колебания давления в добывающей скважине приводят к возникновению фильтрационных волн в призабойной зоне (оценки коэффициентов пьезопроводности и глубины проникновения возмущений давления по пропласткам см. в разделе 3). Вследствие разности проницаемостей пропластков эти волны носят неоднородный характер, приводя к интенсификации поперечных перетоков между пропластками. Для иллюстрации данного механизма воздействия на пласт на рис.4 представлены линии тока нефти в моменты цикла, соответствующие минимальному (а) и максимальному (б) давлениям в скважине на одном типичном цикле колебаний при $P_{\min} = 50$ атм и $P_{\max} = 250$ атм. Показана только призабойная зона, горизонтальными штриховыми линиями отмечены границы пропластков. На рис.4 хорошо видно, что на положительной и отрицательной фазах изменения давления происходит смена направления вертикальных потоков нефти: при

уменьшении давления нефть вовлекается из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемый, при повышении давления происходит обратный процесс.

Следует учитывать, что в высокопроницаемом пропластке нефтенасыщенность значительно ниже, чем в соседних низкопроницаемых пропластках, поскольку циклическое воздействие начинается после прорыва воды в добывающую скважину по высокопроницаемому пропластку. В результате средний по времени массовый поток нефти оказывается направленным из низкопроницаемого пропластка в высокопроницаемый.

Чтобы продемонстрировать интенсификацию поперечных перетоков при циклическом воздействии, сравним поле нефтенасыщенности в призабойной зоне через 30 суток после начала воздействия ($P_{\min} = 50$ атм, $P_{\max} = 250$ атм) с распределением нефтенасыщенности в тот же момент $t = 280$ сут, но соответствующим однократному понижению забойного давления в момент $t = 250$ сут до уровня $P_d = 150$ атм и поддержанию постоянного низкого давления. На рис.5 представлены соответствующие результаты расчетов. Хорошо видно существенное размытие скачка нефтенасыщенности на границах раздела пропластков при циклическом воздействии (а), тогда как при стационарном давлении поперечные перетоки практически отсутствуют (б). В последнем случае линии тока нефти практически горизонтальны, в отличие от представленных на рис.4.

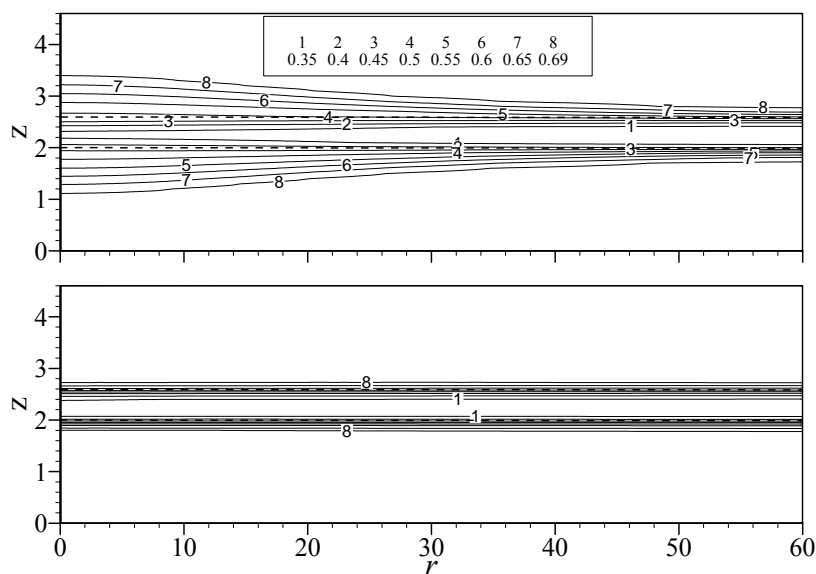


Рис.5. Сравнение распределений нефтенасыщенности при циклическом воздействии (а) и постоянном давлении на забое добывающей скважины $P_d = 150$ атм (б) через 30 дней после начала воздействия (уровни S_w на изолиниях 1–8 приведены на верхнем рисунке).

Количественной характеристикой поперечных перетоков нефти при циклическом воздействии может служить масса нефти, поступившей в высокопроницаемый пропласток через его верхнюю и нижнюю границы из низкопроницаемых пропластков M_{12} и M_{32} соответственно:

$$M_{i2}(t) = \pm 2\pi \int_0^t \int_0^{R_d} \rho_o v_o(r, z_{i2}) r dr dt, \quad (4.1)$$

где i – номер низкопроницаемого пропластка (1 или 3, см. рис.1), z_{i2} – высота соответствующей границы. Знак в правой части выбирается равным $+1$ для $i=1$ и -1 для $i=3$ так, чтобы положительное направление потока под интегралом (4.1) соответствовало притоку нефти в высокопроницаемый пропласток 2. Интегрирование в радиальном направлении ведется по участку границы радиусом $R_d = 50$ м, поскольку интерес представляют перетоки нефти в призабойной зоне добывающей скважины. Как видно из рис.5, на такое расстояние распространяются возмущения, вызванные циклическим изменением давления (это расстояние также соответствует оценкам раздела 3).

