

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С УЧЕТОМ РЕЛАКСАЦИИ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

В.Ю. Бабанлы

Институт Прикладной Математики БГУ, Баку, Азербайджан
e-mail: babanly@rambler.ru

Резюме. В статье изучено влияние свойств горных пород на процесс фильтрации нефти и нефтеотдачу пласта в залежах с релаксацирующей пористости при эксплуатации её равномерной сеткой скважин на режиме растворенного газа. Установлено, что нефтеотдача пласта с указанными свойствами в рассматриваемых случаях может быть на 15-20% меньше, чем в залежах с упругой средой.

Ключевые слова: тенистость, реологические свойства, нефтеотдача.

AMS Subject Classification: 93A30

1. Введение

Опыт разработки многих нефтяных месторождений показывает, что основной проблемой при разработке нефтяных месторождений является увеличение полноты извлечения нефти и газа из залежи. Рост добычи нефти и повышение нефтеизвлечения из пластов в значительной мере определяется совершенствованием применяемой технологии разработки нефтяных залежей, применением новых методов воздействия на нефтяные пласты, правильностью выбора плотности сетки скважин.

Влияние плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения является одним из ключевых вопросов в нефтедобычи. С увеличением числа скважин на месторождении значительно повышается текущая добыча нефти, а это может привести к увеличению нефтеотдачи, но одновременно возрастают и капитальные вложения. В то же время, внедрение новых методов воздействия на пласты может быть не эффективным, если плотность сетки скважин и сетка размещения скважин неверно выбраны. Поэтому установление влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу является одной из актуальнейших задач в нефтедобычи.

Вопросы влияния геологических, технологических параметров на нефтеотдачу в залежи с недеформируемыми коллекторами изучены в многочисленных работах [1, 3, 8].

В работе [1], на основе обширных литературных данных, показано, что коэффициент нефтеизвлечения зависит от физико-геологических, технологических и экономических факторов. Однако, как справедливо отмечено в работе [1], заслуживает внимания построение зависимостей

коэффициента нефтеизвлечения от удельных запасов нефти, приходящих на одну скважину. Использование этой зависимости позволяет учитывать трехмерность распределения запасов, а также учитывать такие параметры, как толщина пласта, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности и др.

В работе [8] с использованием параметра удельных запасов линейно связанного с параметром плотности сетки скважин рассмотрена динамика плотности сетки скважин в процессе разработки и установлено, что равномерная сетка скважин не означает равномерное распределение запасов, дренируемых скважинами. Показано, что большая часть запасов нефти извлекается лишь сравнительно небольшим числом высокодебитных скважин.

Вводимые в настоящее время в разработку глубокозалегающие нефтяные месторождения характеризуются высокими пластовыми давлениями и температурами. Нефть и газ в этих залежах находятся под большим геостатическим давлением. Вследствие этого, в процессе разработки нефтесодержащие породы этих залежей подвергаются сильной деформации. Проведенные экспериментальные и теоретические исследования свидетельствуют, что деформация горных пород в процессе разработки залежей при существенном изменении пластового давления носит не всегда упругий характер, т.е. со снижением пластового давления наблюдается значительное отклонение деформации пласта от классического упругого закона. Этими исследованиями была установлена возможность проявления релаксационного поведения деформации горных пород – коллекторов нефти и газа при снижении давления [2,6].

В работе [4] изучено влияние плотности сетки скважин и релаксации горных пород на показатели разработки газовых месторождений, разрабатываемых при режиме истощения, и определена газоотдача этих залежей в зависимости от плотности сетки скважин.

При разработке нефтяных залежей на режиме растворенного газа из-за того, что энергия пласта распределяется равномерно по всей площади нефтеносности, скважины целесообразно располагать в виде равномерной сетки. Скважины при равномерном размещении обычно располагаются по квадратной или треугольной сетки, и весь пласт как бы делится на одинаковые области влияния каждой скважины, размеры которой зависят от расстояния между скважинами.

