

УДК 622.276.4;622.276.6

ВЛИЯНИЕ ПОЛЗУЧЕСТИ ГОРНЫХ ПОРОД НА НЕФТЕОТДАЧУ ЗАЛЕЖЕЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ В ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ

А.М.Кудиев, Р.М.Эфендиев, Б.З.Казымов
(Институт геологии НАНА)

В статье изучено влияние ползучей деформации горных пород на нефтеотдачу нефтяной залежи при эксплуатации ее равномерной сеткой скважин в режиме растворенного газа. Для гипотетической залежи, разрабатываемой квадратной или треугольной сеткой скважин с различной плотностью установлено, что нефтеотдача залежи с ползучей средой в рассмотренных случаях может быть на 20-25% больше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой.

Ключевые слова: ползучая деформация, нефтяная залежь, давление, пористость, нефтенасыщенность, плотность сетки скважин, коэффициент нефтеотдачи.

Адрес связи: bildersony1@gmail.com

DOI: 10.5510/OGP20120300120

Одним из важнейших показателей эффективности системы разработки нефтяных месторождений является коэффициент нефтеотдачи. Эта величина зависит от многих факторов, влияние которых на ее значения изучено не полностью. С этой точки зрения исследование этого вопроса имеет большое научное и практическое значение. Особенно важными являются работы по определению нефтеотдачи залежей со сложными реологическими характеристиками, и исследование влияния ряда факторов на ее конечное значение.

Известно, что повышение нефтеизвлечения из пластов в значительной мере определяется совершенствованием применяемой технологии разработки нефтяных залежей, правильностью выбора плотности сетки скважин. В то же время, внедрение новых методов воздействия на пласты может быть не эффективным, если плотность сетки скважин и размещение скважин неверно выбраны. Поэтому установление влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу является одной из актуальнейших задач в нефтедобычи.

Вопросы влияния геологических, технологических параметров в залежах с однородными, неоднородными и терригенными коллекторами рассмотрены в многочисленных работах [1-7].

В работе [4] анализируя обширный литературный материал отмечено, что коэффициент нефтеотдачи – нефтеизвлечения зависит от геологических и технологических условий разработки нефтяных месторождений.

Необходимо отметить, что все опубликованные работы, так или иначе, были связаны с проблемой “плотность сетки скважин – коэффициент нефтеизвлечения”.

В работе [1] отмечено, что заслуживает внимания построение зависимостей коэффициента нефтеизвлечения от удельных запасов нефти, приходящихся 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 [6] 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 равномерного распределения запасов, дренируемых скважинами. Показано, что большая часть запасов нефти извлекается лишь сравнительно небольшим числом высокодебитных скважин.

Нефтедержащие породы глубокозалегающих нефтяных месторождений, находящиеся под огромным геостатическим давлением, в процессе разработки подвергаются сильной деформации, причем не всегда упругой. В залежах этих месторождений по мере снижения пластового давления происходит увеличение напряжения на скелет пористой среды, что приводит к деформации горных пород. Экспериментальные исследования деформации горных пород показывают, что в некоторых случаях зависимость между пористостью и давлением, предложенная в работе [8], для описания закона изменения пористости является недостаточным, и поэтому для описания деформационных процессов в горных породах необходимо использовать реологические взаимосвязи, собственные ползучести материалов.

Влияние ползучести горных пород на характер изменения основных показателей разработки нефтяных месторождений, эксплуатируемых в естественном режиме, исследовано в работе [9] и показано, что ползучий характер пористой среды существенно влияет на ряд природных и технологических показателей разработки.

В связи этим, большой практический интерес представляет изучение вопроса влияния плотности сетки скважин на конечное нефтеизвлечение в залежах с ползучей характеристикой коллекторов.

