



ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ЛЕТУЧИХ НЕФТЕЙ В ПОЛЗУЧИХ КОЛЛЕКТОРАХ

А.М.Кулиев¹, М.А.Джамалбеков^{2*}

¹Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

The Prediction of the Development Indicators of Creeping Reservoirs of Light Oils

A.M.Guliyev¹, M.A.Jamalbayov²

¹Institute of Geology and Geophysics of ANAS, Baku, Azerbaijan;

²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

This paper considers the depletion of volatile (light) oils reservoirs represented creeping formations. An algorithm for the prediction of the main indicators of development, taking into account the rocks rheology and the actual properties of the hydrocarbon system is designed. The problem is solved on the basis of the binary model of volatile oils. The process of depletion of a deposit of volatile oil at a specific depression is simulated. By using the offered algorithm numerous computer experiments has been carried out. Has been considered the filtration processes in the creeping formations. The character of the rocks creeping effect on the main indicators of development of volatile oil reservoirs has been defined.

Keywords:

Modeling;
Volatile oil;
Exhaustion;
Algorithm;
Forecasting;
Development;
Rheology;
Relaxation.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

К исследованию фильтрации летучих (легких) нефтей в пористой среде посвящен ряд работ [1-4]. В [1] была показана возможность использования бинарной модели, рассматривающей сложную углеводородную систему в виде двухфазной и двухкомпонентной с выделением компонент потенциально жидких и газообразных в стандартных условиях углеводородов. В отмеченной работе на основе бинарного представления сложной углеводородной системы было предложено уравнение притока летучей нефти к скважине, обеспечивающее полный учет реальных свойств флюидов.

В [2] были обобщены результаты работы [1] на предмет учета деформаций пласта-коллектора. При этом предположено, что изменения проницаемости и пористости пласта-коллектора носят упругий характер и зависят только от давления. С использованием расчетной схемы, предложенной в отмеченной работе, был проведен комплекс исследований и изучены особенности влияния упругой деформации пласта-коллектора на процесс истощения залежи легких нефтей.

Однако результатами ряда исследований установлено, что горные породы порой деформи-

руются не по упругому закону, а по законам релаксационной или ползучей деформаций. Существует много экспериментальных данных, свидетельствующих о деформациях, происходящих по более сложным реологическим законам. Результаты работ [5,6] показали, что необходимо учитывать то, что деформирующаяся порода не мгновенно приходит к равновесному состоянию, а в ней возникает явление релаксации. То есть, при уменьшении пластового давления изменения фильтрационно-емкостных характеристик происходит в промежутке определенного времени, а не мгновенно, как при упругой деформации. Время реакции пород коллектора на изменения внутривыводового давления принято было называть временем релаксации.

К настоящему времени существуют многочисленные исследования в области газогидродинамики фильтрации флюидов в условиях релаксационных деформаций пласта-коллектора. В [6-8] приводятся решения некоторых задач фильтрации газированной нефти и газоконденсатных смесей в релаксационно-деформируемых средах.

Учитывая результаты отмеченных работ в области исследования релаксации пород-коллекторов в [9] предложен алгоритм для прогнозирования показателей разработки залежей летучих нефтей в релаксационно-упругих коллекторах.

*E-mail: mjamalbayov@ctnet.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170300323>

Настоящая работа является продолжением исследований в области теории разработки залежей легких нефтей, представленных деформируемыми коллекторами, начатых в [2,9]. Она отражает результаты исследований влияния ползучести пласта-коллектора на основные показатели разработки при истощении залежей летучих нефтей.

Выпишем уравнения, описывающие течение легких нефтей в деформируемой пористой среде к скважине в виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left[\frac{f_n(\rho)}{\mu_n(p)a(p)} + \frac{f_g(\rho)p\beta c_n(p)}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} \right] k(p,t) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{\rho}{a_n(p)} + (1-\rho) \frac{p\beta c_n(p)}{z(p)p_{at}} \right] m(p,t) \right\} \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left[\frac{f_g(\rho)p\beta[1-c_n(p)\bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} + \frac{f_n(\rho)S(p)}{\mu_n(p)a_n(p)} \right] k(p,t) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{(1-\rho)p\beta[1-c_n(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} + \rho \frac{S(p)}{a_n(p)} \right] m(p,t) \right\} \quad (2)$$