Известно, что при равномерной сетки скважин за область влияния каждой скважины с достаточной точностью может быть принята цилиндрическая область с круговым основанием, равная площади квадрата или шестиугольника, которая приходится на одну скважину в квадратной или треугольной сетке.

Если расстояние между скважинами равно $2l$, то радиус эквивалентного круга равен

$$r_k = \frac{2\ell}{\sqrt{\pi}} \approx 1,13\ell - \text{для квадратной сетки;}$$

$$r_k = \sqrt{\frac{\sqrt{27}}{2\pi}} \ell \approx 0,91\ell - \text{для треугольной сетки.}$$

В настоящей работе изучено влияние плотности сетки скважин на показатели разработки нефтяных месторождений, эксплуатируемых равномерной сеткой скважины, при режиме растворенного газа, и установлено влияние плотности сетки на коэффициент нефтеотдачи пласта в залежах с релаксацирующей средой.

2. Математическая постановка задачи и ее решение.

Гидродинамические расчеты по определению забойных давлений, нефтеотдачи и времени истощения нефтяных залежей с деформируемой средой, в основном, связан с интегрированием следующих нелинейных дифференциальных уравнений [7]

$$\begin{aligned} \nabla \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\bar{F}_n(\sigma)}{\mu_n(P)a(P)} \nabla P \right] &= \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m\sigma}{a(P)} \right) \\ \nabla \left\{ \left[\frac{S(P)}{a(P)} \frac{\bar{F}_n(\sigma)}{\mu_n(P)} + \frac{\rho_z(P)\bar{F}_z(\sigma)}{\mu_z(P)} \right] \nabla P \right\} &= \frac{\partial}{\partial t} \left\{ m \left[\frac{S(P)}{a(P)} \cdot \sigma + \rho_z(P)(1 - \sigma) \right] \right\}, \end{aligned} \quad (1)$$

где P - давление; m - пористость пласта; σ - коэффициент нефтенасыщенности; $\bar{F}_n(\sigma)$ и $\bar{F}_z(\sigma)$ - коэффициенты фазовой проницаемости для нефти и газа; $\mu_n(P), \mu_z(P)$ - вязкости нефти и газа; $S(P)$ - растворимость газа в нефти; ρ_z - плотность газа, $a(P)$ - объемный коэффициент нефти; ∇ - оператор Гамильтона.

Точное аналитическое решение этой системы даже без учета релаксации пород связано с большими трудностями. Поэтому при гидродинамических расчетах при решении этой системы и в случае неучета релаксации наряду с численным методом применяются и различные приближенные методы (метод смены стационарных состояний, метод осреднения и др.). Нами при решении поставленной задачи используется приближенный метод - метод осреднения.

Допустим, что полосообразная замкнутая залежь разрабатывается равномерной квадратной (треугольной) сеткой с различным значением расстояния между скважинами, и каждая скважина имеет индивидуальную область дренирования.

Дебит нефти из каждой скважины при заданном значении забойного давления будет иметь следующий вид [7]

$$q_n = A(H_k - H_c) \quad (2)$$

где $A = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2}}$; $H_k - H_c = \int_{P_c}^{P_k} \frac{F_n(\sigma)}{\mu_n(P)a(P)} dP$; k , h - соответственно,

проницаемость и толщина пласта; P_k и P_c - значения давления, соответственно, на контуре области дренирования (контурное давление) и скважине; $F_n(\sigma)$ - относительная фазовая проницаемость для нефти; r_k и r_c - соответственно, радиус области дренирования и скважины.

Для приближенного расчета $H_k - H_c$ имеем следующее соотношение:

$$H_k - H_c = \frac{1}{2} \left[\frac{F_n(\sigma_k)}{\mu(P_k)a(P_k)} + \frac{F_n(\sigma_c)}{\mu(P_c)a(P_c)} \right] (P_k - P_c), \quad (3)$$

где σ_k и σ_c - значения коэффициента нефтенасыщенности, соответственно, на контуре области дренирования (контурное давление) и скважине.