В работе [10] изучено влияние плотности сетки

скважин на газоотдачу залежей с релаксацирующей средой, разрабатываемых на режиме истощения.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния плотности сетки скважин на показатели разработки нефтяных месторождений, эксплуатируемых равномерной сеткой скважин при режиме растворенного газа и установлению влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи залежей с учетом ползучести горных пород.

Известно, что при разработке нефтяных залежей на режиме растворенного газа, вследствие равномерного распределения энергии пласта 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. Границы областей при одновременном вводе скважин в эксплуатацию и одинаковых давлениях эквивалентны непроницаемым границам.

В работе [11] доказано, что за область влияния каждой скважины с достаточной точностью может быть принята цилиндрическая область с круговым основанием, равным площади квадрата или шестиугольника, который приходится на одну скважину в квадратной или треугольной сетки. При этом радиус эквивалентного круга, если расстояние между скважинами равно 2σ , для квадратной сетки равен $r_k \approx 1.13\sigma$, а для треугольной - $r_k \approx 0.94\sigma$.

Допустим, что полособразная замкнутая залежь разрабатывается при режиме растворенного газа равномерной квадратной (треугольной) сеткой скважин с различным значением расстояния между скважинами при одновременном вводе скважин.

Дебит нефти из каждой скважины при заданном значении забойного давления будет иметь следующий вид [12]:

$$q_H = A(H_k - H_c) \quad (1)$$

$$\text{где } H_k - H_c = \int_{P_c}^{P_k} \frac{F_n(\sigma)}{\mu_n(P)a(P)} dP, \text{ (МПа}\cdot\text{сек)}^{-1}$$

$$A = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2}}, \text{ м}^3 \cdot \text{(МПа}\cdot\text{сек)}^{-1}$$

k, h - соответственно, проницаемость и толщина пласта, м^2 и м ; P_k и P_c - значения давления, соответственно, на контуре области дренирования (контурное давление) и в скважине, МПа;

$F_n(\sigma)$ - относительная проницаемость для нефти;

$\mu_n(P)$ - вязкость нефти, МПа·сек;

$a(P)$ - объемный коэффициент нефти;

r_k и r_c - соответственно, радиус области дренирования и скважины, м.

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

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

При заданном значении депрессии на пласт $-\Delta P$ давление на забое скважины P_c определяется следу-

ющим 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:

$$\psi(\sigma_c) P_c \mu_n(P_c) a(P_c) + \frac{S(P_c)}{\beta} = \psi(\sigma_k) P_k \mu_n(P_k) a(P_k) + \frac{S(P_k)}{\beta} \quad (3)$$

$$\text{где } \psi(\sigma) = \frac{F_c(\sigma)}{F_n(\sigma)};$$

$F_c(\sigma)$ - относительная проницаемость для газа;

$S(P)$ - масса газа в единице объема нефти.

Из (3) для определения $\sigma_c(t)$ получим следующее выражение:

$$\psi(\sigma_c) P_c \mu_n(P_c) a(P_c) + \frac{S(P_k) - S(P_c)}{\beta} = \psi(\sigma_k) P_k \mu_n(P_k) a(P_k) \quad (4)$$

При известных значениях $P_k(t)$, $\sigma_k(t)$ и $P_c(t)$ путем итерации из (4) находят значения $\sigma_c(t)$, а затем по формуле (1) определяется дебит скважины. Следует отметить, что при определении $\sigma_c(t)$ в выражении (4) принимается $P_k(t) \cong P(t)$ и $P_k(t) \cong \sigma(t)$ (где $P(t)$ и $\sigma(t)$ являются средневзвешенными по пласту значениями давления и насыщенности). Справедливость этих приближенных равенств по приемлемым для практических расчетов были отмечены в работах многих авторов [12].

