

УДК 532.546

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ НАЛИЧИИ МИКРОПУЗЫРЬКОВ В ФИЛЬТРАЦИОННОМ ПОТОКЕ

Д. Н. Михайлов

Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН, 123995 Москва
E-mail: dmikh@yandex.ru

Представлены математические модели нефтегазового течения с учетом различных процессов, обусловленных образованием микророзродышей (микропузырьков) газа в нефти: проскальзывания нефти относительно стенок поровых каналов (“газовая смазка”), изменения вязкости нефти, движения микропузырьков относительно нефти. Рассмотрены примеры течения нефти в околоскважинной зоне в случае, когда в результате понижения давления до давления насыщения происходит образование микророзродышей и микропузырьков газа, и воздействия водогазовой смеси в случае, когда в области контакта с закачиваемым газом нефть вспенивается, т. е. формируется мелкодисперсная смесь нефть — микропузырьки. Проведено моделирование поведения индикаторных кривых для нефтяной скважины при образовании микропузырьков, а также изучено влияние микропузырьков на коэффициент вытеснения нефти при чередующемся воздействии воды и газа.

Ключевые слова: пористая среда, нефтяная залежь, микропузырьки, частичное разгазирование, водогазовое воздействие, индикаторная кривая.

Введение. В известных моделях многофазного течения в нефтяном пласте предполагается, что газ может либо быть полностью растворен в жидкостях, либо представлять собой сплошную подвижную фазу, либо находиться в виде остаточной фазы (макропузырьки, заблокированные в порах).

В последнее время активно разрабатываются модели, согласно которым в природных пористых средах газ может существовать в виде устойчивых микророзродышей с характерным размером, равным нескольким нанометрам, и микропузырьков размером несколько микрометров, что существенно меньше размера пор [1–6]. Такое состояние возникает, например, при разработке нефтяного месторождения, когда пластовое давление равно давлению насыщения или несколько меньше его [1], либо при использовании методов водогазового воздействия на нефтяные пласты (см., например, [7–9]).

Существуют также экспериментальные данные об уменьшении давления насыщения нефти, содержащей растворенный газ, при воздействии ультразвуковых волн [10]. В реальных пластах практически всегда присутствует слабый ультразвуковой шум, возникающий при течении флюидов во внутривпоровом пространстве, а также при распространении сейсмических волн (например, при вибросейсмическом воздействии на пласт [11, 12]). Таким образом, появление микропузырьков в пластовой нефти возможно даже при поровых давлениях, превышающих давление насыщения. Стабилизация микропузырьков происходит

вследствие действия содержащихся в нефти природных поверхностно-активных веществ, которые осаждаются на сольватной оболочке микропузырьков, в результате чего ее прочность повышается [13].

В данной работе предложена математическая модель нефтегазового течения с учетом различных процессов, обусловленных образованием микропузырьков в нефти: проскальзывания нефти относительно стенок поровых каналов (“газовая смазка” [5, 7]), изменения вязкости нефти, движения микропузырьков газа относительно нефти.

1. Влияние частичного разгазирования на динамику притока нефти. Ниже предложена математическая модель, описывающая наблюдаемую в экспериментах динамику притока нефти к скважине при поэтапном уменьшении забойного давления до значения, равного давлению насыщения. Рассматривается радиальный осесимметричный случай. Околоскважинная зона полагается однородной и в начальный момент времени полностью нефтенасыщенной.

Традиционно показатели разработки залежей нефти в режиме растворенного газа определяются с использованием фазовых проницаемостей, экспериментально определяемых в лабораторных условиях (методом стационарной совместной фильтрации двух (трех) фаз через образец пористой среды или методом нестационарной фильтрации за счет вытеснения одной фазы другой из образца пористой среды).

При многофазной фильтрации динамика потоков фаз определяется обобщенным законом Дарси

$$w_o = -\frac{k f_o(s_o)}{\mu_o} \frac{\partial}{\partial r} p_o; \quad (1.1)$$

$$w_g = -\frac{k f_g(s_g)}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial r} p_g, \quad (1.2)$$

где нижний индекс o соответствует нефти, g — газу; k — абсолютная проницаемость пористой среды; p_i — давление в i -й фазе; w_i — скорости фильтрации фаз; μ_i — вязкости фаз; f_i — относительные фазовые проницаемости, зависящие от насыщенности фазы s_i .

Для аппроксимации относительных фазовых проницаемостей используется зависимость

$$f_i(s_i) = A_i [(s_i - s_i^+) / (1 - s_i^+)]^{N_i}, \quad (1.3)$$

где s_i^+ — пороговая насыщенность, ниже которой фаза теряет сплошность (т. е. распадается на несвязанные пузырьки газа или глобулы нефти) и, следовательно, подвижность; A_i , N_i — эмпирические коэффициенты.

Согласно лабораторным экспериментам относительная фазовая проницаемость нефти резко уменьшается при наличии даже небольшого количества свободного газа (свободный газ стремится занять более широкие участки пор и, таким образом, закупоривает большинство крупных каналов, по которым могла бы двигаться жидкость). В то же время свободный газ остается запертым в порах, до тех пор пока его насыщенность не достигнет некоторой минимальной величины, называемой пороговой насыщенностью (см. (1.3)). При превышении пороговой насыщенности отдельные защемленные пузырьки объединяются в сплошную фазу и газ становится подвижным.

С учетом сказанного выше следует отметить, что при поэтапном понижении забойного давления до значения, равного давлению насыщения, дебит скважины должен увеличиваться пропорционально приложенному перепаду давления (см. (1.1)), однако даже при несущественном понижении забойного давления до значения, меньшего давления насыщения, он должен резко уменьшаться. Кроме того, на первых этапах разгазирования нефти отношение объема газа, добытого в поверхностных условиях, к объему добытой за

то же время нефти при тех же давлении и температуре должно уменьшаться, поскольку выделившийся газ остается в коллекторе до тех пор, пока его насыщенность не превысит критическую величину и соответственно фазовая проницаемость газа не станет отличной от нуля.