При заданном значении депрессии на пласт - ΔP давление на забое скважины P_c определяется следующим образом: $P_c(t) = P_k(t) - \Delta P$.

Для определения $\sigma_c(t)$ используется следующее соотношение, вытекающее из условия постоянства газового фактора вдоль линии тока в каждый момент времени:

$$\psi(\sigma_c) P_c \bar{\mu}(P_c) a(P_c) + \frac{S(P_c)}{\beta} = \psi(\sigma_k) P_k \bar{\mu}(P_k) a(P_k) + \frac{S(P_k)}{\beta}, \quad (4)$$

где $\psi(\sigma) = \frac{F_g(\sigma)}{F_n(\sigma)}$; $\bar{\mu}(P) = \frac{\mu_n(P)}{\mu_g(P)}$; $F_g(\sigma)$ - относительная проницаемость для газа; $S(P)$ - масса газа в единице объема нефти; μ_g - вязкость газа; β - температурная поправка для газа.

Отсюда для определения $\sigma_c(t)$ будем иметь следующее выражение:

$$\psi(\sigma_c) = \frac{\psi(\sigma_k) P_k \bar{\mu}(P_k) a(P_k) + \frac{S(P_k) - S(P_c)}{\beta}}{P_c \bar{\mu}(P_c) a(P_c)}. \quad (5)$$

При известных значениях $P_k(t)$, $\sigma_k(t)$ и $P_c(t)$ путем итерации из (5) находятся значения $\sigma_c(t)$, а затем по формуле (2) определяется дебит скважины. При этом в расчетах принимается $P_k(t) \cong P(t)$ и $\sigma_k(t) \cong \sigma(t)$ (где $P(t)$ и $\sigma(t)$ являются средневзвешенными по пласту значениями давления и насыщенности). Справедливость этих приближенных равенств по

приемлемым для практических расчетов были показана многими авторами (например, [7]).

В связи с этим, средневзвешенное значение давления ($P = P(t)$) с учетом релаксации пород может быть определено с использованием уравнения материального баланса для нефти и газа, а также уравнения связи между пористостью и давлением в виде [8]

$$\bar{m} + \tau_m \frac{d\bar{m}}{dt} = \exp[\beta_n(P - P_0)]. \quad (6)$$

где $\bar{m} = \frac{m}{m_0}$; P_0 - начальное пластовое давление; m - текущее значение пористости; m_0 - начальное значение пористости; τ_m - время релаксации пористости; β_n - коэффициент сжимаемости горных пород.

Для определения искомых величин P , σ и m путем совместного решения уравнения материального баланса нефти и газа, а также уравнения (6) получена следующая система дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = f_P(t, \bar{m}, \sigma, P); \\ \frac{d\sigma_1}{dt} = f_{\sigma_1}(t, \bar{m}, \sigma, P); \\ \frac{d\bar{m}}{dt} = f_m(\bar{m}, P), \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \text{где } f_P &= -\frac{\bar{q}[\varphi(P) + \bar{\Gamma}] + a(P_0)P f_m^-}{\bar{m}[a(P_0) - \sigma_1 \varphi'(P)]}; \quad f_m^- = \frac{1}{\tau_m} \{ \exp[\beta_n(P - P_0)] - \bar{m} \}; \\ f_{\sigma_1} &= -\frac{1}{m} [\bar{q}_n(t) + \sigma_1 f_m^-]; \quad \sigma_1 = \frac{\sigma}{a(P)}; \quad \bar{q}_n = \frac{q_n}{\Omega_{зан\ n}}; \quad \varphi(P) = Pa(P) - \frac{S(P)}{\beta}; \\ \Gamma &= \frac{\beta}{P_{амм}} \left[\psi(\sigma) \bar{\mu}(P) Pa(P) + \frac{S(P)}{\beta} \right]; \quad \bar{\Gamma} = \frac{\Gamma \cdot P_{амм}}{\beta}; \end{aligned}$$

Q_n - добыча нефти из всей залежи; $\Omega_{зан\ n}$ - балансовый запас нефти.