где p – давление, атм;

$f_n(\rho), f_g(\rho)$ – относительные фазовые проницаемости жидкой и газовой фаз;

ρ – насыщенность пор нефтью;

z, β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы;

c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе;

a_n – объемный коэффициент нефти;

S – количество растворенного газа в нефти, м³/м³;

μ_k, μ_g – динамические вязкости жидкой и газовой фаз, МПа·с;

$c\bar{\gamma}$ – долевое содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе в пластовых условиях;

p_{at} – атмосферное давление, атм;

m – пористость;

k – абсолютная проницаемость пласта, м²;

t – время, с;

Известно, что в результате объемного сжатия пород коллекторов уменьшается их объем пустот. Это, естественно, приводит к уменьшению, как пористости, так и проницаемости породы. При этом, характер изменения и пористости и проницаемости подчиняются одному и тому же закону [9]. Изменения пористости и проницаемости, при этом, количественно характеризуются соответствующими коэффициентами деформации a_m и β_k . Также известно, что отношение коэффициентов упругой деформации проницаемости β_k к пористости a_m изменяется в пределах 5-15 и оно является постоянным для конкретной залежи [9]. В случае же релаксации скелет породы реагирует к изменению внутривещного давления через определенное время, называемого времени релаксации. Поскольку понятие релаксации в рассматриваемом случае относится к сжимаемости скелета породы, то время

релаксации является общим для пористости и проницаемости. Исходя из этих соображений, можно утверждать, что при релаксации породы изменения пористости и проницаемости в конкретном пласте происходят по одному и тому же закону, с соответствующими коэффициентами упругой деформации. Учитывая это обстоятельство, можно утверждать, что такие выражения, как «релаксация пористости», «релаксация проницаемости» являются не совсем корректными. Поэтому правильнее это назвать временем релаксации пласта (породы, скелета и т.п.) и следовательно, для изменения пористости и проницаемости ползучего пласта согласно результатам работ [5,6] будем использовать следующие уравнения:

$$m(r,t) = m_0 \left[1 + a_m(p-p_0) + m_1 \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p-p_0) d\tau \right] \quad (3)$$

$$k(r,t) = k_0 \left[1 + \beta_k(p-p_0) + k_1 \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p-p_0) d\tau \right] \quad (4)$$

где τ_m – время релаксации скелета породы;

$$\gamma_m = \frac{1}{\tau_m};$$

m_0, m – начальное и текущее значения пористости;

k_0, k – начальное и текущее значения проницаемости;

m_1, k_1 – параметры ползучести для пористости и проницаемости, соответственно;

a_m, β_k – коэффициент упругого изменения пористости и проницаемости;

p_0 – начальное пластовое давление.

Вводим функцию H , аналогичную функции Христиановича:

$$H = \int \varphi(p, \rho) dp + const \quad (5)$$

где подинтегральная функция:

$$\varphi = \left[\frac{f_n(\rho)}{\mu_n(p)a(p)} + \frac{f_g(\rho)p\beta c_n(p)}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} \right] k(p,t)$$

С применением к правой части уравнения (1) метода осреднения по r с учетом (5) ее перепишем в следующем виде [1]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \frac{\partial H}{\partial r} \right\} = -\Phi(t) \quad (6)$$

Здесь $\Phi(t)$ – пока неизвестная функция. Она будет определяться по дополнительному граничному условию. Теперь линеаризованное уравнение (6) легко можно решать относительно фиктивного напора H при следующих граничных условиях, соответствующих режиму истощения:

$$r = R_{kr}, H = H_k(t);$$

$$r = r_s, H = H_s(t) \text{ и } \left. \frac{\partial H}{\partial r} \right|_{r=R_k} = 0$$

и можно получить выражение для дебита скважины по нефти аналогично [9] в следующем