Однако некоторые данные, полученные в натуральных условиях, свидетельствуют о значительном увеличении (в 2–3 раза) производительности скважин при уменьшении забойного давления до значения, равного давлению насыщения [1, 14]. Наиболее значительное увеличение производительности скважин регистрируется на месторождениях тяжелых нефтей [15, 16], которые эксплуатируются в режиме растворенного газа (при понижении забойного давления). Указанный эффект объясняется образованием микророзродышей и микропузырьков газа и их влиянием как на реологию нефти, так и на условия ее прилипания к поверхности поровых каналов (“газовая смазка”) [1–7, 16–18].

На практике не подтверждается также вывод об уменьшении объема попутного газа на начальном этапе разгазирования нефти.

Таким образом, традиционные представления о совместной фильтрации нефти и газа не учитывают процессы, обусловленные образованием микророзродышей (микропузырьков) газа. Различные способы уточнения традиционной теории предложены в работах [3, 19, 20].

Ниже рассматривается математическая модель фильтрации нефти с микророзродышами (микропузырьками), основанная на следующих предположениях:

1. Нефть содержит растворенный газ.
2. При значении порового давления, близком к давлению насыщения, газ, первоначально растворенный в нефти, выделяется в виде микророзродышей (микропузырьков), окклюдированных в нефти.
3. В общем случае микророзродыши и микропузырьки могут двигаться со скоростью, отличающейся от скорости движения несущей фазы (нефти).
4. Природные поверхностно-активные вещества, осаждаясь на поверхности микропузырьков, препятствуют обмену газом между пузырьком и несущей фазой. Радиус микропузырька стабилизируется.
5. Если насыщенность порового пространства микророзродышами (микропузырьками) превышает некоторое критическое значение, они объединяются, в результате чего формируется сплошная фаза свободного газа, обладающая большой собственной подвижностью, что соответствует традиционной модели многофазной фильтрации.

Предположим, что все образовавшиеся микропузырьки сферические и имеют одинаковый радиус R_b . Тогда объем одиночного микропузырька равен

$$V_b = (4\pi/3)R_b^3.$$

Согласно данным различных исследований (см., например, [3, 5, 17]) не все микропузырьки (микророзродыши) возникают в объеме жидкости, некоторые из них образуются или (и) адсорбируются на поверхности поровых каналов и, следовательно, являются неподвижными.

Числовую концентрацию подвижных микропузырьков в жидкости (нефти) обозначим n_b^f , а числовую концентрацию неподвижных микропузырьков, локализованных на стенках поровых каналов, — n_b^{surf} .

Следует отметить, что числовая концентрация подвижных микропузырьков соответствует объему смеси несущая жидкость — микропузырьки, а числовая концентрация микропузырьков на поверхности поровых каналов — объему порового пространства.

Кроме того, введем величины насыщенности порового пространства нефтью s_o , микропузырьками s_b , подвижными микропузырьками s_b^f и микропузырьками на поверхности

поровых каналов s_b^{surf} . Нетрудно заметить, что

$$s_b^f = (4\pi/3)R_b^3 n_b^f s_m, \quad s_b^{surf} = (4\pi/3)R_b^3 n_b^{surf}, \quad s_b = s_b^f + s_b^{surf}, \quad (1.4)$$

где $s_m = s_o + s_b^f$.

Ограничимся радиальным осесимметричным случаем. В соответствии с изложенными выше предположениями, пренебрегая гравитационными эффектами, запишем уравнение баланса числа пузырьков

$$\frac{\partial}{\partial t} m(n_b^{surf} + n_b^f s_m) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m n_b^f s_m u_b^f) = j_b - j_g, \quad (1.5)$$

где r — расстояние от ствола скважины; m — пористость; u_b^f — скорость движения микропузырьков в пористой среде; j_b — член, учитывающий интенсивность образования новых микропузырьков (нуклеацию); j_g — член, учитывающий интенсивность объединения микропузырьков в свободную газовую фазу.

Поскольку согласно предположению 4 масса газа в единичном стабильном микропузырьке постоянна, уравнение (1.5) можно записать относительно насыщенных:

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_b \rho_b + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m s_b^f u_b^f \rho_b) = q_b - q_g. \quad (1.6)$$

Здесь $q_b = V_b \rho_b j_b$; $q_g = V_b \rho_b j_g$; ρ_b — плотность газа, содержащегося в микропузырьках.

При переходе от уравнения (1.5) к (1.6) предполагается, что выделившийся из нефти газ мгновенно переходит в стабильные микропузырьки фиксированного радиуса R_b с числовой концентрацией n_b , определяемой объемом выделившегося газа.

Уравнения баланса массы для нефти, газа, находящегося в нефти в растворенном виде, и свободного газа имеют следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_o \rho_o + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m s_o u_o \rho_o) = 0; \quad (1.7)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_o \rho_{dg} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m s_o u_o \rho_{dg}) = -q_b; \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_g \rho_g + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r m s_g u_g \rho_g) = q_g. \quad (1.9)$$

Здесь ρ_o — плотность нефти; ρ_g — плотность свободного газа; ρ_{dg} — плотность газа, растворенного в нефти; s_o — насыщенность порового пространства “живой” нефтью; s_g — насыщенность порового пространства свободным газом; u_o , u_g — скорости движения нефти и свободного газа в пористой среде соответственно.

Согласно определению насыщенностей

$$s_o + s_g + s_b = 1. \quad (1.10)$$

Скорость фильтрации фазы связана с ее скоростью течения в пористой среде одним из соотношений

$$w_o \equiv m s_o u_o, \quad w_g \equiv m s_g u_g, \quad w_b^f \equiv m s_b u_b^f. \quad (1.11)$$

Суммируя уравнения (1.6), (1.8), (1.9), получаем уравнение баланса массы газа

$$\frac{\partial}{\partial t} m(s_o \rho_{dg} + s_b \rho_b + s_g \rho_g) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(w_o \rho_{dg} + w_b^f \rho_b + w_g \rho_g)] = 0, \quad (1.12)$$

которое в силу противонаправленности и симметричности обменных потоков фаз не содержит обменных членов.

