

## К ВОПРОСУ О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ АНОМАЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П., Зотова О.П.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: [grachevsi@tsogu.ru](mailto:grachevsi@tsogu.ru)

В данной работе авторами рассмотрены процессы фильтрации флюидов в аномальных, нетрадиционных коллекторах, представлены особенности фильтрации в данных коллекторах. Получено уравнение пьезопроводности воды при нарушении нижнего предела применимости закона линейной фильтрации Дарси, учитывающее фильтрацию флюида вдоль и поперек напластования. Приводятся частные случаи определения радиуса зоны заводнения. Представлена зависимость фронта вытеснения нефти водой от времени. Показано, что радиус зоны заводнения изменяется по толщине пласта и зависит от фазовой проницаемости коллектора по воде. Выявлено, что введение начального градиента давления, характеризующего фильтрационные особенности пласта и физические свойства нефти, позволяет определить радиус зоны вытеснения, следовательно, время начала обводнения добывающих скважин.

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, вязкопластичные нефти, начальный градиент давления, радиус фронта вытеснения

## THE QUESTION OF THE DISPLACEMENT OF OIL FROM THE ANOMALOUS COLLECTORS

Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P., Zotova O.P.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University»,  
Tyumen, e-mail: [grachevsi@tsogu.ru](mailto:grachevsi@tsogu.ru)

In this paper, the authors consider the processes of filtration of anomalous fluids in unconventional reservoirs, the peculiarities of filtration in these reservoirs. The resulting equation piezoconductivity of water in violation lower limit of applicability of Darcy's law, taking into account the filtration of fluid along and across the strata. Special cases are given for determining the radius of the zone of flooding. Shows the dependence of the displacement front of oil by water from time to time. It is shown that the radius of the zone of flooding varies through the thickness of the reservoir and depends on permeability of the reservoir through the water. Revealed that the introduction of the initial pressure gradient that characterize the filtration characteristics of the reservoir and the physical properties of the oil, allows to determine the radius of the zone of displacement, therefore, the start time of the watering of producing wells.

**Keywords:** low permeability reservoir, non-Newtonian oil, the initial pressure gradient, the radius of the displacement front

К аномальным, нетрадиционным коллекторам относятся залежи с низкими фильтрационными свойствами и пласты, содержащие высоковязкие нефти (ВВН). Запасы углеводородов в таких залежах, по разным источникам, весьма значительны. Извлечение углеводородов осложняется геологическими особенностями строения коллекторов, фильтрационно-емкостными свойствами, физическими свойствами нефти. Так, залежи высоковязкой нефти обладают достаточно высокой проницаемостью. Несмотря на это, движение флюидов в нетрадиционных коллекторах обладает общими свойствами – классический закон фильтрации Дарси не выполняется. Для низкопроницаемых коллекторов нарушается нижний предел применимости закона Дарси [6], для высокопроницаемых залежей ВВН основную роль в нарушении закона Дарси играет низкая подвижность флюидов. Для описания фильтрации флюидов вводится понятие начального градиента

давления  $g$ , обобщенный закон фильтрации имеет вид:

$$\bar{v}_i = -\frac{k_0 k_i^*(s)}{\mu_i} (\text{grad} p_i - g), \quad (1)$$

где  $i = b, n$  соответствуют воде или нефти;  $k_0$  – абсолютная проницаемость;  $k_i^*$  – относительная проницаемость  $i$  фазы (ОФП);  $s$  – коэффициент водонасыщенности;  $\mu_i$  – коэффициент динамической вязкости  $i$  фазы;  $\text{grad} p_i$  – текущий градиент давления  $i$  фазы;  $g$  – начальный градиент давления. Фильтрация флюида наступает при условии превышения текущего градиента давления над начальным градиентом давления. В общем случае начальный градиент давления является функцией давления и температуры

$$g = g_0 f(\Delta p, \Delta T), \quad (2)$$

где  $\Delta p, \Delta T$  – изменения пластовых давления и температуры соответственно;  $g_0$  – начальный градиент давления в пластовых