виде:

$$q_n = \frac{2\pi h (H_k - H_s)}{\ln \frac{R_e}{r_s} - \frac{1}{2}} \quad (7)$$

Для использования (7) следует переход от фиктивной депрессии ($H_k - H_s$) к истинной депрессии ($p_k - p_s$). Для этого можно использовать методику, предложенную в [9], согласно которой, подинтегральная функция φ аппроксимировалась полиномом второй степени, при котором потребовалось определение трех коэффициентов. В данной работе в качестве аппроксимирующей функции будем использовать логарифмическую, имеющую всего два неизвестных коэффициента, в виде:

$$\varphi = a \ln p + b \quad (8)$$

При этом, для определения ($H_k - H_s$) получаем следующее соотношение:

$$H_k - H_s = a \left[p_k \ln p_k - p_k - p_s \ln p_s + p_s \right] - b(p_k - p_s) \quad (9)$$

где соотношения для вычисления коэффициентов a и b получены из (5) и (8) с учетом соответствующих граничных условий в следующем виде:

$$a = \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}}, \quad b = \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln p_k - \varphi_k \quad (10)$$

Здесь φ_k, φ_s являются значениями φ при контурном и забойном давлениях, p_k и p_s соответственно.

Выражение для определения дебита скважины напишем из (7) с учетом (9) и (10) в виде:

$$q_n = \frac{2\pi h \left\{ \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \left[\ln \frac{p_k^{p_k}}{p_s^{p_s}} - p_k + p_s \right] - \left(\frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln p_k - \varphi_k \right) (p_k - p_s) \right\}}{\ln \frac{R_e}{r_s} - \frac{1}{2}} \quad (11)$$

Для определения среднепластового давления и насыщенности пласта жидкой фазой в любой момент времени из уравнений материального баланса газа и жидкости получены следующие дифференциальные уравнения с учетом релаксации пористости и проницаемости пород коллекторов [9]:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{q_n}{\Omega_0 \bar{\Omega}} (\alpha_4 + G\alpha_2) - (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4) \frac{1}{\bar{\Omega}} \frac{d\bar{\Omega}}{dt} \quad (12)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = - \frac{q_n G}{\Omega_0 \bar{\Omega}} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \alpha_3 \frac{1}{\bar{\Omega}} \frac{d\bar{\Omega}}{dt} \quad (13)$$

где q_n - дебит нефти;

$$\alpha_1 = (1 - \rho) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \rho \frac{1}{a(p)} ;$$

$$\alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{a(p)} ;$$

$$\alpha_3 = \rho \frac{S(p)}{a(p)} - (1 - \rho) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] ;$$

$$\alpha_4 = \frac{S(p)}{a(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] ;$$

$$\alpha_5 = (1 - \rho) \left\{ \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right\}' ;$$

$$\alpha_6 = \rho \left[\frac{1}{a(p)} \right]' ; \quad \alpha_7 = \rho \left[\frac{S(p)}{a(p)} \right]' ;$$

$$\alpha_8 = (1 - \rho) \left[\frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] \right]' ;$$

«'» - означает производную по p ;

$\bar{\mu}(p)$ - отношение вязкостей жидкой и газовой фаз;

$\psi(\rho)$ - отношение относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз;

G - газовый фактор, который определяется следующим выражением:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)a(p)p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(\rho)}}{\frac{1}{\psi(\rho)} + \frac{\bar{\mu}(p)a(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}} \quad (14)$$

Для применения уравнений (12) и (13) требуется

определение $\frac{d\bar{\Omega}}{dt}$ и, следовательно $\bar{\Omega}$.

Для этой цели обе стороны уравнения (3) разделив на начальную пористость m_0 и в виду

$$\gamma_m = \frac{1}{\tau_m}$$

$$\bar{m}(r, t) = 1 + a_m (p - p_0) + m_1 \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p - p_0) d\tau$$

$$\text{где } \bar{m} = \frac{m}{m_0} \quad (15)$$

Применяя метод осреднения по координате r продифференцируем (15) по t :

$$\frac{d\bar{m}}{dt} = a_m \frac{dp}{dt} + m_1 (p - p_0) - m_1 \gamma_m \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p - p_0) d\tau \quad (16)$$

Умножив (15) на γ_m и складывая с (16) избавимся от интеграла и получим следующее дифференциальное уравнение для изменения пористости во времени:

$$\frac{d\bar{m}}{dt} = a_m \frac{dp}{dt} + (p - p_0)(m_1 + a_m \gamma_m) + \gamma_m (1 - \bar{m}) \quad (17)$$