Учитывая, что залежь разрабатывается равномерной сеткой скважин и контурные давления одинаковы, добыча нефти из всей залежи (Q_n) должна быть равной произведению числа всех скважин (n) на дебит отдельной скважины (q_n), т.е.

$$Q_n = n \cdot q_n \quad (8)$$

Представленные здесь соотношения (2-8) позволяют одновременно учитывать влияние плотности сетки скважин и релаксацирующего характера деформации пород на показатели разработки и нефтеотдачу пласта.

Для того, чтобы показать влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу в залежах с релаксацирующей средой целесообразно определить влияние плотности сетки на нефтеотдачу и в залежах с нелинейно-упруго деформируемой средой ($\tau_m = 0$).

В этом случае значения для f_p и f_m^- будут иметь следующий вид:

$$f_p = -\frac{\bar{q}_n[\varphi(P) + \bar{\Gamma}]}{m[a(P_0) + \beta_n a(P_0)P - \sigma_1 \varphi'(P)]}; \quad f_m^- = \beta_n \bar{m} f_p$$

Коэффициент нефтеотдачи определялся по формуле

$$\eta = \frac{Q_n}{\Omega_{занн}}$$

3. Проведение численных экспериментов и анализ их результатов

Для установления влияния релаксации горных пород и плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта (η) при различных значениях количества скважин при квадратной и треугольной сетки скважин при следующих исходных данных

$$P_0 = 40 \text{ МПа}; \beta_n = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}; \Delta P = 4 \text{ МПа}; m_0 = 0,2; \beta = 0,8$$

$$a(P_0) = 1,253; \mu_{n0} = 0,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}; F_n(\sigma) = 1,06\sigma^3 - 0,06;$$

$$F_z(\sigma) = 1,16(1 - \sigma^2); S(P) = \begin{cases} 3,9P + 15,5, & P \geq 5 \text{ МПа} \\ 7P, & P \leq 5 \text{ МПа} \end{cases}$$

$$a(P) = \begin{cases} 0,0058P + 1,021, & P \geq 5 \text{ МПа} \\ 0,01P + 1, & P \leq 5 \text{ МПа} \end{cases}; \mu_n(P) = \mu_{n0} e^{-0,05(P-P_0)}$$

$$\mu_z(P) = 0,0054(P/P_0)^2 + 0,0114(P/P_0) + 0,0105$$

при различных плотностях сетки скважин и для случая $\tau_m = 5$ лет проведены расчеты, результаты которых представлены на рис. 1-4.

В качестве гипотетической залежи принята полосообразная залежь прямоугольной формы длиной 1500 м, шириной 1000 м, толщиной 50 м. Были рассмотрены три варианта с плотностью сетки скважин, соответственно, 12 га/скв, 7,5 га/скв, 4 га/скв для квадратной сетки (количество скважин 12, 20 и 35), для треугольной сетки с количеством скважин (12, 21 и 36) при расстоянии между скважинами $2l = 400, 300, 200$ м. В расчетах для дебита скважины была использована формула (3), где радиус эквивалентного круга r_k для квадратной и треугольной сетки определен по указанным формулам.

На рис. 1 и 2 соответственно представлены кривые изменения во времени дебита одной скважины и нефтеотдачи при различных плотностях квадратной сетки скважин в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой.