В соответствии с традиционной моделью нелетучей нефти выразим плотности фаз в пластовых условиях через соответствующие плотности в нормальных условиях и объемные коэффициенты [21]:

$$\rho_o = \frac{\rho_{ost}}{B_o(p)}, \quad \rho_g = \frac{\rho_{gst}}{B_g(p)}, \quad \rho_{dg} = \frac{R_s(p)}{B_o(p)} \rho_{gst}. \quad (1.13)$$

Здесь $R_s(p)$ — коэффициент растворимости газа в нефти; $B_o(p)$ — объемный коэффициент для нефти; $B_g(p)$ — объемный коэффициент для газа.

В соотношениях (1.13) и далее предполагается, что давление в нефти равно давлению в свободном газе (т. е. капиллярное давление не учитывается):

$$p_o = p_g \equiv p. \quad (1.14)$$

Предположение (1.14) используется в задачах о вытеснении нефти из пласта или о ее притоке к одиночной скважине. В этих случаях, как правило, перепад гидродинамического давления достаточно велик и гидродинамические силы превышают капиллярные.

Плотность газа в пузырьках ρ_b определяется из второго выражения в (1.13) с учетом вклада капиллярного давления в общее давление в пузырьке (по Лапласу):

$$p_b = p + 2\sigma/R_b \quad (1.15)$$

(σ — коэффициент поверхностного натяжения).

В отсутствие микропузырьков газа ($s_b = 0$) система уравнений (1.7), (1.12), (1.13) сводится к системе уравнений традиционной модели нелетучей нефти [21]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \frac{ms_o}{B_o(p)} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{w_o}{B_o(p)} \right) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} m \left(\frac{s_g}{B_g(p)} + \frac{s_o R_s(p)}{B_o(p)} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{R_s(p)w_o}{B_o(p)} + \frac{w_g}{B_g(p)} \right) \right] &= 0. \end{aligned}$$

При наличии микропузырьков для замыкания системы (1.7), (1.12)–(1.15) зададим связь между насыщенностью порового пространства микропузырьками и суммарной газонасыщенностью (газ, содержащийся в микропузырьках, и свободный газ) в виде

$$s_b = \theta(s_g^\Sigma) s_g^\Sigma, \quad (1.16)$$

где $s_g^\Sigma = s_b + s_g$; функция $\theta(s_g^\Sigma)$ характеризует процесс перехода микропузырьков в сплошную газовую фазу при достижении критического значения газонасыщенности.

Зададим разрывную функцию $\theta(s_g^\Sigma)$ (в общем случае возможна более гладкая зависимость (рис. 1)):

$$\theta(s_g^\Sigma) = \begin{cases} 1, & s_g^\Sigma < s_b^{cr}, \\ 0, & s_g^\Sigma \geq s_b^{cr}. \end{cases} \quad (1.17)$$

В выражении (1.17) учтено, что если насыщенность микропузырьков превышает пороговую величину s_b^{cr} , называемую критической, или “допрорывной” [7] насыщенностью, то микропузырьки объединяются, образуя сплошную газовую фазу.

Критическое значение газонасыщенности определяется экспериментальным путем и обычно невелико, но для тяжелых нефтей (и легких при добавлении поверхностно-активных веществ) может достигать $0,30 \div 0,35$ (см. [7, 22]).

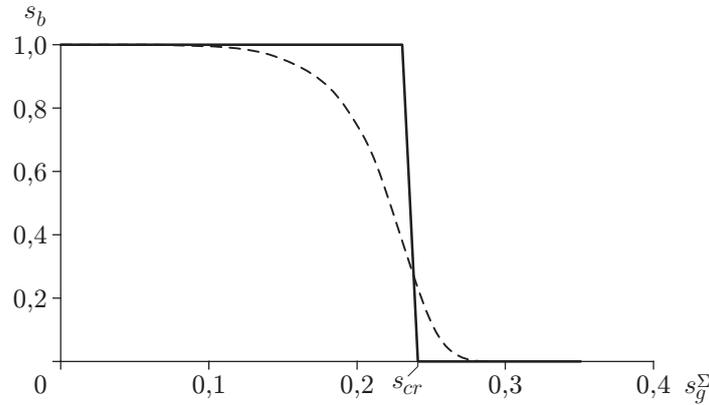


Рис. 1. Типичные зависимости насыщенности порового пространства микропузырьками от суммарной газонасыщенности: сплошная линия — разрывная функция, заданная в расчетах; штриховая — сглаженная функция

Наличие микропузырьков (микророзродышей) на поверхности порового пространства приводит к частичному проскальзыванию жидкости относительно стенок поровых каналов [3, 6, 7, 17, 22, 23]. При этом истинная скорость течения жидкости на стенке v_s становится отличной от нуля и определяется некоторым коэффициентом проскальзывания ε :

$$v_s = \varepsilon \frac{\partial}{\partial y} v.$$

Здесь v — истинная скорость течения жидкости в объеме; y — координата, нормальная к стенке порового канала.

На макроскопическом уровне данный эффект проявляется в зависимости абсолютной проницаемости породы k от насыщенности микропузырьков (микророзродышей) на стенках поровых каналов. В работе [3] использовалось следующее выражение для проницаемости в случае течения жидкости с проскальзыванием:

$$k = k_0(1 + 4b/\zeta)$$

(ζ — средний радиус порового канала; b — эмпирически определяемый коэффициент).