Средневзвешенное по пласту давление (P) и насыщенность (σ) в залежах с ползучей средой могут быть определены с использованием уравнения материального баланса для нефти и газа, а также закона ползучести горных пород в виде [9]:

$$\bar{m}(t) = 1 + \beta_n \left\{ (P - P_0) + \bar{m}_1 \int_0^t \exp[-\gamma_m(t - \tau)] (P - P_0) d\tau \right\} \quad (5)$$

$$\text{где } \bar{m}_1 = \frac{m_1}{\beta_n};$$

$$\bar{m} = \frac{m}{m_0};$$

P_0 - начальное пластовое давление, МПа;

m - текущее значение пористости;

m_0 - начальное значение пористости;

m_1 - параметр ползучести, (МПа·сек) $^{-1}$;

β_n - коэффициент сжимаемости (объемной упругости) горных пород, МПа $^{-1}$.

Решая совместно уравнения материального баланса для нефти и газа, а также закон изменения пористости от давления для пород с ползучей характеристикой для определения величин P , σ и m получим следующую систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = f_P(t, \bar{m}, \sigma, P) \\ \frac{d\sigma_1}{dt} = f_{\sigma_1}(t, \bar{m}, \sigma, P) \\ \frac{d\bar{m}}{dt} = f_{\bar{m}}(\bar{m}, P) \end{cases} \quad (6)$$

где

$$f_P = - \frac{\bar{q}_H [\varphi(P) + \Gamma] + a(P_0) \beta_n P (\bar{m}_1 + \gamma_m) (P - P_0) + Pa(P_0) \gamma_m (1 - \bar{m})}{m[a(P_0) - \sigma_1 \varphi'(P)] + a(P_0) \beta_n P}$$

$$f_m = \beta_n \left[f_p + (\bar{m}_1 + \gamma_m)(P - P_0) \right] + \gamma_m(1 - \bar{m})$$

$$f_{\sigma_1} = -\frac{1}{m} [\bar{q}_n(t) + \sigma_1 f_m]$$

$$\sigma_1 = \frac{\sigma}{a(P)}; \quad \bar{q}_n = \frac{q_n}{\Omega_{\text{зан.н}}}; \quad \varphi(P) = Pa(P) - \frac{S(P)}{\beta}$$

$$\Gamma = \frac{\beta}{P_{\text{амм}}} \left[\psi(\sigma) \bar{\mu}(P) Pa(P) + \frac{S(P)}{\beta} \right]$$

$$\bar{\Gamma} = \frac{\Gamma \cdot P_{\text{амм}}}{\beta}; \quad \psi(\sigma) = \frac{F_2(\sigma)}{F_n(\sigma)}; \quad \bar{\mu}(P) = \frac{\mu_z(P)}{\mu_z(P)}$$

q_n - дебит одной скважины, м³/сек;
 $\Omega_{\text{зан.н}}$ - балансовый запас нефти, м³;
 $\mu_z(P)$ - вязкость газа, МПа·сек.

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.

$$Q_n = n \cdot q_n \quad (7)$$

Представленные здесь соотношения (1-7) позволяют одновременно учитывать влияние плотности сетки скважин на показатели разработки и на нефтеотдачу залежей с ползучей средой.

С целью сравнения значения нефтеотдачи в залежах с ползучей средой со значениями нефтеотдачи в залежах с упругой средой были проведены расчеты при одних и тех же плотностях сетки скважин, результаты которых приведены в графиках и в таблицах. В этом случае значения для f_p и f_m будут иметь следующий вид:

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

$$f_m = \beta_n m f_p$$

Коэффициент нефтеотдачи для залежей с упругой и ползучей средой определялись по известной формуле:

$$\eta = \frac{Q_n}{\Omega_{\text{зан.н}}}$$

Для установления влияния плотности сетки скважин в залежах с ползучей средой при различных значениях расстояния между скважинами при квадратной и треугольной сетки скважин при следующих исходных данных:

$$P_0 = 40 \text{ МПа}; \beta_n = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}; m_0 = 0.2; \beta = 0.8;$$