Зависимости от времени массы поступившей в высокопроницаемый пропласток нефти представлены на рис.6 для трех случаев: базового ($P_{\min} = 50$ атм, $P_{\max} = 250$ атм), симметричных колебаний давления относительно номинального давления $P_{d0} = 200$ атм ($P_{\min} = 100$ атм, $P_{\max} = 300$ атм), а также для однократного понижения давления до $P_d = 150$ атм с последующим поддержанием его на этом уровне. По оси ординат отложены безразмерные массы перетекшей нефти $\chi_{i2} = M_{i2}/M_o^d$, полученные нормированием (4.1) на полный начальный запас нефти в призабойной зоне $0 \leq r \leq R_d$ (для использованных в расчетах параметров $M_o^d = M_o^0 (R_d/R_{\max})^2 = 6.12 \cdot 10^3$ т). Видна значительная интенсификация перетоков нефти при циклическом воздействии по сравнению со случаем однократного понижения давления. В абсолютном выражении дополнительная масса нефти, поступившей в высокопроницаемый пропласток за 30 суток циклического воздействия, оценивается в 440 т.

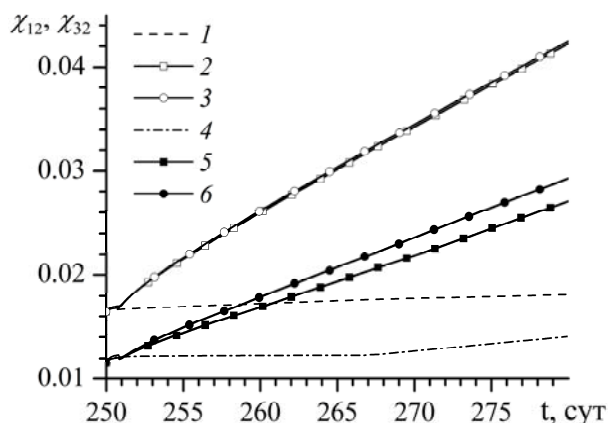


Рис.6. Зависимости от времени относительной массы нефти, поступающей в высокопроницаемый пропласток через нижнюю (кривые 1–3) и верхнюю (4–6) границы: 1, 3 – однократное снижение давления до $P_d = 150$ атм; 2, 4 – циклическое воздействие с колебаниями давления от 50 до 250 атм; 3, 6 – колебания давления от 100 до 300 атм.

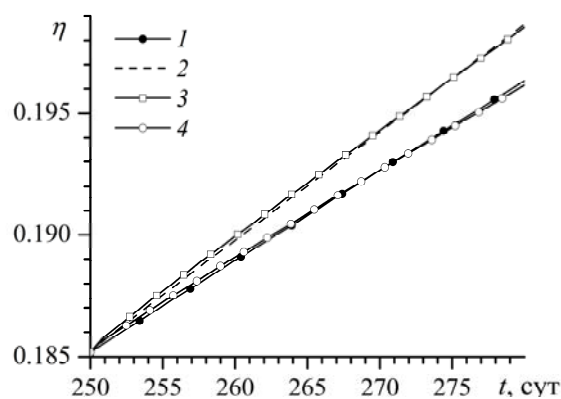


Рис.7. Зависимости от времени коэффициента нефтеотдачи η : 1 – стационарный режим, 2 – однократное понижение давления до $P_d = 150$ атм, 3 – циклическое воздействие с колебаниями давления от 50 до 250 атм; 4 – колебания давления от 100 до 300 атм.

Сравним теперь зависимости от времени коэффициента нефтеотдачи пласта при различных режимах эксплуатации скважины – см. рис.7. Видно, что увеличение нефте-

отдачи пласта по сравнению со случаем стационарного давления на добывающей скважине (кривая 1) достигается лишь при понижении среднего давления на забое, либо за счет однократного понижения давления до уровня $P_d = 150$ атм (кривая 2), либо при циклических колебаниях давления в диапазоне 50–250 атм (кривая 3), причем в последних двух случаях коэффициенты нефтеотдачи оказываются весьма близкими. При колебаниях давления в диапазоне 100–300 атм (кривая 4) коэффициент нефтеотдачи практически совпадает со случаем стационарной эксплуатации скважины.

Заключение

В настоящей работе на основе двумерной математической модели рассмотрены фильтрационные процессы, сопровождающие нефтедобычу из слоисто-неоднородного пласта при циклическом изменении давления на забое добывающей скважины. Отметим, что колебания давления производятся с периодом порядка десятков минут, так что в пласте возникают волны фильтрационной природы, в отличие от акустических волн, характерных для методов вибровоздействия на пласт.

В расчетах была установлена значительная интенсификация поперечных перетоков между пропластками в призабойной зоне, приводящих к проникновению нефти в высокопроницаемый пропласток на обеих его границах. Это, однако, не означает автоматического увеличения коэффициента нефтеотдачи, как видно из рис.7. По-видимому, для использованных в расчетах параметров пластов и характеристик нефти (относительно низкая вязкость) в высокопроницаемом пласте к началу циклического воздействия (после прорыва воды) нефтенасыщенность достаточно мала, подвижность поступающей из низкопроницаемых пропластков нефти ограничена, и ее вклад в дебит скважины оказывается незначительным. Для установления полной картины влияния циклических колебаний давления на нефтедобычу и установления оптимальных параметров процесса требуются дальнейшие исследования.