условиях при  $\Delta p = \Delta T = 0$ . Отметим, что зависимости  $g$  от давления изучены недостаточно. Зависимости  $g$  от  $\Delta T$  приводятся в литературе, посвященной применению тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в залежах ВВН. Поэтому для низкопроницаемых коллекторов, где тепловые МУН пока не используются, примем  $g = g_0$ . Значения  $g_0$  определяются либо в лабораторных условиях, либо по данным интерпретации гидродинамических исследований скважин, причем результаты могут отличаться в десятки раз. Так, по результатам обработки гидродинамических исследований скважин Русского месторождения [7] интервал изменений от 0,021 до 0,45 1/МПа. На наш взгляд, результаты интерпретации гидродинамических исследований являются более достоверными. В работе [1] установлено, что начальный градиент давления обратно пропорционален корню квадратному из коэффициента абсолютной проницаемости  $g_0 \sim \frac{1}{\sqrt{k_0}}$ , чем меньше проницаемость, тем

больше начальный градиент давления. Следовательно, для низкопроницаемых пропластков, насыщенных маловязкими нефтями, на первый план выступают физические свойства коллектора. Для залежей ВВН  $g_0$  пропорционален вязкости нефти, для высокопроницаемых пропластков его величина в основном определяется составом и физическими свойствами нефти.

Рентабельный дебит обеспечивается путем создания в нетрадиционных коллекторах трещин – гидравлический разрыв пласта (ГРП) – и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием за счет создания гораздо большей площади фильтрации по сравнению с вертикальной или наклонной скважин, несмотря на малые скорости фильтрации.

Дебит скважины  $Q$  определяется как произведение скорости фильтрации  $v$  на площадь фильтрации  $S$

$$Q = vS = \frac{k_0 k_i^*(s)}{\mu_i} (\text{grad} p_i - g) S. \quad (3)$$

Для горизонтальной части скважины площадь  $S = \pi dL$ , где  $d$  и  $L$  – диаметр и длина горизонтальной части ствола. Для ГРП величина  $S = 4s$ , где  $s$  – боковая площадь полутрещины.

При разработке нефтяных месторождений на естественных режимах с последующим воздействием на пласт посредством закачки холодной воды или теплоносителя

вытеснение нефти зависит от характера продвижения фронта вытеснения от забоев нагнетательных скважин к добывающим. Процесс вытеснения нефти с применением теплоносителя в залежах с вязкопластичными нефтями рассмотрен в работах [5, 4].

В низкопроницаемых коллекторах вытеснение нефти будет происходить гораздо медленнее, нежели в коллекторах со средней или высокой проницаемостью. Это обусловлено нарушением классического закона Дарси. Поэтому, несмотря на то, что система ППД введена в работу, в начальный период эксплуатации добывающих скважин осуществляются естественные режимы разработки.

Для определения зоны, охваченной заводнением, построим уравнение пьезопроводности воды. Для этого используем уравнение движения (1) и уравнение неразрывности в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_b s) + \text{div} (\rho_b \bar{v}_b) = 0, \quad (4)$$

где  $m$  – коэффициент открытой пористости;  $\rho_b$  – плотность закачиваемой воды, и реологическими уравнениями

$$m = m_0 \exp(\beta_{por} \Delta p_b); \quad \mu_b = \mu_{b0} \exp(\beta_\mu \Delta p_b);$$

$$\rho_b = \rho_{b0} \exp(\beta_\rho \Delta p_b); \quad s = f(s_0, \Delta \beta, \Delta p_b);$$

$$g = g_0 \exp(\beta_g \Delta p_b), \quad (5)$$

где  $m_0, \mu_{b0}, \rho_{b0}, g_0$  – начальные значения коэффициентов пористости, вязкости воды, плотности и начального градиента;  $\beta_{por}, \beta_b, \beta_\mu, \Delta \beta = \beta_n - \beta_b, \beta_\mu, \beta_g$  – коэффициенты сжимаемости порового пространства, сжимаемости воды и нефти, изменения вязкости от давления, изменения начального градиента от давления соответственно;  $\Delta p_b = p_b - p_0$  – репрессия на пласт при закачке воды;  $p_b$  – текущее давление закачиваемой воды;  $p_0$  – начальное пластовое давление;  $s_0$  – начальная, остаточная водонасыщенность.