$$a(P_0) = 1.253; \mu_{n0} = 0.5 \cdot 10^{-9} \text{ МПа} \cdot \text{сек};$$

$$F_n(\sigma) = 1.06\sigma^3 - 0.06; F_z(\sigma) = 1.16(1 - \sigma)^2;$$

$$S(P) = \begin{cases} 3.9P + 15.5, & P \geq 5 \text{ МПа} \\ 7P, & P \leq 5 \text{ МПа} \end{cases}$$

$$a(P) = \begin{cases} 0.0058P + 1.021, & P \geq 5 \text{ МПа} \\ 0.01P + 1, & P \leq 5 \text{ МПа} \end{cases}$$

$$\mu_n(P) = \mu_{n0} e^{-0.05(P - P_0)}$$

$\mu_z(P) = 0.0054(P/P_0)^2 + 0.0114(P/P_0) + 0.0105$, 10^{-9} МПа·сек;
 $\gamma_m = 4.3 \cdot 10^{-6}$ сек⁻¹; $m_1 = 3.4 \cdot 10^{-8}$, $10.2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹
 по представленным формулам приведены расчеты, результаты которых представлены на рисунках 1-4.

В качестве гипотетической залежи принята

полосообразная залежь прямоугольной формы длиной 1500 м, шириной 1000 м, толщиной 50 м. Были рассмотрены варианты с расстоянием между скважинами $2\sigma = 400, 300$ и 200 м с плотностью сетки скважин, соответственно, 12 га/скв, 7.5 га/скв и 4 га/скв. При этом количество скважин для квадратной сетки равно, соответственно, 12, 20 и 35, для треугольной сетки – 12, 21 и 36 скв. В расчетах для дебита скважины была использована формула (1), где радиус эквивалентного круга r_k для квадратной и треугольной сетки в рассмотренных вариантах определялся по указанным формулам. Чтобы учитывать влияние характера пористой среды были рассмотрены варианты с различным значением параметра ползучести - m_1 .

На рисунке 1 и 2 представлены изменения дебита и коэффициента нефтеотдачи в залежах с упругой и ползучей средой при квадратной сетки размещения скважин при различных плотностях.

На рисунке 1 показаны изменения дебита скважин в залежах с упругой и ползучей средой с различными значениями параметра ползучести, который характеризует вещественный состав пород при квадратной сетки.

На рисунке 1 видно, что дебиты скважин при плотных сетках скважин (количество скважин больше - 4 га/скв) меньше, чем при редких сетках (количество скважин меньше 7.5 и 12 га/скв) как в залежах с упругой, так и в залежах с ползучей средой. Причем дебит скважины во всех плотностях сетки скважин всегда меньше, чем в редких сетках скважин независимо от характера пористой среды.

Необходимо отметить, что дебит скважин в залежах с ползучей средой всегда меньше, чем в залежах с упругой средой. Причем если в залежах с более рыхлой породой ($m_1 = 10.2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹) это более ощутимо, то в залежах с твердой породой ($m_1 = 3.4 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹) это различие незначительно.

Из рисунка 1 видно, что во всех плотностях сетки скважин дебиты скважин в залежах с упругой и ползучей средой в начальный период разработки очень близки и почти не отличаются друг от друга. Это может быть объяснено тем, что в начальном периоде разработки из-за незначительного снижения пластового давления напряжение на скелет пород небольшое, это приводит к незначительной деформации, и породы пласта ведут себя как упругая среда.

Из рисунка 1 также видно, что снижение дебита скважин в плотных сетках независимо от характера пород и деформации происходит за короткий промежуток времени. Это связано с тем, что в этом случае в эксплуатацию одновременно вводится большое количество скважин, а это приводит к резкому снижению пластового давления, за короткое время давление снижается до 1 МПа. Причем в залежах с ползучей средой это время несколько больше, чем в залежах с упругой средой (в рассматриваемом примере эта разница составляет около 6 месяцев).

На рисунке 2 показано изменение нефтеотдачи пласта при различных плотностях сетки скважин в залежах с упругой и ползучей средой.