На рис. 1 показано изменение дебита одной скважины при квадратной сетке скважин с различной плотностью в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой. Из рисунка видно, что при плотных сетках скважин (при $n=35$) дебиты скважин в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой очень близки. А при редких сетках это различие более заметно. Причем, такое различие проявляется в середине эксплуатации. Следует отметить, что во всех плотностях дебиты скважин в залежах с релаксацирующей и упругой средой в начальном периоде и в конце разработки почти совпадают. Это, видимо, связано с тем, что в начальном периоде разработки из-за незначительного снижения пластового давления породы залежи не так сильно деформируются и ведут себя как упругая среда, вследствие чего дебиты скважин почти совпадают. А к концу разработки, когда забойное давление снижается до 3 МПа, дебиты скважин в залежах с нелинейно-упругой и релаксацирующей средой получаются одинаковыми.

Из рис.1 также видно, что дебиты в залежах с нелинейно-упругой средой, независимо от плотности сетки скважин больше, чем в залежах с релаксацирующей средой.

Дебиты скважин в залежах с нелинейно-упругой и релаксацирующей средой в плотных сетках (большое количество скважин) больше, чем при редкой сетки, где количество скважин меньше. Это связано с тем, что при плотных сетках количество скважин больше и, поэтому отбор нефти при постоянном перепаде давления больше, чем при редких сетках, а это приводит к значительному снижению пластового давления, вследствие чего разность, входящая в формулу дебита скважин, уменьшается, и тем самым уменьшается дебит скважин.

На рис. 2 показано изменение нефтеотдачи пласта при различных плотностях сетки скважин залежах с нелинейно-упругой и релаксацирующей средой. Из рис. 2 видно, что коэффициент нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей средой независимо от плотности сетки скважин всегда меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой.

Причем текущий коэффициент нефтеотдачи в плотных сетках как в релаксацирующей, так и в нелинейно-упругой среде больше, чем в редких сетках. Это связано с тем, что с увеличением числа скважин (в плотных сетках) значительно повышается добыча нефти, вследствие чего и коэффициент нефтеотдачи получается больше. Конечный коэффициент нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой почти не зависит от плотности сетки скважин. Это связано с тем, что расчеты по добыче нефти из скважин при всех плотностях сетки проведены до достижения забойного давления значения 3 МПа.

Однако, время достижения одинакового конечного коэффициента нефтеотдачи в различных плотностях сетки различно. С увеличением плотности сетки время достижения одинакового конечного коэффициента нефтеотдачи сокращается.

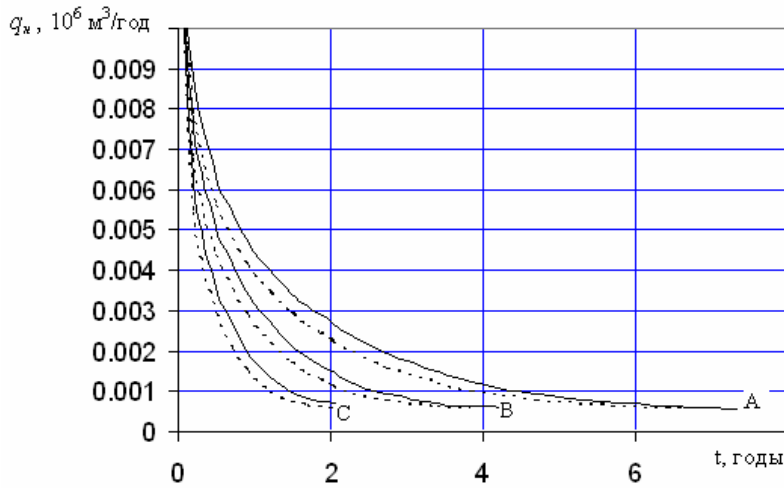


Рис. 1. Дебит одной скважины в залежах с релаксирующей (пунктирная линия) и нелинейно-упругой (сплошная линия) средой при квадратной сетки скважин : А - $n=12$; В - $n=20$; С - $n=35$