Аналогичное уравнение можно получить и для изменения проницаемости ползучего коллектора:

$$\frac{d\bar{k}}{dt} = \beta_k \frac{dp}{dt} + (p - p_0)(k_1 + \beta_k \gamma_k) + \gamma_k (1 - \bar{k}) \quad (18)$$

Нетрудно убедиться, что $m = \bar{\Omega}$ и соответственно, $\frac{d\bar{m}}{dt} = \frac{d\bar{\Omega}}{dt}$ (19)

Здесь Ω , Ω_0 - текущий и начальный объем нефтенасыщенных пор пласта, $\bar{\Omega} = \frac{\Omega}{\Omega_0}$ и $\Omega = \pi(R_k^2 - r_s^2)hm(p, t)$.

Следовательно:

$$\frac{d\bar{\Omega}}{dt} = a_m \frac{dp}{dt} + (p - p_0)(m_1 + a_m \gamma_m) + \gamma_m(1 - \bar{m}) \quad (20)$$

С учетом уравнения (20) расчетные уравнения (12) и (13) переписутся в следующем виде:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{\frac{q_n}{\Omega_0 \bar{\Omega}}(\alpha_4 + \alpha_2 G) + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{1}{\bar{\Omega}} [(p - p_0) m_1 e^{-\gamma_m t}]}{(\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2 + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{1}{\bar{\Omega}} \left(a_m + \frac{m_1}{\gamma_m} - \frac{m_1}{\gamma_m} e^{-\gamma_m t} \right)} \quad (21)$$

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{\frac{q_n G}{\Omega_0 \bar{\Omega}} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \frac{\alpha_3}{\bar{\Omega}} \left[\left(a_m + \frac{m_1}{\gamma_m} - \frac{1}{\gamma_m} m_1 e^{-\gamma_m t} \right) \frac{dp}{dt} + (p - p_0) m_1 e^{-\gamma_m t} \right]}{\alpha_4} \quad (22)$$

Системы обыкновенных дифференциальных уравнений (17), (18) и (21), (22) решаются с учетом (11) одним из численных методов и позволяют определять среднепластовое давление, нефтенасыщенность пласта и дебит скважины при истощении залежи легкой нефти.

По изложенным выше расчетным выражениям был выполнен круг численных расчетов, позволивших определить особенности влияния ползучести скелета пород на показатели истощения залежей легких нефтей. При этом, использованы термодинамические данные легкой нефти месторождения «Русский хутор». Для сравнения расчеты выполнены и для случая, когда ползучестью пласта пренебрегается.

Процесс истощения исследован при заданной депрессии Δp , равной 40 атм. Использованы следующие исходные данные:

- Начальное пластовое давление $p_0 = 340$ атм;
- Начальная проницаемость $k_0 = 0.1 \cdot 10^{-12}$ м²;
- Начальная пористость $m_0 = 0.2$;
- Радиус контура питания скважины $R_k = 1000$ м;
- Радиус скважины $r_s = 0.10$ м;

В расчетах коэффициент упругого изменения пористости a_m имел значение: 0.0001 1/атм при $\beta_k/a_m = 10$, где β_k - коэффициент упругого изменения проницаемости. В случае ползучих пластов время релаксации, согласно [5,6], было принято - $0.23 \cdot 10^6$ с. Были рассмотрены два варианта по значению коэффициента ползучести для пористости m_1 : $0.17 \cdot 10^{-8}$ и $0.34 \cdot 10^{-8}$ атм⁻¹ с⁻¹ при $m_1/k_1 = 4$, где k_1 - коэффициент ползучести для проницаемости [5,6].

Результаты выполненных расчетов иллюстрируются на рисунках 1-6, где для различия вари-

антов кривые упругого пласта на всех графиках нанесены пунктирной линией. Кривые черного цвета относятся к ползучим пластам, имеющим коэффициент ползучести $m_1 = 0.17 \cdot 10^{-8}$ атм⁻¹ с⁻¹, а красным цветом выделены варианты $m_1 = 0.34 \cdot 10^{-8}$ атм⁻¹ с⁻¹. Отметим, что расчеты остановлены при пластовом давлении, равным 50 атм.