Предположим, что коэффициент b пропорционален насыщенности микропузырьков (микророзродышей) на поверхности поровых каналов s_b^{surf} :

$$k \equiv k(s_b^{surf}) = k_0(1 + 4b(s_b^{surf})/\zeta), \tag{1.18}$$

а насыщенность микропузырьков (микророзродышей) на поверхности поровых каналов в свою очередь пропорциональна полной насыщенности образовавшихся микропузырьков:

$$s_b^{surf} = \alpha s_b \tag{1.19}$$

(коэффициент пропорциональности α зависит как от структуры порового пространства породы, так и от физико-химических свойств поровой поверхности).

В соответствии с третьим выражением в (1.4) и с учетом соотношения (1.19) насыщенность микропузырьков, окклюдируемых в нефти, определяется по формуле

$$s_b^f = (1 - \alpha)s_b. \tag{1.20}$$

Для замыкания модели необходимо получить выражения для скоростей фильтрации нефти и микропузырьков (в общем случае эти скорости могут быть различными).

Запишем уравнения баланса импульса для дисперсионной среды (нефти) и микропузырьков в стационарном случае, пренебрегая конвективными членами:

$$ms_o \frac{\partial}{\partial r} p = -F_b + \Omega; \quad (1.21)$$

$$ms_b^f \frac{\partial}{\partial r} p = F_b. \quad (1.22)$$

Здесь F_b — сила межфазного взаимодействия пузырьков газа с несущей жидкостью; Ω — сила, обусловленная вязкостным взаимодействием несущей жидкости со стенками поровых каналов.

В данной работе эффект присоединенной массы не учитывается.

Из (1.21), (1.22) следует уравнение баланса импульса для смеси нефть — подвижные микропузырьки

$$ms_m \frac{\partial}{\partial r} p = \Omega,$$

где $s_m = s_o + s_b^f$.

В предположении, что стационарная фильтрация смеси удовлетворяет закону Дарси, выражение для коэффициента вязкостного взаимодействия имеет вид

$$\Omega = -w_m \frac{m\mu_m s_m}{k(s_b^{surf}) f_m(s_m)}, \quad (1.23)$$

где w_m, μ_m — скорость фильтрации и вязкость смеси нефть — подвижные микропузырьки; $f_m(s_m)$ — относительная фазовая проницаемость смеси, нормированная на $k(s_b^{surf})$.

Поскольку связь между насыщенностью порового пространства микропузырьками и суммарной газонасыщенностью задается в виде разрывной функции (1.17), до достижения критического значения насыщенности весь выделившийся газ содержится в виде микропузырьков ($s_g = 0$), при этом справедливы соотношения

$$s_m = 1 - s_b^{surf}, \quad f_m(s_m) = 1.$$

Предположим также, что при относительном движении одиночного газового пузырька в нефти сила вязкого сопротивления описывается зависимостью Стокса (что справедливо при малых числах Рейнольдса). Тогда выражение для силы межфазового сопротивления F_b имеет вид

$$F_b = 6\pi\mu_o R_b n_b^f (u_o - u_b^f), \quad (1.24)$$

где μ_o — вязкость несущей фазы (нефти).

Учитывая первое выражение в (1.4), запишем (1.24) в виде

$$F_b = (9/2)\mu_o R_b^{-2} s_b^f s_m^{-1} (u_o - u_b^f). \quad (1.25)$$

Скорость фильтрации w_i связана со скоростью данной фазы u_i выражениями (1.11).

Также будем учитывать, что объемный расход газированной жидкости равен сумме объемных расходов газа и несущей жидкости:

$$q_m = q_o + q_b$$

или

$$w_m = w_o + w_b^f.$$

Тогда из (1.21)–(1.23), (1.25) получаем следующие выражения для скоростей фильтрации нефти и микропузырьков:

$$w_b^f = \varphi w_m - \frac{2}{9} \frac{R_b^2 m^2}{\mu_o} (1 - \varphi) \varphi s_m^2 \frac{\partial}{\partial r} p; \quad (1.26)$$

$$w_o = (1 - \varphi) w_m + \frac{2}{9} \frac{R_b^2 m^2}{\mu_o} (1 - \varphi) \varphi s_m^2 \frac{\partial}{\partial r} p. \quad (1.27)$$

Здесь учтено, что объемная концентрация микропузырьков газа в нефти φ равна

$$\varphi = s_b^f / s_m. \quad (1.28)$$

Таким образом, получена замкнутая система уравнений (1.7), (1.10)–(1.20), (1.26)–(1.28).

2. Влияние частичного разгазирования нефти на поведение индикаторной кривой при давлении, близком к давлению насыщения. В качестве примера выполнено численное моделирование влияния микропузырьков газа на поведение индикаторной кривой при давлении, близком к давлению насыщения.

Предположим, что нефть является слабосжимаемой жидкостью, для которой связь объемного коэффициента и сжимаемости имеет следующий вид [21]:

$$B_o(p) \approx B_o^0(p_{ref}) / (1 + \beta_o(p - p_{ref}))$$

(β_o — сжимаемость нефти).

Выражение для объемного коэффициента для газа запишем в виде

$$B_g(p) = B_g^0(p_{ref}) p_{ref} / p,$$

где p_{ref} — опорное давление, при котором определены коэффициенты B_o^0 и B_g^0 .

Коэффициент растворимости газа в нефти аппроксимируем в соответствии с законом Генри — Дальтона

$$R_s(p) = \gamma p.$$

Расчеты проводились при следующих параметрах задачи: $k = 700$ мД, $m = 0,2$, $\mu_o = 2$ мПа·с, $\mu_g = 0,01$ мПа·с, $\beta_o = 10^{-11}$ Па $^{-1}$, $p_{ref} = 10^5$ Па, $B_o^0(p_{ref}) = 1$, $B_g^0(p_{ref}) = 1$.

Исходное пластовое давление задавалось равным $p_0 = 10^7$ Па; давление насыщения $p_{sat} = 75 \cdot 10^5$ Па; средний радиус образующихся микропузырьков полагался равным $R_b = 10^{-8}$ м, что соответствует данным других работ (см., например, [1, 3, 17]); критическое значение газонасыщенности считалось равным $s_b^{cr} = 0,27$.