Зависимость относительной фазовой проницаемости коллектора по воде  $k_b^*(s)$  от водонасыщенности определяется соотношением, построенным по результатам лабораторных исследований ядра [2], зависимость коэффициента водонасыщенности  $s$  от давления (четвертое уравнение (5)) приведена в [7]. Используя результаты [2] и [3], получим зависимость ОФП по воде

$$k_b^*(s) = H = \sum_{i=0}^3 a_{bi} s_o^i [1 + (1 - s_0) \Delta \beta \Delta p_b]^i. \quad (6)$$

Здесь  $a_{bi}$  – коэффициенты, определяемые обработкой результатов лабораторных исследований.

Подставив (1), (5), (6) в (4), получим уравнение пьезопроводности воды, которое в цилиндрических координатах имеет вид

$$r \frac{\partial p_b}{\partial t} = \chi_b H \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p_b}{\partial r} + rg \right) + r \left( \frac{\partial^2 p_b}{\partial z^2} - \frac{\partial g}{\partial z} \right) \right]. \quad (7)$$

Начало координат выбрано на забое нагнетательной скважины, ось  $z$  – нейтральная линия совпадает с серединой нефтенасыщенного пласта,  $h$  – толщина пласта от нейтральной линии (оси  $z$ ) до кровли, коэффициент пьезопроводности воды

$$\chi_b = \frac{k_0}{\mu_0 m_0 (\beta_{por} + \beta_b)}.$$

Отметим, что уравнение (7) справедливо не только для нетрадиционных, аномальных коллекторов, о которых шла речь выше, но и для коллекторов, в которых влиянием начального градиента давления  $g$  можно пренебречь. В отличие от плоскорадиальной фильтрации в (7) учитывается изменение давления по оси  $z$ , перпендикулярно напластованию.

Для определения радиуса фронта вытеснения нефти водой  $R(t)$  воспользуемся методом интегральных соотношений Г.И. Баренблатта. Краевые условия зададим следующим образом:

$$\begin{aligned} p_b(0, r) = p_0; \quad \left. \frac{\partial p_b}{\partial r} \right|_{r=r_c} &= (-q - g(r_c) r_c); \\ \left. \frac{\partial p_b}{\partial r} \right|_{r=R_b(t)} &= -g_0; \quad \left( v_z + h \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \Big|_{z=h} = 0; \\ q &= \frac{Q}{4\pi \varepsilon} \Big|_{r=r_c}; \quad \varepsilon = \frac{k_0 k_b^* h}{\mu}. \end{aligned} \quad (8)$$

К известным краевым условиям [4] следует добавить четвертое – граничное условие на кровле пласта, обусловленное непроницаемостью покрышки.

Давление в зоне заводнения определяется следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} p_b &= p_0 - a_m \varphi + f(r) \varphi(z); \\ f(r) &= a_0 \ln \frac{r}{R_b(t)} + a_m \frac{r^m}{R_b^m(t)}; \\ \varphi(z) &= 1 + b_k \frac{z^k}{h^k}; \end{aligned}$$

$$a_0 = -(q + g_0 r_c);$$

$$a_m = \frac{q - g_0 (R_b(t) - r_c)}{m}; \quad b_k = \frac{mhg_0}{qk^2}, \quad (9)$$

где  $m, k$  – выбираются из сопоставления расчетных и промысловых данных.