На рисунке 1 показано изменение во времени дебита скважины по нефти при рассматриваемых условиях. Видно, что при истощении разработке пласта легкой нефти характерно интенсивное падение дебита скважины в начале процесса вне зависимости от реологических свойств пласта. Так, дебит скважины падает с начала разработки больше чем в 4 раза только в течении примерно 2.5 года (примерно, при извлечении нефти 11 процентов от запасов), а затем наблюдается некоторая стабилизация. Это связано с тем, что еще не завершился процесс перераспределения давления в пласте. Отмеченный эффект в большей степени связан с интенсивным выделением из нефти растворенного газа, который обуславливает адекватное ухудшение относительной для нефти проницаемости и резкое понижение газового фактора в этом промежутке времени (рис.4) при всех вариантах. Следовательно, это приводит к соответствующему понижению насыщенности пор жидкой фазой, что отчетливо видно по кривым изменения во времени насыщенности, иллюстрируемым на рисунке 5.

Также видно, что учет ползучести приводит к некоторому повышению дебита по сравнению с упругим пластом (кривая, нанесенная пунктирной линией на графике) и с повышением степени ползучести текущие значения дебита становятся еще выше. Причем это обстоятельство сопровождается с более высокими давлениями (рис.2) и наблюдается по всему протяжению разработки. По кривым зависимости $p(t)$ можно заметить, что к моменту 15 лет разработки увеличение коэффициента ползучести в два раза приводит к повышению пластового давления на 6%. А если сравнивать с упругим пластом к этому же моменту разработки, то увидим, что учет ползучести повышает давление на 12%.

Сопоставив к моменту равным значениям коэффициента нефтеотдачи 0.35 (или суммарной добычи равной 2146 тыс. куб. м) по кривым зависимости $p(Q)$ на рисунке 3 то обнаружим, что ползучесть приводит к повышению пластового давления на 28%. Этот факт демонстрирует влияние ползучести через сжимаемость пор пласта, что обуславливает сравнительно высокие дебиты и нефтенасыщенности в ползучих пластах (рис.1 и 5).

Рисунок 6 отражает изменение во време-

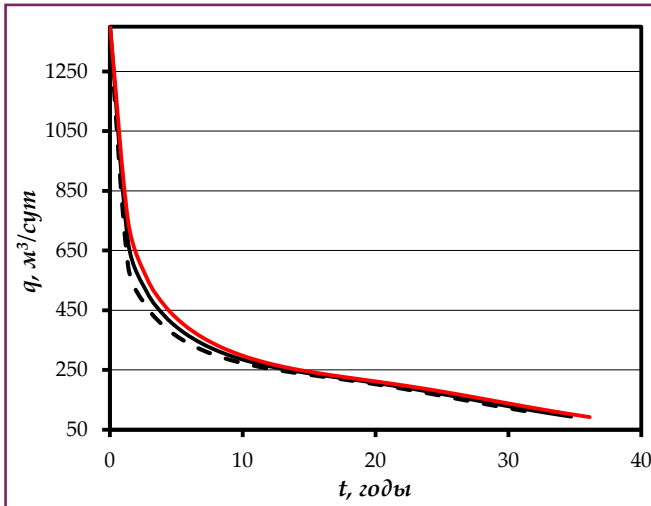


Рис.1. Изменение во времени дебита нефти в упругом (пунктирная линия) и ползучих (сплошные линии) пластах. Кривая красного цвета соответствует случаю $m_1=0.34 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}\text{с}^{-1}$; кривая черного цвета - $m_1=0.17 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}\text{с}^{-1}$