До достижения критического значения насыщенности микропузырьков скорость фильтрации смеси нефть — микропузырьки определяется в соответствии с законом Дарси:

$$w_m = - \frac{k(s_b^{surf})}{\mu_m(s_b^f)} \frac{\partial}{\partial r} p. \quad (2.1)$$

В выражении (2.1) абсолютная проницаемость породы полагалась пропорциональной насыщенности микропузырьков на поверхности поровых каналов (см. (1.18)), а вязкость смеси — зависящей от объемной концентрации окклюзированных микропузырьков. Аппроксимируем последнюю зависимость обобщенной формулой Эйнштейна

$$\mu_m = \mu_o(1 + \chi\varphi), \quad (2.2)$$

где χ — эмпирический коэффициент (в данной работе принято значение $\chi = 2,5$, соответствующее суспензии твердых шариков).

Отметим, что в общем случае концентрация микропузырьков может превышать значение, при котором применима формула (2.2). Влияние микропузырьков на вязкость смеси (в отличие от суспензии твердых частиц микропузырьки могут деформироваться и взаимодействовать друг с другом) в данной работе не исследуется.

При достижении критического значения насыщенности микропузырьки объединяются в сплошную газовую фазу, и в поровом пространстве реализуется двухфазная фильтрация нефтегазовой смеси. В этом случае относительные фазовые проницаемости аппроксимировались следующими функциями:

$$f_o(s_o) = ((s_o - 0,15)/0,85)^{4,5}, \quad f_g(s_g) = ((s_g - 0,1)/0,9)^2. \quad (2.3)$$

Система уравнений (1.7), (1.10)–(1.20), (1.26)–(1.28) решалась численно с помощью метода IMPES [21].

При построении индикаторной кривой использовались следующие начальные и граничные условия:

$$p(r, 0) = p_c; \quad (2.4)$$

$$p(R_c, t) = p_c; \quad (2.5)$$

$$p(r_w, t) = p_c - \Delta p(t). \quad (2.6)$$

Здесь r_w — радиус скважины; R_c — радиус контура питания.

Начальное пластовое давление полагалось равным p_c . Граничное условие (2.5) соответствует постоянному давлению на контуре питания. Давление на скважине (2.6) пошагово уменьшается, что моделирует смену стабильных режимов работы.

На рис. 2 приведена расчетная индикаторная кривая (зависимость установившегося дебита скважины S от депрессии Δp). Рассмотрены случаи без учета и с учетом проскальзывания нефти относительно стенок поровых каналов ($\alpha = 0$ и $\alpha = 0,2$ соответственно), обусловленного формированием на поверхности поровых каналов слоя микропузырьков (микророзодышей). Результаты расчетов подтверждают данные [14] о значительном увеличении производительности скважины при забойном давлении, близком к давлению насыщения.

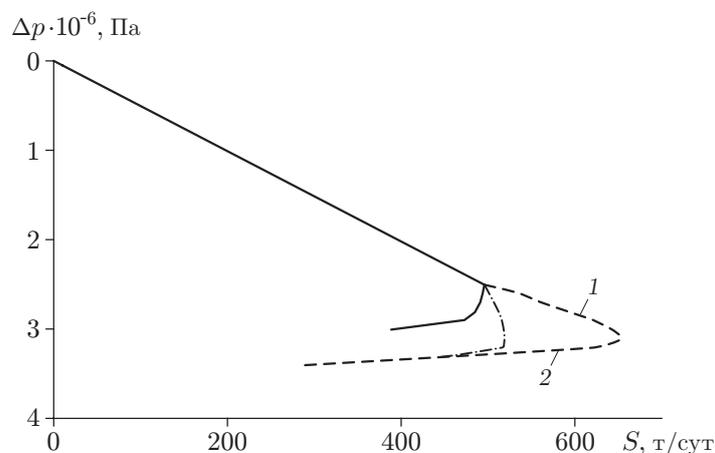


Рис. 2. Индикаторная кривая в окрестности давления насыщения: сплошная линия — без учета наличия микропузырьков; штриховая — с учетом наличия микропузырьков и эффекта проскальзывания; штрихпунктирная — с учетом наличия микропузырьков, но без учета проскальзывания; 1 — наличие микропузырьков на поверхности поровых каналов; 2 — формирование сплошной газовой фазы

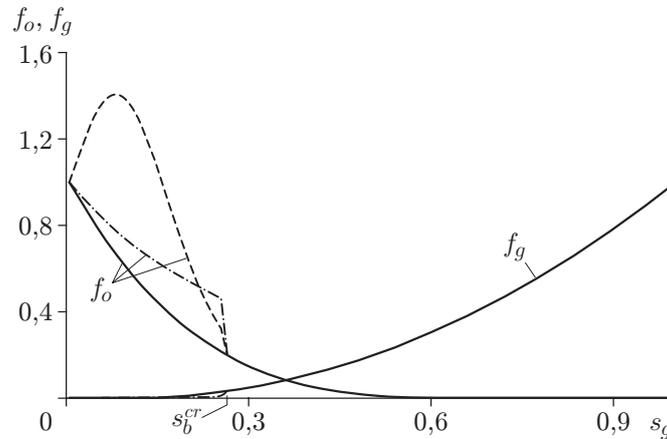


Рис. 3. Зависимость относительных фазовых проницаемостей нефти и газа от газонасыщенности:

сплошные линии — без учета наличия микропузырьков; штриховая — с учетом наличия микропузырьков на поверхности поровых каналов; штрихпунктирная — с учетом наличия микропузырьков, окклюзированных в объеме нефти

Проведенные расчеты показали, что при выбранных параметрах задачи и радиусе микропузырьков $R_b = 10^{-8}$ м скорость движения последних относительно нефти пренебрежимо мала. Однако из выражения (1.26) следует, что относительная скорость увеличивается пропорционально квадрату радиуса микропузырька и при $R_b \approx 10^{-6}$ м становится существенной. В то же время при радиусе микропузырька, близком к характерному размеру поровых “горлышек”, возрастает вероятность его захвата.