Интегрируя уравнение (7) по  $r$  в интервале от  $r_c$  до  $R_b(t)$  – фронта вытеснения нефти водой, получим дифференциальное уравнение для определения  $R_b(t)$ :

$$(C_1 R_b + C_2 R_b^2) \frac{dR_b}{dt} = \quad (10)$$

$$= -\chi_b (D_0 + D_2 R_b^2 + D_3 R_b^3),$$

где

$$C_1 = \varphi \frac{[2q - (m+2)(q + g_0 r_c)]}{2(m+2)},$$

$$C_2 = -\varphi \frac{3g_0}{2(m+2)}; \quad D_0 = (q + g_0 r_c) D;$$

$$D = \sum_{i=0}^3 a_{bi} s_0^i \left[ 1 - (1 - s_0) 4,5 \Delta \beta \varphi q \right]^i;$$

$$D_2 = -\frac{d^2 \varphi}{dz^2} \frac{q(m^2 + 2m + 4)}{4m(m+2)};$$

$$D_3 = -\frac{d^2 \varphi}{dz^2} \frac{g_0}{m(m+2)}, \quad (11)$$

где  $\frac{dR_b}{dt}$  – есть скорость продвижения фронта

вытеснения. Параметр  $D$  учитывает зависимость ОФП коллектора по воде. При  $i = 0$   $D = \text{const}$ . Параметры  $D_2$  и  $D_3$  будут содержать слагаемые, зависящие от  $\varphi$ .

Рассмотрим два частных случая.

А) Плоскорадиальная фильтрация.  $\varphi = 1$ ,

$$D = 1, \quad g_0 = 0, \quad D_0 = q, \quad C_{20} = 0, \quad C_{10} = -\frac{mq}{2(m+2)},$$

$D_2 = D_3 = 0$ . Интегрируя (10), получим

$$R_b(t) = \sqrt{\frac{4(m+2)}{m} \chi_b t}, \quad \frac{dR_b}{dt} = \frac{2\chi_b(m+2)}{R_b m}.$$

При  $m = 1$  первого соотношения получим формулу Баренблатта,  $R_b(t) = \sqrt{12\chi_b t}$ . Из второго соотношения следует, что скорость распространения фронта вытеснения убывает обратно пропорционально корню квадратному времени работы нагнетательной скважины.

Б) Пусть  $g_0 = \text{const}$ ,  $k = 1$ ,  $m = 1$ ,  $\varphi(z) = 1 + b_k \frac{z}{h}$  – линейная функция переменной  $z$ ,  $D = 0,29$ ;  $D_0 = (q + g_0 r_c) D$ ;  $D_2 = D_3 = 0$ ,  $= 1$ . После интегрирования (10), получим кубическое уравнение

$$g_0 \varphi R^3 + \frac{q + 3g_0 r_c}{2} R_b^2 \varphi = 6\chi_b (q + g_0 r_c) D t. \quad (12)$$

Примем, что  $k_0 = 5 \text{ мД} = 5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $g_0 = 0,04 \text{ МПа/м}$ ;  $Q_b = 18 \text{ м}^3/\text{сут}$  – приемистость, приходящаяся на верхнюю часть пласта толщина, которой равна  $h = 5 \text{ м}$ ;  $\mu_0 = 1 \text{ мПас}$ ;  $r_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $\beta_{por} = 6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ ;  $\beta_b = 2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ ;  $\beta_n = 10 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ ;  $\beta_\mu = 0$ ;  $\beta_g = 0$ .