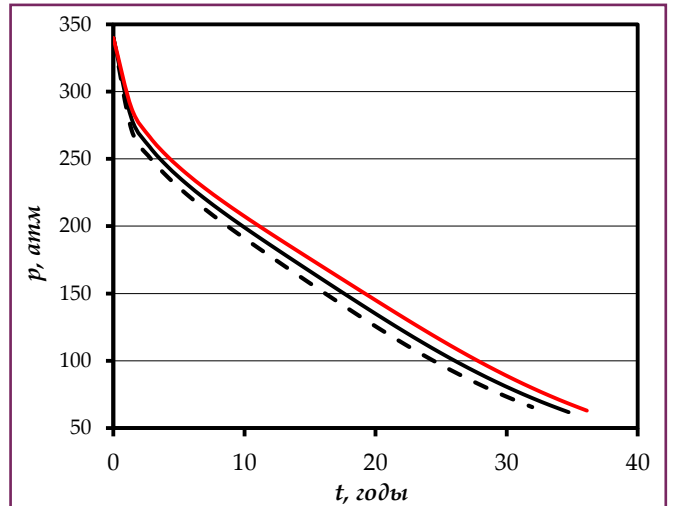


Рис.2. Изменение во времени пластового давления в упругом и ползучих пластах

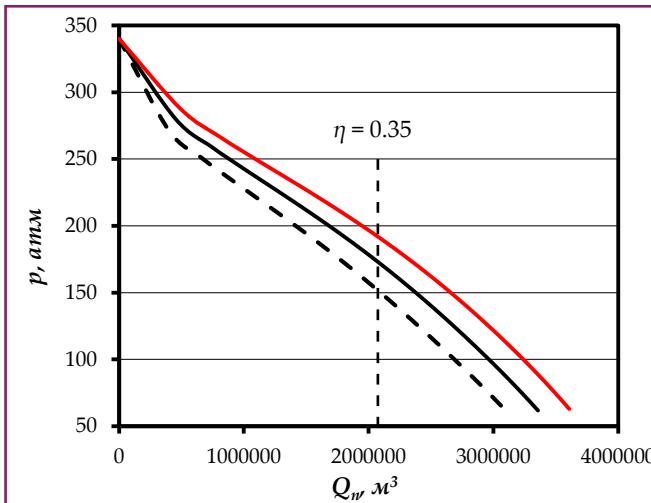


Рис.3. Зависимость пластового давления от накопленной добычи нефти в упругом и ползучих пластах