Следует отметить, что сходные модели без учета проскальзывания были рассмотрены в работах [19, 20].

Формулы (1.26), (1.27), (2.1)–(2.3) могут быть также использованы для расчета фазовых проницаемостей в системе нефть — газ (рис. 3).

3. Трехфазный случай. Традиционный способ водогазового воздействия состоит в совместной или чередующейся закачке воды и газа в нагнетательные скважины с целью достижения максимально возможного оттеснения нефти к добывающим скважинам.

Суть способа, рассмотренного в [7, 22], заключается в использовании вспенивающей способности природных поверхностно-активных веществ, содержащихся в нефтях (особенно тяжелых), для предотвращения прорыва газа. В результате действия поверхностно-активных веществ в области контакта с газом нефть вспенивается, т. е. формируется устойчивая мелкодисперсная смесь нефть — микропузырьки.

Если насыщенность порового пространства микропузырьками превышает критическую величину, они объединяются, формируя сплошную фазу подвижного свободного газа. Происходит прорыв газа. Во избежание подобных прорывов с помощью чередующейся закачки газа и воды поддерживаются условия, при которых насыщенность микропузырьков меньше критической. Подробное описание технологии содержится в [7, 22]. В данной работе рассматривается математическая модель процесса.

Исследуем течение трехфазной смеси вдоль оси x , соответствующее условиям лабораторного эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти. Предположим, что только нефть вспенивается в присутствии газа (в действительности может вспениваться и вода). Следует отметить, что скорость движения микропузырьков, образующихся в области контакта нефти и газа, превышает скорость движения нефти (см. (1.26), (1.27)), причем относительная скорость движения пропорциональна квадрату радиуса микропу-

зырька. Таким образом, микропузырьки, образующиеся в области контакта нефти с газом, будут продвигаться вглубь нефтяной фазы, а область вспенивания — расширяться.

В то же время в процессе продвижения микропузырька в пористой среде он может быть захвачен поровым “горлышком”. Вероятность захвата пропорциональна скорости потока и соотношению радиуса микропузырька и характерного размера поровых “горлышек”.

В данном случае, в отличие от рассмотренного выше случая образования микророзродышей и микропузырьков, при уменьшении давления до значения, приближенно равного давлению насыщения, средний размер микропузырьков, образующихся в результате вспенивания нефти, больше, а вклад адсорбированных микропузырьков в изменение условий смачиваемости меньше. При этом значительную роль играют микропузырьки, захваченные поровыми “горлышками”.

Насыщенность порового пространства микропузырьками обозначим s_b , подвижными микропузырьками — s_b^f , а захваченными — s_b^c . Насыщенность порового пространства свободным газом обозначим s_g .

Запишем уравнения неразрывности с учетом указанных выше эффектов, полагая, что в нефти не содержится растворенный газ ($R_s = 0$):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m s_o \rho_o + \frac{\partial}{\partial x} (m s_o u_o \rho_o) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} m s_b^f \rho_b + \frac{\partial}{\partial x} (m s_b^f u_b^f \rho_b) &= q_b^f - q_b^c, \\ \frac{\partial}{\partial t} m s_g \rho_g + \frac{\partial}{\partial x} (m s_g u_g \rho_g) &= -q_b^f, \\ \frac{\partial}{\partial t} m s_b^c \rho_b &= q_b^c. \end{aligned} \quad (3.1)$$

Здесь q_b^f — объемный расход газа на образование подвижных микропузырьков; q_b^c — интенсивность захвата микропузырьков пористой средой.

В отличие от случая двухфазного насыщения (нефть — газ) система уравнений (3.1) дополняется уравнением неразрывности для воды

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_w \rho_w + \frac{\partial}{\partial x} (m s_w u_w \rho_w) = 0, \quad (3.2)$$

где s_w — насыщенность порового пространства водой; u_w — скорость движения воды в пористой среде; ρ_w — плотность воды.

По определению

$$s_o + s_g + s_b + s_w = 1, \quad s_b = s_b^f + s_b^c. \quad (3.3)$$

По аналогии с (1.13) плотность воды в пластовых условиях выражается через плотность при нормальных условиях и объемный коэффициент:

$$\rho_w = \rho_{w st} / B_w(p). \quad (3.4)$$

Для замыкания математической модели необходимо задать уравнения, определяющие объемный расход газа q_b^f на образование подвижных микропузырьков и интенсивность захвата микропузырьков q_b^c пористой средой.

В общем случае текущая насыщенность микропузырьками (подвижными и захваченными) является динамическим параметром системы, изменяющимся от нуля до критического значения s_b^{cr} , при котором микропузырьки объединяются в сплошную газовую фазу.

Предположим, что вероятность образования подвижных микропузырьков пропорциональна произведению насыщенностей нефти и сплошной газовой фазы:

$$\frac{\partial s_b^f}{\partial t} = -\frac{s_o s_g}{\tau} (s_b - s_b^{cr}) \quad (3.5)$$

(τ — характерное время образования микропузырьков).

Будем считать, что вероятность захвата подвижных микропузырьков поровыми “горлышками” пропорциональна их насыщенности и скорости фильтрации:

$$\frac{\partial s_b^c}{\partial t} = \lambda_c w_b s_b^f. \quad (3.6)$$

Здесь λ_c — коэффициент захвата, в общем случае зависящий от отношения радиуса пузырька к характерному размеру поровых “горлышек”.

Таким образом, получена замкнутая система уравнений.

Ниже выполнено моделирование лабораторного эксперимента (см., например, [7]) по определению зависимости коэффициента вытеснения нефти из образца породы, достигаемого при закачке фиксированных поровых объемов флюидов (газ — вода) $V_3/V_{\Pi} = 2$ (V_3 — объем закачиваемой смеси воды и газа; V_{Π} — объем порового пространства), от соотношения закачиваемых объемов газа и воды при их чередующемся воздействии.