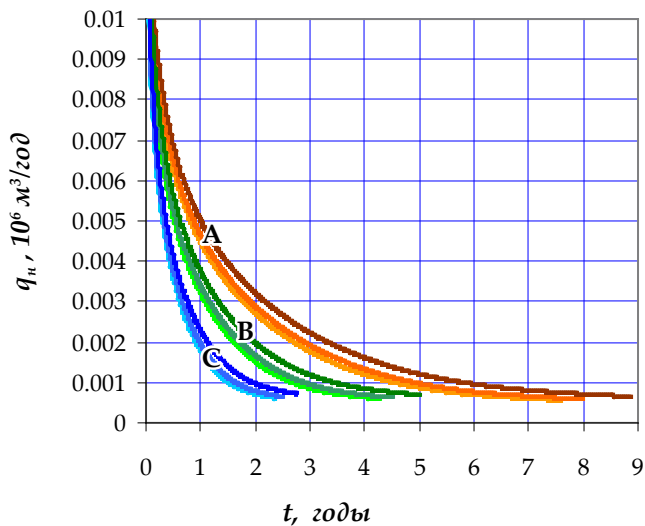


Рис. 1. Изменение дебита скважин в зависимости от времени в залежах с упругой и ползучей средой в случае квадратной сетки

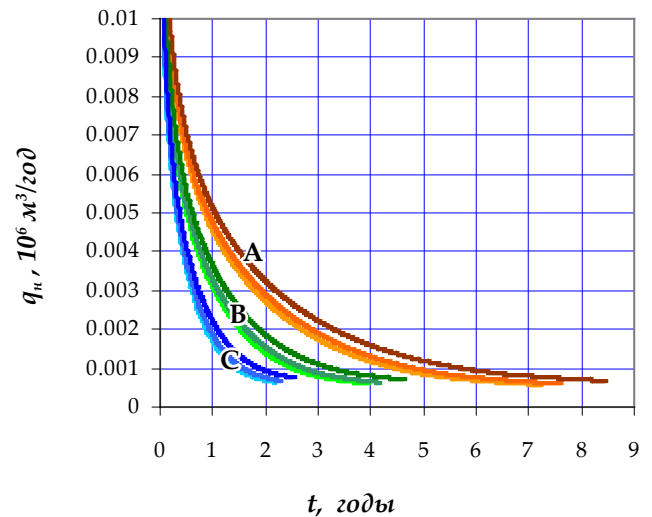


Рис. 3. Изменение дебита скважин в зависимости от времени в залежах с упругой и ползучей средой в случае треугольной сетки

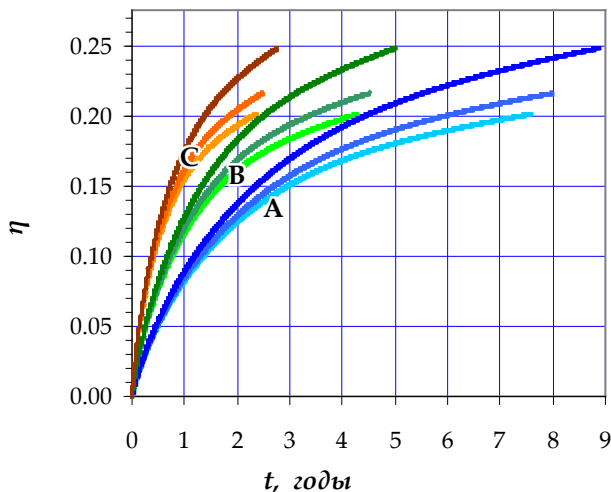


Рис.2. Изменение нефтеотдачи пласта в зависимости от времени при различных плотностях сетки скважин в залежах с упругой и ползучей средой в случае квадратной сетки