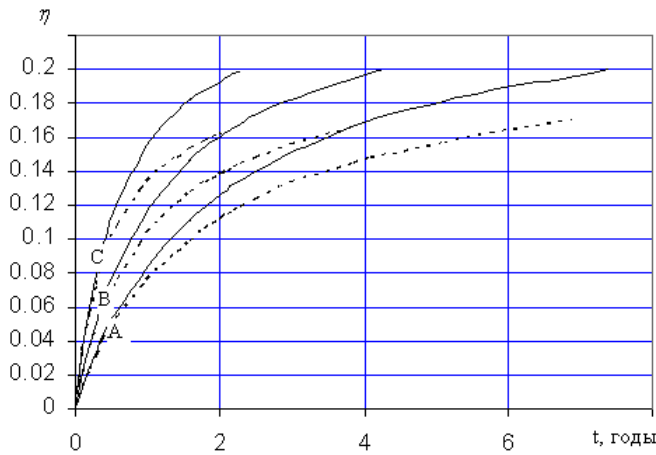


Рис. 2. Нефтеотдача залежей с релаксирующей (пунктирная линия) и нелинейно-упругой (сплошная линия) средой при квадратной сетки скважин: А - $n=12$; В - $n=20$; С - $n=35$

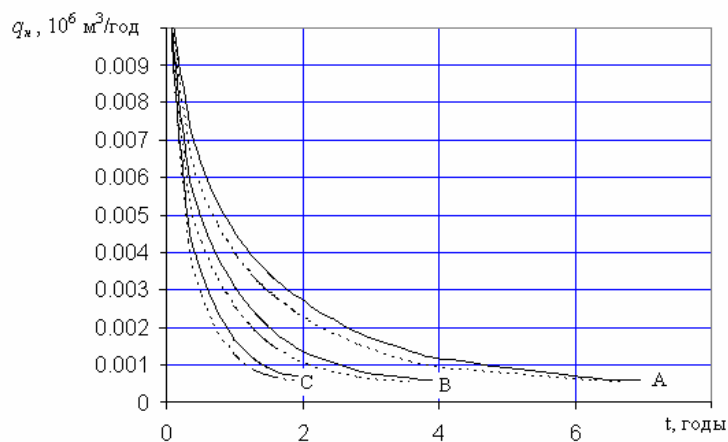


Рис. 3. Дебит одной скважины в залежах с релаксирующей (пунктирная линия) и нелинейно-упругой (сплошная линия) средой при треугольной сетки скважин: А - $n=12$; В - $n=21$; С - $n=36$

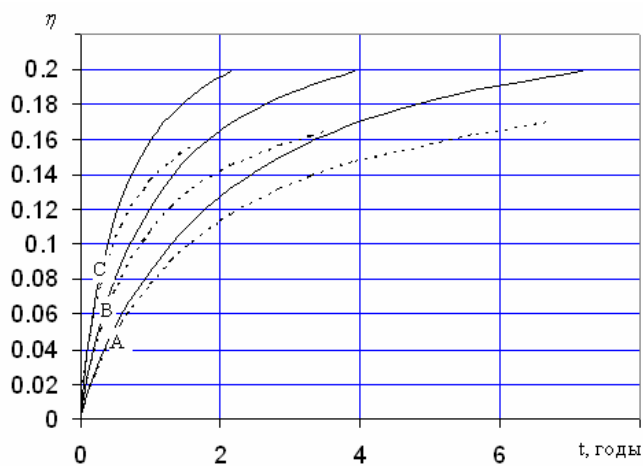


Рис. 4. Нефтеемкость залежей с релаксирующей (пунктирная линия) и нелинейно-упругой (сплошная линия) средой при треугольной сетки скважин: А - $n=12$; В - $n=21$; С - $n=36$

Конечный коэффициент нефтеемкости в залежах с нелинейно-упругой несколько больше, чем в залежах с релаксирующей средой. И время достижения конечной нефтеемкости в залежах с релаксирующей средой во

всех плотностях сетки меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой. Причем с увеличением плотности сетки разница во времени достижения конечного коэффициента нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой увеличивается. Так, если при плотности сетки скважин 12 га/скв это время составляет 0,5 года, а при плотности сетки 4 га/скв - 0,25 года.