Система (3.1)–(3.6) решалась численно с помощью метода IMPES [21].

Состояние однородного образца пористой среды, в начальный момент времени насыщенного нефтью и остаточной водой (s_{wc}), характеризуется следующими параметрами:

$$p(x, 0) = p_0, \quad s_w(x, 0) = s_{wc}, \quad s_g(x, 0) = s_b(x, 0) = 0, \quad s_o(x, 0) = 1 - s_{wc}.$$

Здесь $s_{wc} = 0,15$; $p_0 = 10^7$ Па — начальное давление.

Предполагалось также, что в ходе эксперимента образец находится под действием постоянного перепада давления Δp и происходит чередующаяся закачка газа и воды. Закачка осуществляется через левый конец образца, причем на правом конце давление поддерживается равным исходному давлению, а на левом конце — “входе” — задается требуемое избыточное давление. Тогда граничные условия принимают вид

$$\begin{aligned} p(L, t) &= p_0, & p(0, t) &= p_0 + \Delta p, \\ s_o(0, t) &= 0, & s_w(0, t) &= s_{win}(t), & s_g(0, t) &= 1 - s_{win}(t), \end{aligned}$$

где L — длина образца пористой среды; $s_{win}(t)$ — насыщенность воды на левом конце образца, меняющаяся в зависимости от того, закачка какого вытесняющего агента (воды или газа) моделируется.

Выбирались следующие значения вязкостей и сжимаемостей фаз: $\mu_o = 20$ мПа·с, $\mu_w = 1$ мПа·с, $\mu_g = 0,01$ мПа·с, $\beta_o = 10^{-11}$ Па $^{-1}$, $\beta_w = 4 \cdot 10^{-10}$ Па $^{-1}$. Длина образца пористой среды (насыпной модели пласта) $L = 0,6$ м, диаметр $d = 3$ см. Перепад давления на образце полагался равным $\Delta p = 2 \cdot 10^6$ Па. Остальные параметры модели принимали следующие значения: $k = 350$ мД, $m = 0,2$, $R_b = 10^{-6}$ м, $s_b^{cr} = 0,27$.

Характерное время образования микропузырьков полагалось равным $\tau = 10^{-3}$ с, а коэффициент захвата варьировался в диапазоне $\lambda_c = 10^{-2} \div 10$ м $^{-1}$.

В рассматриваемом случае выражение для скорости фильтрации смеси нефть — микропузырьки, в отличие от выражения (2.1), должно содержать относительную фазовую проницаемость смеси:

$$w_m = -\frac{k(s_b^{surf})}{\mu_m(s_b^f)} f_m(s_m) \frac{\partial}{\partial x} p.$$

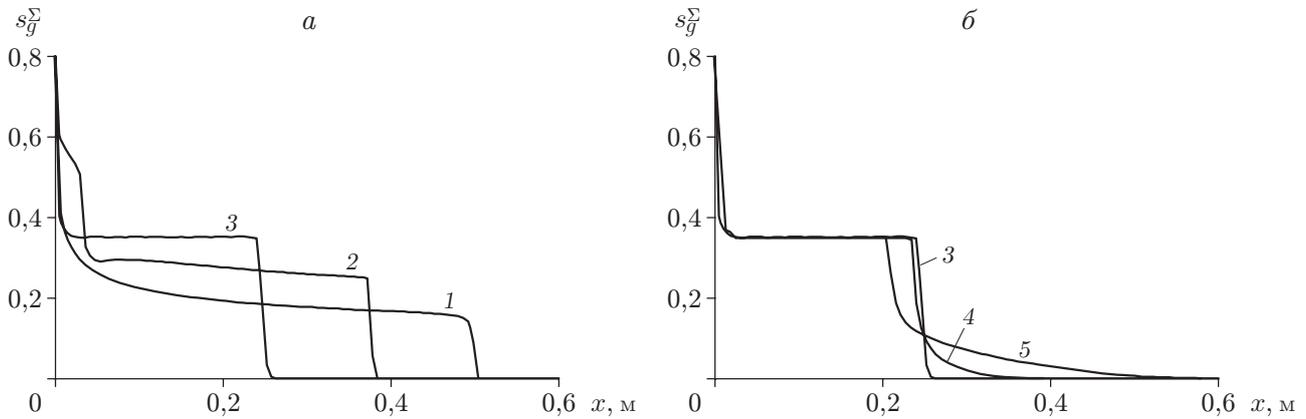


Рис. 4. Распределение суммарной газонасыщенности при вытеснении нефти газом без учета захвата микропузырьков в пористой среде ($\lambda_c = 0$) при различных критических значениях газонасыщенности s_b^{cr} и скоростях движения микропузырьков относительно нефти:

a — в отсутствие движения микропузырьков относительно нефти, *б* — при наличии движения микропузырьков относительно нефти; 1 — $s_b^{cr} = 0$, 2 — $s_b^{cr} = 0,2$, $u_b^* = 0$, 3 — $s_b^{cr} = 0,35$, $u_b^* = 0$, 4 — $s_b^{cr} = 0,35$, $u_b^* = 1$, 5 — $s_b^{cr} = 0,35$, $u_b^* = 2,5$

Вязкость смеси, как и выше, полагалась зависящей от объемной концентрации окклюдированных микропузырьков в соответствии с (2.2).

В области порового пространства, где насыщенность газа меньше допрорывной, имеет место фильтрация двух сплошных фаз: смеси нефть — микропузырьки и воды. В этом случае относительные фазовые проницаемости аппроксимировались следующими функциями:

$$f_m(s_m) = ((s_m - 0,25)/0,75)^{3,5}, \quad f_w(s_w) = ((s_w - 0,15)/0,85)^{2,5}. \quad (3.7)$$

В области, где происходит трехфазная фильтрация, для аппроксимации относительной фазовой проницаемости смеси $f_m(s_m)$ использовалась вторая модель Стоуна (см., например, [21]). При этом относительные фазовые проницаемости в системе газ — смесь аппроксимировались функциями, аналогичными (2.3), а в системе вода — смесь — функциями (3.7).