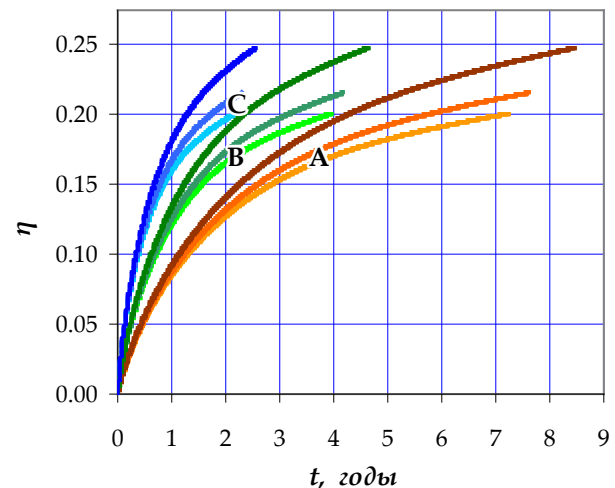




Рис.4. Изменение нефтеотдачи пласта в зависимости от времени при различных плотностях сетки скважин в залежах с упругой и ползучей средой в случае треугольной сетки



 A - $n = 12$;
 B - $n = 20$;
 C - $n = 35$;



 - упругая среда;
 - ползучая среда:
 $m_1 = 3.4 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$;
 - ползучая среда:
 $m_1 = 10.2 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$

Из рисунка 2 видно, что как текущий, так и конечный коэффициент нефтеотдачи в залежах с ползучей средой независимо от плотности сетки скважин больше, чем в залежах с упругой средой.

Влияние плотности сетки скважин в залежах с упругой и ползучей средой на текущий коэффициент нефтеотдачи идентично. Так, текущий коэффициент нефтеотдачи в плотных сетках больше, чем в редких сетках. Это связано с тем, что в плотных

сетках количество скважин больше, чем в редких сетках, вследствие чего добыча нефти в плотных сетках больше, чем в редких, а это приводит к тому, что текущий коэффициент в плотных сетках получается больше, чем в редких.

Из рисунка 2 видно, что конечный коэффициент нефтеотдачи в залежах с упругой и ползучей средой почти не зависит от плотности сетки скважин. Это видимо связано с тем, что при определении дебита

скважин расчеты проводились до достижения пластового давления значения 1 МПа.

Однако время достижения одинакового значения коэффициента конечной нефтеотдачи при различных плотностях разное. С увеличением плотности от 12 га/скв (количество скважин меньше) до 4 га/скв (количество скважин больше) время достижения одинакового коэффициента уменьшается.

Из рисунка 2 видно, что время достижения конечного коэффициента в залежах с ползучей средой во всех плотностях больше, чем в залежах с упругой средой. Причем в плотных сетках скважин эта разница меньше, чем в редких сетках.

Следует отметить, что характер изменения коэффициента нефтеотдачи во времени в залежах как с упругой, так и с ползучей средой при различных плотностях сетки скважин отличаются друг от друга.

Если при плотных сетках кривые, показывающие изменение коэффициента нефтеотдачи, имеют резко увеличивающийся характер за короткий промежуток времени, то при редких сетках эти кривые имеют более пологий характер.

Необходимо отметить, что в начальный период разработки во всех плотностях сетки скважин текущие коэффициенты нефтеотдачи в залежах с ползучей и упругой средой почти совпадают. Как было отмечено выше, это связано с тем, что из-за небольшого снижения давления породы пласта деформируются незначительно и ведут себя как упругая среда, поэтому дебиты скважин в залежах с упругой и ползучей средой получаются почти одинаковыми и добыча нефти соответственно из залежей с ползучей и упругой средами получается одинаковой, вследствие этого текущая нефтеотдача получается одинаковой.

На рисунках 3 и 4 представлены аналогичные показатели при треугольной сетки при тех же плотностях сетки скважин для залежей с упругой и пол-

зучей средами.

Из рисунка 3 видно, что и при треугольной сетке скважин дебит скважин в плотных сетках меньше, чем в редких. Причем, как и при квадратной сетке дебит скважин в залежах с более рыхлыми породами ($m_1 = 10.2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹) значительно отличается от дебита скважин в залежах с упругой средой.