На рис. 3 и 4 соответственно представлены аналогичные показатели при треугольной сетки с теми же плотностями скважин для залежей с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой.

Из рис. 3 видно, что и при треугольной сетки скважин дебит скважины в плотных сетках (количество скважин больше) меньше, чем при редких сетках (меньше скважин). И в этом случае, если при редких сетках дебиты в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой отличается, то в плотных сетках (больше скважин) такое различие не наблюдается.

Характер изменения коэффициента нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей и нелинейно-упругой средой такой же как и при квадратной сетки (рис.4). И в этом случае как при квадратной сетки коэффициент нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей средой меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой во всех рассматриваемых плотностях сетки скважин.

Коэффициент нефтеотдачи в залежах с релаксацирующей средой, как и в квадратной сетке, в этом случае меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой. Надо отметить, что для рассматриваемой гипотетической залежи, разрабатываемой квадратной или треугольной сеткой скважин с различной плотностью в своих численных значениях нефтеотдача пласта с релаксацирующей средой может быть на 15-20% меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой.

Таким образом, качественный и количественный анализ полученных результатов показывают необходимость учета релаксационных свойств горных пород при определении нефтеотдачи нефтяной залежи, разрабатываемой равномерной сеткой скважин с различными плотностями при режиме растворенного газа.

Литература

1. Абасов М.Т., Закиров С.Н. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. Нефтяное хозяйство, № 9, 2005, стр. 90-92
2. Желтов Ю.П. Деформация горных пород, М.: Недра, 1986, 298 с.
3. Закиров С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин - нефтеотдача", М.: Граль, 2002, 394 с.

4. Кулиев А.М., Эфендиев Р.М., Казымов Б.З., Тагиева С.Э. Влияние плотности сетки скважин на газоотдачу залежей с релаксирующими коллекторами, Нефтепромысловое дело, №11, 2005, стр. 31-34.
5. Кулиев А.М., Эфендиев Р.М., Казымов Б.З., Тагиева С.Э. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений при режиме растворенного газа с учетом релаксации горных пород, Изв. АН Азербайджана, сер. Науки о Земле, №2, 1998, стр. 21-25.
6. Молокович Ю.М., Осипов П.П. Основы теории релаксационной фильтрации, Казань, Изд. Казанского Государственного Университета, 1987, 118 с.
7. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа, М.: Недра, 1976, 335 с.
8. Сазонов Б.Ф. Плотность сетки скважин и ее динамики в процессе разработки нефтяной залежи. "Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений", Труды "Гипровостокнефти", Самара, 2000, стр. 25-34.

Dağ süxurlarının relaksasiyasını nəzərə almaqla neft yatağının işlənməsinin riyazi modeli

V.Y. Babanlı

XÜLASƏ

Məqalədə relaksasiyalı məsəməlilikli yataqlarda süxurların reoloji xassələrinin süzülmə prosesinə və neftvermə əmsalına təsiri, yatağın həll olunmuş az rejimində müntəzəm quyular sistemi ilə istismarı halı üçün öyrənilmişdir. Göstərilən xassələrə malik layda neftvermə əmsalının, elastiki laylarla nisbətən 15-20% aşağı olacağı müəyyən-ləşdirilmişdir.

Açar sözlər: məsəməlilik, reoloji xassələr, neftvermə əmsalı.

Mathematical modelling of the oil layer exploitation considering relaxation of the rock medium

V.Y. Babanlı

ABSTRACT

In the paper the influence of the reological properties of the rock media to the process of oil filtration and debit is investigated in the layers with porous relax. It is assumed that the layer is exploited by the uniform grid of wells in the mode of saturated gas. It is stated that the layer's oil debit with considered properties may be 15-20% less than the layers with elastic media.

Keywords: porosity, reological properties, oil debit.