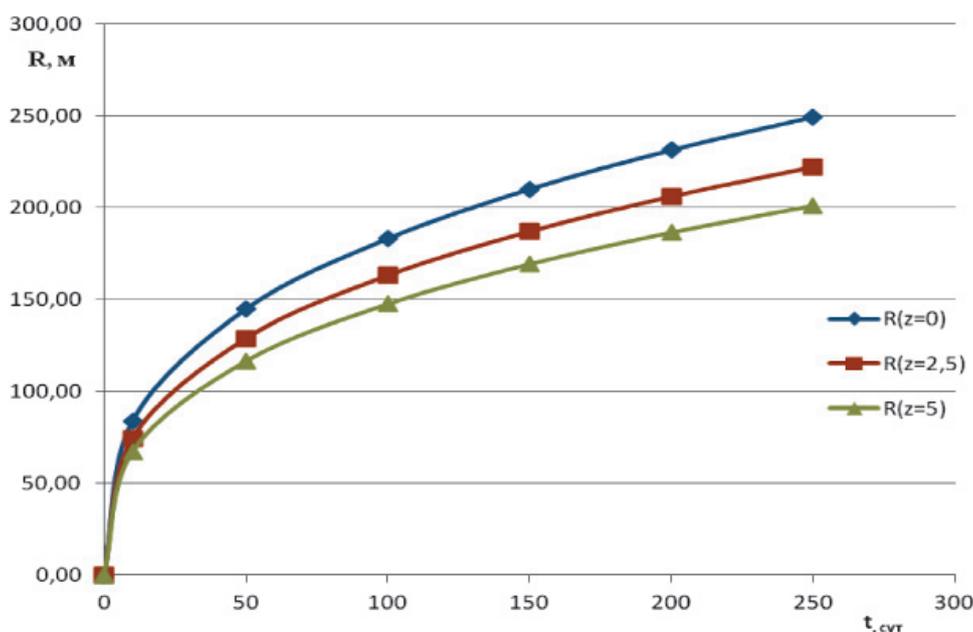
Поскольку  $\varphi$  является функцией  $z$ , то в отличие от плоскорадиальной фильтрации, значения радиуса фронта вытеснения на середине пласта и кровли будут разные. Зависимость  $R_b(t)$  по высоте пласта от нейтральной линии до кровли приведена на рисунке.

Из рисунка видно, что вытеснение нефти водой идет не равномерно, с ростом времени отставание фронта вытеснения на кровле ( $z = h$ ) возрастает по сравнению с плоскорадиальной фильтрацией  $z = 0$ . Причем с продолжительностью времени закачки разница  $R(z = 0) - R(z = h)$  возрастает, и для  $t = 250 \text{ сут}$  составляет около  $50 \text{ м}$ . Такая же картина наблюдается и для нижней части пласта  $-5 \leq z \leq 0$ . Это спра-

ведливо для изотропного по проницаемости пласта, в противном случае в уравнение (7) ко второму слагаемому правой части следует добавить множителем коэффициент анизотропии. Отметим, что если ОФП воды не учитывать,  $D = 1$ ;  $k_b^* = 1$ , то значение  $R_b(t)$  для тех же  $t$  будет больше. Так, для  $t = 100 \text{ сут}$   $R_b(t) = 276 \text{ м}$ , а не  $183 \text{ м}$ , для  $t = 200 \text{ сут}$   $R_b(t) = 349 \text{ м}$ , а не  $231 \text{ м}$ . Таким образом, на значение радиуса зоны вытеснения заметное влияние оказывает выбор коэффициента проницаемости. Если взять абсолютную проницаемость, то  $R_b(t)$  – радиус зоны вытеснения значительно больше, чем при учете фазовой проницаемости воды.

В качестве второго примера рассмотрим влияние величины начального градиента  $g_0$  на продвижение фронта вытеснения. Пусть  $g_0 = 0; 0,05; 0,1 \text{ МПа/м}$ .

Во втором столбце таблицы приведены значения  $R_b$  при  $g_0 = 0$  (случай А).  $R_b(t)$  пропорционален корню квадратному от времени. В столбцах третьем, четвертом и пятом приведены значения  $R_b(t)$  соответствующие рисунку. В трех последних столбцах приведены значения  $R_b(t)$  при  $g_0 = 0,1 \text{ МПа/м}$ . С увеличением начального градиента радиус зоны вытеснения уменьшается как на нейтральной линии, так и на кровле пласта. В зависимости от расположения добывающих скважин из рисунка или из таблицы определяется время начала обводнения продукции.