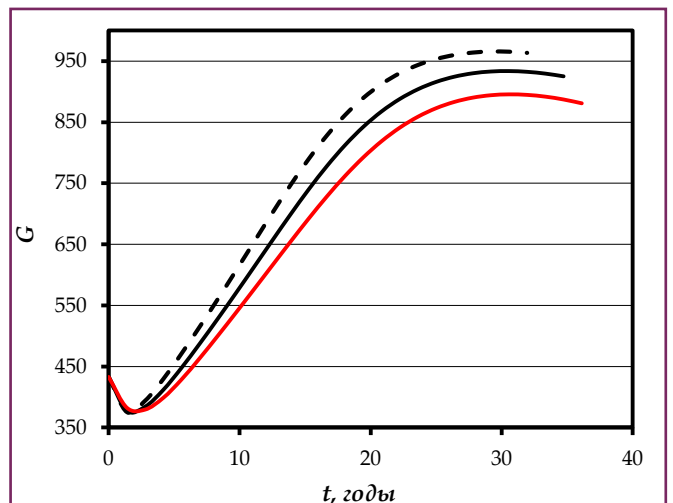


Рис.4. Изменение во времени газового фактора в упругом и ползучих пластах

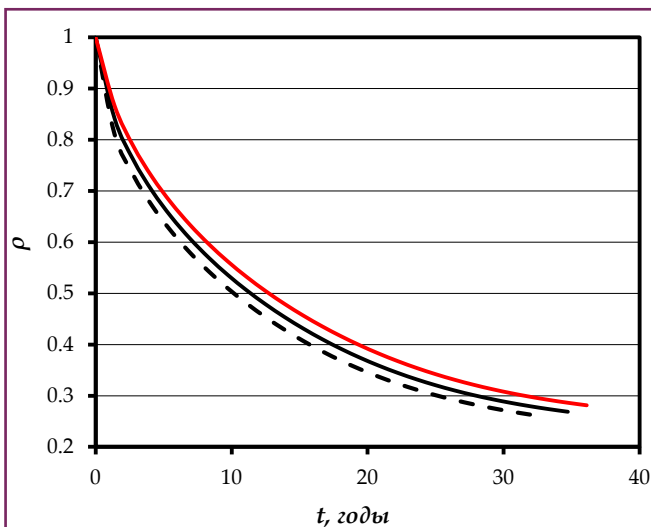


Рис.5. Изменение во времени нефтенасыщенности в упругом и ползучих пластах

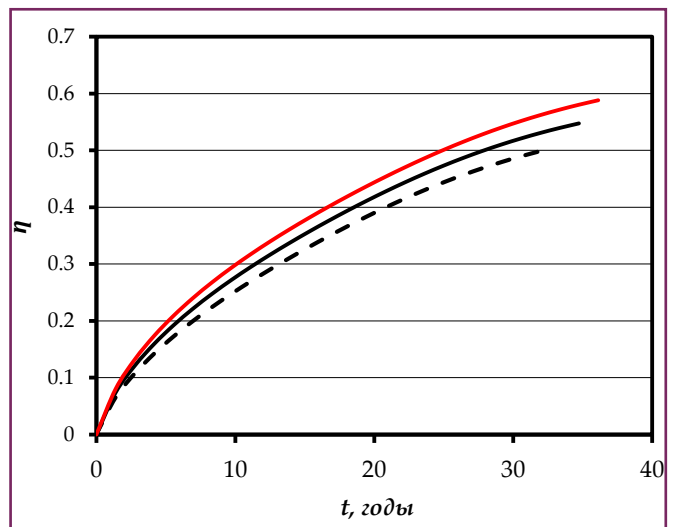


Рис.6. Изменение во времени коэффициента нефтеотдачи в упругом и ползучих пластах

ни коэффициента нефтеотдачи в рассматриваемых выше условиях. Сравнивая варианты видим, что коэффициенты нефтеотдачи в ползучих пластах всегда выше, чем в упругодеформируемом. Причем это различие значительное и продолжает расти до конца разработки. Например, к 30-му году разработки, в упругом пласте коэффициент нефтеотдачи равен 0.49, в то время, когда в ползучем пласте коэффициент нефтеотдачи равен 0.55, что составляет разницу в 12.2%. Если в ползучем пласте коэффициент нефтеотдачи достигает до 0.49

меньше, чем за 25 лет, то для достижения такого же уровня добычи в случае, когда пренебрегается ползучестью требуется 32 года. Эти факты наглядно демонстрируют насколько уменьшает учет ползучести коэффициент нефтеотдачи.

Приведенные выше результаты убеждают нас, что ползучесть горных пород оказывает значительное влияние на процесс истощения залежи легкой нефти. Поэтому, учет ползучести при моделировании разработки залежей легких нефтей необходим.

Литература

1. М.Т.Абасов, Ф.Г.Оруджалиев, Х.И. Эйбатова и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде //Известия АН АзССР. Серия наук о Земле. -1978. -№ 4. -С. 9-15.
2. М.Т.Абасов, Х.И.Дадашзаде, М.А.Джамалбеков, Ф.Г.Оруджалиев. Фильтрация летучих нефтей в деформируемых коллекторах //Известия АН АзССР. Серия наук о Земле. -1991. -№ 1-2. С. 63-69.
3. N.Sanchez, S.A.Maraven. Compositional and pseudo compositional simulations comparison for complex volatile oil reservoir modeling //Paper SPE-23615-MS presented at the SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 8-11 March, 1992.
4. A.H.El-Banbi, D.Jr.William. Sampling volatile oil wells //Paper SPE-67232-MS presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 24-27 March 2001.
5. А.М.Кулиев, Р.М.Эфендиев, М.А.Гаджиев и др. Оценка влияния релаксации горных пород на потребное количество скважин в нефтяных залежах //Доклады НАН Азербайджана. – 2007. - № 5. - С.81-89.
6. Ю.М.Молокович, П.П.Осипов. Основы теории релаксационной фильтрации. Казань: Казанский Государственный Университет, 1987.
7. Ю.М.Молокович. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике. М.-Ижевск: ИКИ, 2006.
8. М.А.Джамалбеков. Математическая модель истощения газоконденсатной залежи в релаксационно- деформируемых коллекторах //SOCAR Proceedings. -2012. -№ 4. -С.30-35.
9. Н.А.Велиев, М.А.Джамалбеков. Прогнозирование показателей разработки залежей летучих нефтей в сложно-деформируемых коллекторах //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. -2017. – № 4. –С. 39-46.
10. А.Т.Горбунов. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981.