Другим фактором, способным повлиять на перераспределение нефти между низко- и высокопроницаемыми пропластками, являются капиллярные силы, проявлением которых, в частности, являются гистерезисные явления при пропитке-дренировании пропластков. Эти силы не включены в настоящую модель, их роль и эффекты в условиях циклической эксплуатации добывающей скважины будут изучаться в дальнейшем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *А.И. Акульшин.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989, 480 с.;
A.I. Akulshin. Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin. – М.: Nedra, 1989, 480 s.
2. *В.И. Щуров.* Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983, 510 с.;
V.I. Shchurov. Tekhnologiya i tekhnika dobichi nefti. – М.: Nedra, 1983, 510 s.
3. *В.И. Васильев, С.Н. Закиров, В.А. Крылов.* Особенности разработки водонефтяных зон при периодической эксплуатации горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство, 2004, №5, с.58-61;
V.I. Vasiliev, S.N. Zakirov, V.A. Krylov. Osobennosti razrabotki vodonefnyanikh zon pri periodicheskoi ekspluatatsii gorizontalnykh skvazhin // Neftyanoe khozyaistvo, 2004, №5, s.58-61.
4. *М.Н. Антипин.* Результаты внедрения циклической эксплуатации УЭЦН в ОАО «Самотлор-нефтегаз» // Инновации и новые технологии в добыче нефти, 2011, №5, с.74-80;

- M.N. Antipin. Rezultati vnedreniya tsiklicheskoj ekspluatatsii UETSN v OAO Samotlorneftegaz // Innovatsii i novie tekhnologii v dobiche nefi, 2011, №5, s.74-80.*
5. *Ю.В. Нугай. Эксплуатация скважин периодическим газлифтом в условиях Западной Сибири. Автореф. дис. на соискание уч. степени к.т.н. Сургут: Сургутский фил. ТГНУ, 1999;*
Yu.V. Nigai. Ekspluatatsiya skvazhin periodicheskim gazliftom v usloviyakh Zapadnoi Sibiri. Av-toref. Dis. na soiskanie uch. stepeni k.t.n. Surgut: Surgutskii fil TGNU, 1999.
 6. *В.К. Шарпинский. Способ газлифтной эксплуатации скважины – непрерывно-дискретный газлифт и установка для его осуществления. Патент РФ № 2239696 кл Е 21В 43/00, 2003;*
V.K. Sharapinskii. Sposob gazliftnoi ekspluatatsii skvazhini – neprerivno-diskretnii gazlift i ustanovka dlya ego osushchestvleniya. Patent RF № 2239696 kl E 21B 43/00, 2003.
 7. *Д.В. Маркелов. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти // Территория НЕФТЕГАЗ, 2005, №2, с.30-35;*
D.V. Markelov. Borba s oslozhneniyami v mekhanizirovannoi dobyche nefi // Territoriya NEF-TEGAS, 2005, №2, s.30-35.
 8. *В.М. Ентов, Ф.Д. Турецкая. Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов // Изв. РАН, МЖГ, 1995, №6, с.87-94;*
V.M. Entov, F.D. Turetskaya. Hydrodynamical modeling of the development of non-homogeneous oil reservoirs // Fluid Dynamics, 1995, v.30, №6, p. 877-882.
 9. *Ю.А. Сигунов, Г.Р. Усманова. Влияние межпластовых перетоков и капиллярных сил на процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте // Изв. РАН, МЖГ, 2007, №6, с.85-92;*
Yu.A. Sigunov, G.R. Usmanova. Effect of flows between formations and capillary forces on the process of oil displacement in a stratified inhomogeneous bed // Fluid Dynamics, 2007, v.42, №6, p. 943-949.
 10. *Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. Движение газов и жидкостей в природных пластах. – М.: Недра, 1984, 208 с.*
G.I. Barenblatt, V.M. Entov, V.M. Ryzhik. Theory of fluid flows through natural rocks. – Berlin: Springer Verlag, 1990, 395 p.
 11. *Х. Азиз, Э. Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 416 с.;*
Kh. Aziz, A. Settari. Petroleum reservoir simulation. – London: Applied Science Publishers Ltd, 1979, 476 p.
 12. *Z. Chen, G. Huan, Y. Ma. Computational methods for multiphase flows in porous media. – Philadelphia: SIAM, 2006, 521 p.*
 13. *В.Н. Щелкачев. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959, 467 с.;*
V.N. Shchelkachov. Razrabotka neftevodonosnikh plastov pri uprugom rezhime. – M.: Gostop-tekhizdat, 1959, 476 s.
 14. *Ю. Саад. Итерационные методы для разреженных линейных систем. – М.: Издательство Московского Университета, 2013, 344 с.;*
Y. Saad. Iterative methods for sparse linear systems. – SIAM, 2003, 547 p.