Зависимость фронта вытеснения  $R_b(t)$  от времени на нейтральной линии  $z = 0$ ,  $z = 2,5 \text{ м}$ , на кровле пласта  $z = 5 \text{ м}$

Зависимость фронта вытеснения  $R_b(t)$  от величины начального градиента  $g_0$

$t$ , сут	$R_b$ , м						
	$g_0 = 0$	$g_0 = 0,05$ , МПа/м			$g_0 = 0,1$ , МПа/м		
		$z = 0$	$z = 2,5$	$z = 5$	$z = 0$	$z = 2,5$	$z = 5$
0	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
10	97,66	83,85	74,49	67,32	67,33	54,18	45,93
50	690,51	144,92	128,91	116,65	115,93	93,44	79,34
100	976,53	183,15	162,99	147,53	146,36	118,02	100,25
150	1196,01	209,98	186,89	169,20	167,71	135,26	114,92
200	1381,03	231,34	205,92	186,45	184,70	148,99	126,60
250	1544,04	249,37	221,99	201,02	199,05	160,58	136,46
300	1691,41	265,13	236,04	213,75	211,60	170,71	145,09

Если низкопроницаемый пласт состоит из нескольких прослоев с примерно одинаковой проницаемостью, то для расчетов их следует объединить в один с суммарной толщиной и средней по толщине проницаемостью. Если в пласте имеется высокопроницаемый прослой (ВП) с гораздо большей проницаемостью и гидродинамически связанный с низкопроницаемыми, то в этом случае следует учитывать переток флюида из низкопроницаемого пропластка (НП) в высокопроницаемый. Обводнение продукции будет проходить посредством преобладающей фильтрации воды по ВП, поэтому основная часть запасов нефти останется невыработанной, несмотря на высокую обводненность добываемой продукции.

Отметим, что для описания фильтрации нефти в зоне заводнения  $r_c \leq r \leq R_b(t)$  можно записать уравнение аналогичное (7), заменяя в параметрах индекс  $b$  на  $n$ , но  $q$  по-прежнему относится к закачиваемой воде. Другим способом определения характеристик фильтрации нефти в зоне совместной фильтрации служит хорошо известное соотношение

$$P_b - P_n = P_k$$

где  $P_k$  – капиллярное давление. Следует отметить, что капиллярное давление зависит от коэффициента водонасыщенности, который по мере удаления от забоя нагнетательной скважины, с одной стороны убывает, с другой, при постоянной приемистости увеличивается. Для расчета показателей добываемой нефтяной скважины, по аналогии с вышеизложенным, можно составить соответствующее уравнение пьезопроводности, а начало координат рекомендуется совместить с забоем добываемой скважины.

Таким образом, для описания вытеснения нефти из нетрадиционных коллекторов получено уравнение пьезопроводности воды, вытесняющей нефть с учетом изменения коэффициента водонасыщенности. Особенностью вытеснения флюидов является нарушение классического закона Дарси. При низкой проницаемости коллектора нарушен нижний предел его применения. Введение начального градиента давления, характеризующего фильтрационные особенности пласта и физические свойства нефти, позволяет определить радиус зоны вытеснения, следовательно, время начала обводнения добывающих скважин.

#### Список литературы

1. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Тесляк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985. – 275 с.
2. Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 37–43.
3. Коротенко В.А., Ягафаров А.К., Александров М.А., Сумин А.Н. Зависимость коэффициентов водонасыщенности от пластового давления в сложнопостроенных залежах // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр.; под ред. С.И. Грачева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 69–73.
4. Коротенко В.А., Грачев С.И., Кушакова Н.П., Сабитов Р.Р. Физические модели вытеснения вязкопластичных нефтей // Нефтепромысловое дело, 2014. – № 5. – С. 5–10.
5. Коротенко В.А., Кушакова Н.П., Сидоров И.В., Сабитов Р.Р. Особенности вытеснения вязкопластичной нефти водой // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 5. – С. 190–196.
6. Мирзаджанзаде А.Х. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, Ю.В. Желтов, Г.Д. Маргулов, Г.В. Рассохин, В.М. Рыжик // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1970. – № 1. – С. 39–45.
7. Ягафаров А.К. Модели фильтрации вязкопластических флюидов и критические (начальные) градиенты давления / А.К. Ягафаров, Н.П. Кушакова В.А. Коротенко, А.Н. Сумин // Наука и ТЭК. – Тюмень: ООО «Сити-пресс», 2012. – № 5. – С. 18–20.