References

1. M.T.Abasov, F.G.Orudzhaliyev, H.I.Eybatova i dr. O filtracii legkih neftej v poristoj srede //Izvestiya AN AzSSR. Seriya nauk o Zemle. -1978. -№4. -S. 9-15.
2. M.T.Abasov, H.I.Dadashzade, M.A.Dzhamalbekov, F.G.Orudzhaliyev. Filtraciya letuchih neftej v deformiruemyh kollektorah //Izvestiya AN AzSSR. Seriya nauk o Zemle. -1991. -№ 1-2. -S. 63-69.
3. N.Sanchez, S.A.Maraven. Compositional and pseudo compositional simulations comparison for complex volatile oil reservoir modeling //Paper SPE-23615-MS presented at the SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 8-11 March, 1992.
4. A.H.El-Banbi, D.Jr.William. Sampling volatile oil wells //Paper SPE-67232-MS presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 24-27 March 2001.
5. A.M.Kuliyev, R.M.Efendiyev, M.A.Gadzhiev i dr. Ocenka vliyaniya relaksacii gornyh porod na potrebnoe kolichestvo skvazhin v neftyanyh zalezah //Doklady NAN Azerbajjana. –2007. -№ 5. -S.81-89.
6. Yu.M.Molokovich, P.P.Osipov. Osnovy teorii relaksacionnoj fil'tracii, Kazan, Izd. Kazanskogo Gosudarstvennogo Universiteta, 1987.
7. Yu.M.Molokovich. Neravnovesnaya filtraciya i ee primenenie v neftepromyslovoj praktike. Izdatelstvo: CentrLitNefteGaz, 2006.
8. M.A.Jamalbayov. Mathematic modeling of the development of gas condensate reservoir in relax-compressible formations //SOCAR Proceedings. -2012. -№ 4. -P.30-35.
9. N.A.Veliev, M.A.Jamalbekov. Prediction of the indicators of volatile oil deposits development in complicatedly-deformed reservoirs //Automation, telemechanization and communication in oil industry. -2017. –No. 4. –P. 39-46.
10. A.T.Gorbunov. Razrabotka anomalnyh neftyanyh mestorozhdenij. M. Nedra. 1981.

Прогнозирование показателей разработки залежей летучих нефтей в ползучих коллекторах

А.М.Кулиев¹, М.А.Джамалбеков²

¹Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В работе рассматриваются процессы истощения залежей летучих (легких) нефтей, представленных ползучими коллекторами. Предлагается алгоритм для прогнозирования основных показателей разработки с учетом ползучести пласта-коллектора и реальных свойств пластовой углеводородной системы. При этом, задача решена на основе бинарном представлении летучих нефтей. Моделирован процесс истощения залежи летучей нефти при заданной депрессии. По предложенному алгоритму проведены ряд компьютерных экспериментов. При этом сравнивались процессы фильтрации в упругом и ползучем пластах. Установлены характерные особенности влияния ползучести пород коллектора на процесс истощения залежей летучих нефтей.

Ключевые слова: моделирование; летучие нефти; истощение; алгоритм; прогнозирование; разработка; реология; релаксация.

Sürüngənli kollektorlara malik yüngül neft yataqlarının işlənməsi göstəricilərinin proqnozlaşdırılması

A.M.Quliyev¹, M.A.Camalbəyov²

¹AMEA-nın Geologia və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan;

²«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə sürüngənli kollektorlarla təmsil olunmuş yüngül (uçucu) neft yataqlarının tükənmə rejimində işlənmə prosesinə baxılır. Lay-kollektorun sürüngənliyinin və lay karbohidrogen sisteminin real xüsusiyyətlərinin nəzərə alınması ilə işlənmənin əsas göstəricilərinin proqnozlaşdırılması üçün alqoritm təklif olunur. Məsələ yüngül neftlərin binar model təsəvvürləri çərçivəsində həll olunub. Verilmiş depressiyada yüngül neft yatağının tükənməsi prosesi modelləşdirilib. Təklif olunan alqoritm əsasında bir sıra kompüter eksperimentləri aparılmışdır. Bu zaman elastik və sürüngənli layda süzülmə prosesləri müqayisə olunub. Yüngül neft yatağının tükənmə prosesinə kollektor süxurlarının sürüngənliyinin təsiri xüsusiyyətləri müəyyən edilmişdir.

Açar sözlər: modelləşdirmə; yüngül neftlər; tükənmə; alqoritm; proqnozlaşdırma; işlənmə; reologiya; relaksasiya.