Из рисунка 3 видно, что время снижения пластового давления до 1 МПа, при котором прекращались расчеты, при треугольной сетке несколько больше, чем при квадратной сетке. В нашем примере при редких сетках скважин разница составляет почти 0.5 года (при квадратной сетке время достижения пластового давления 1 МПа составляет 8.5 года, а при треугольной сетке - около 8-9 лет).

При плотных сетках как в залежах с упругой, так и с ползучей средой эта разница не так уж заметна.

Характер изменения коэффициента нефтеотдачи в залежах с ползучей и упругой средой при треугольной сетки при различных плотностях проиллюстрирован на рисунке 4.

Из рисунке 4 видно, что и в треугольной сетке скважин текущий и конечный коэффициент нефтеотдачи в залежах с упругой средой меньше, чем в залежах с ползучей средой. В зависимости от свойств пород разница между значениями коэффициентов текущей и конечной нефтеотдачи в залежах с упругой и ползучей средой бывает различной. Если в пластах с рыхлыми породами разница между значениями коэффициента нефтеотдачи в залежах с упругой и ползучей средой значительна, то в залежах с более твердой породой эта разница не так заметна.

Следует отметить, что время достижения конечного коэффициента в залежах с ползучей и упругой средой при треугольной сетке скважин меньше, чем при квадратной сетке скважин.

Литература

1. М.Т.Абасов, С.Н.Закиров. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу //Нефтяное хозяйство. -2005. -№9. -С.90-92.
(M.T.Abasov, S.N.Zakirov. Vliyaniye plotnosti setki skvazhin na nefteotdachu //Neftyanoe hozyaystvo. -2005. -№9. -S.90-92.)
2. Г.Б.Вижигин, А.А.Пилов. Влияние плотности скважин на эффективность разработки залежей //Нефтяное хозяйство. -1981. -№12. -С.26-29.
(G.B.Vizhigin, A.A.Pilov. Vliyaniye plotnosti skvazhin na effektivnost razrabotki zalezhey //Neftyanoe hozyaystvo. -1981. -№12. -S.26-29.)
3. Р.Н.Дияшев, Р.Г.Абдулмазитов, Р.Г.Рамазанов, В.Т.Владимиров, А.Ф.Блинов. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечение на примере месторождения Татарии. М.:ВНИИОЭНГ, 1990.
(R.N.Diyashev, R.G.Abdulmazitov, R.G.Ramazanov i dr. Vliyanie plotnosti setki skvajin na nefteizvlechenie na primere mestorojdeniya Tatarii. M.:VNIIOENG, 1990.)
4. С.Н.Закиров. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин - нефтеотдача". М.: Грааль. 2002.
(S.N.Zakirov. Analysis of the "Well grid - oil recovery" problem. M.: Graal, 2002)
5. В.Д.Лысенко. Выбор плотности сетки скважин //Нефтяное хозяйство. -1981. -№ 8. -С.29-32.
(V.D.Lisenko. Vibor plotnosti setki skvazhin //Neftyanoe hozyaystvo. -1981. -№ 8. -S.29-32.)
6. Б.Ф.Сазонов. Плотность сетки скважин и ее динамика в процессе разработки нефтяной залежи //Труды "Гипровостокнефть" "Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений". Самара. -2000. -С.25-34.
(B.F.Sazonov. Plotnost setki skvajini i eye dinamika v protsesse razrabotki neftyanoy zaleji //Trudi "Giprovostokneft" "Razrabotka, ekspluatatsiya i obustroystvo neftyanyh mestorojdeniy". Samara. -2000. -S.25-34.)

7. В.Н.Щелкачев. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу //Нефтяное хозяйство. -1984. -№1. -С.30-33.
(*V.N.Chelkachev. O podtverzhdenii uproshennoy formuly, otsenivayushey vliyaniye plotnosti setki skvazhin na nefteotdachu //Neftyanoe hozyaystvo. -1984. -№1. -S.30-33.*)
8. Ю.М.Молокович, П.П.Осипов. Основы теории релаксационной фильтрации. Казань: Казанский Государственный Университет, 1987.
(*Yu.M.Molokovich, P.P.Osipov. Osnovi teorii relaksatsionnoy filtratsii. Kazan: Kazanskiy Gosudarstvenniy Universitet, 1987.*)
9. А.М.Кулиев, М.А.Дунямалыев, Р.М.Эфендиев, Б.З.Казымов. Моделирование разработки глубокозалегающих месторождений с учетом ползучести горных пород //Известия НАНА сер. "Науки о Земле". -2000. -№2. -С.18-21.
(*A.M.Kuliyev, M.A.Dunyamaliev, R.M.Efendiyev, B.Z.Kazimov. Modelirovanie razrabotki glubokozalegayushih mestorojdeniy s uchetom polzuchesti gornyh porod //Izvestiya NANA ser. "Nauki o Zemle". -2000. -№2. -S.18-21.*)
10. А.М.Кулиев, Р.М.Эфендиев, Б.З.Казымов, С.Э.Тагиева. Влияние плотности сетки скважин на газоотдачу залежей с релаксирующими коллекторами //Нефтепромысловое дело. -2005. -№11. -С.31-34.
(*A.M.Kuliyev, R.M.Efendiyev, B.Z.Kazimov, S.E.Tagiyeva. Vliyaniye plotnosti setki skvazhin na gazootdachu zalezhey s relaksiruyushimi kollektorami //Neftepromislovoe delo. -2005. -№11. -S.31-34.*)
11. К.А.Царевич. Приближенный способ расчета притока нефти и газа к скважинам при режиме растворенного газа //Труды МИИ. -1947. -№5.
(*K.A.Tsarevich. Priblijenniy sposob rascheta pritoka nefti i gaza k skvajinam pri rejime rastvorennogo gaza //Trudi MII. -1947. -№5.*)
12. М.Д.Розенберг, С.А.Кундин. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1976.
(*M.D.Rozenberg, S.A.Kundin. Mnogofaznaya mnogokomponentnaya filtratsiya pri dobiche nefti i gaza. M.: Nedra, 1976.*)
13. Ю.П.Желтов. Деформация горных пород. М.: Недра, 1986.
(*Yu.P.Zheltoy. Rock deformation. M.: Nedra, 1986.*)

The influence of rock creep on oil recovery of deposits developed in the natural mode

A.M.Guliyev, R.M.Efendiyev, B.Z.Kazimov
(Institute Geology of ANAS)

Abstract

In this article the influence of creeping deformation of rocks on oil recovery of the oil deposit is studied by using a uniform grid of wells on a mode of the dissolved gas. For the hypothetical deposit developed using a square or triangular grid of wells with various density, it is established that oil recovery of a deposit with rock creep can be for 20-25% more than in deposits with a nonlinear - elastic environment.

Təbii rejimdə işlənən yataqların neft veriminə süxurların sürüşgəcliyinin təsiri

A.M.Quliyev, R.M.Əfəndiyev, B.Z.Kazımov
(AMEA Geologiya İnstitutu)

Xülasə

Məqalədə müntəzəm quyular şəbəkəsi ilə həll olmuş qaz rejimində istismar olunan neft yatağının neftvermə əmsalı süxurların sürüşgəclilik deformasiyasının təsiri məsələsi öyrənilmişdir. Kvadrat və ya üçbucaqlı quyular şəbəkəsi ilə işlənən hipotetik yataq təmsalında müəyyən olunmuşdur ki, baxılan hallarda sürüşgəclilik mühitə malik yatağın neftvermə əmsalı qeyri-xətti elastiki mühitli yatağa nəzərən 20-25% çox ola bilər.