На рис. 4 приведены расчетные распределения суммарной газонасыщенности ($s_g + s_b$) при вытеснении нефти газом (без воды и без учета захвата микропузырьков ($\lambda_c = 0$)). Из представленных результатов расчетов следует, что увеличение “допрорывной” газонасыщенности s_b^{cr} приводит к значительному увеличению коэффициента вытеснения нефти до момента образования сплошной газовой фазы. При наличии относительного движения микропузырьков ($u_b^* = (u_b^f - u_o)/u_o$) фронт вытеснения размывается: микропузырьки, образующиеся в области контакта нефти с газом, продвигаются вглубь нефтяной фазы, что приводит к расширению области вспенивания.

Одномерное решение не позволяет моделировать неустойчивость Саффмана — Тейлора, возникающую при вытеснении жидкости с большей вязкостью жидкостью с меньшей вязкостью. В качестве примера отметим работу [24], в которой исследована гидродинамическая устойчивость фронта испарения в пористых средах. Анализ влияния процессов, обусловленных образованием микропузырьков в нефти (изменения вязкости, относительного движения и т. д.), на критерий стабильности фронта вытеснения в данной работе не проводится.

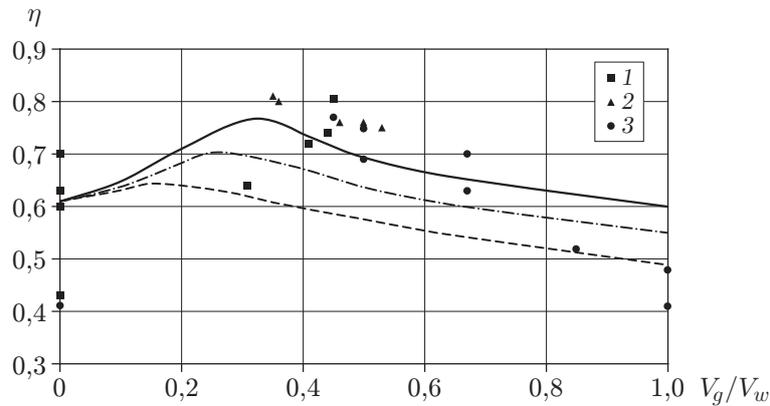


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения нефти η ($V_3/V_{\Pi} = 2$) от соотношения закачиваемых объемов газа и воды при чередующемся воздействии воды и газа с учетом пенообразования:

линии — результаты расчетов (сплошная — $\lambda = 0,01 \text{ м}^{-1}$, штрихпунктирная — $\lambda = 0,1 \text{ м}^{-1}$, штриховая — $\lambda = 10 \text{ м}^{-1}$); точки — экспериментальные данные [7, 22] (1 — вытеснение вязких нефтей при воздействии воды и газа, 2 — вытеснение нефтей при водогазовом воздействии с добавкой пенообразующего агента, 3 — вытеснение трансформаторного масла при водогазовом воздействии с добавкой пенообразующего агента)

Расчетная зависимость коэффициента вытеснения нефти при воздействии водогазовой смеси ($V_3/V_{\Pi} = 2$) от соотношения закачиваемых объемов газа и воды представлена на рис. 5. На рис. 5 приведены также данные лабораторных экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти при чередующемся воздействии воды и газа с добавкой и без добавки пенообразующего нефтеводорастворимого агента [7, 22].

Численные расчеты показывают, что при соотношении закачиваемых объемов газа и воды в диапазоне $V_g/V_w = 0,2 \div 0,4$ коэффициент нефтеотдачи является максимальным. Этот результат согласуется как с результатами экспериментов [7, 22], так и с данными лабораторных экспериментов по вытеснению нефти менилитовой залежи Битковского месторождения водогазовой смесью [25]. При указанном соотношении объемов коэффициент вытеснения приблизительно на 20 % больше, чем при чистом заводнении, и достигает 75–80 %.

Следует отметить, что максимальное значение коэффициента вытеснения зависит от ряда параметров флюидов и свойств порового пространства: критической газонасыщенности, радиусов микропузырьков и поровых “горлышек”, интенсивности захвата микропузырьков газа пористой средой.

С увеличением коэффициента захвата микропузырьков λ_c их вклад в увеличение коэффициента вытеснения значительно уменьшается, поскольку критическая газонасыщенность достигается быстрее. Так, при $\lambda_c = 10^{-2} \text{ м}^{-1}$ и $V_3/V_{\Pi} = 2$ максимальное значение коэффициента вытеснения составляет 76 % (см. рис. 5), в то время как при $\lambda_c = 10 \text{ м}^{-1}$ и таком же объеме закачки значение этого коэффициента сопоставимо с коэффициентом вытеснения при чистом заводнении.

4. Выводы. В работе рассмотрены математические модели нефтегазового течения с учетом эффектов, обусловленных образованием микророзродышей (микропузырьков) в нефти: проскальзывания нефти относительно стенок поровых каналов (“газовая смазка”), изменения вязкости нефти, наличия движения микропузырьков относительно нефти. На основе предложенных моделей проведено моделирование поведения индикаторной кривой нефтяной скважины при образовании микропузырьков, а также изучено влияние микро-

пузырьков на изменение коэффициента вытеснения нефти при чередующемся воздействии воды и газа.

Показано, что появление микророзродышей (микропузырьков) газа при забойном давлении, приближенно равном давлению насыщения, приводит к значительному увеличению дебита нефти. Обосновано, что при чередующемся воздействии воды и газа коэффициент нефтеотдачи является максимальным при соотношении закачиваемых объемов газа и воды в диапазоне $V_g/V_w = 0,2 \div 0,4$.

Результаты расчетов, согласующиеся с результатами, полученными в натуральных условиях и в лабораторных экспериментах, свидетельствуют о необходимости некоторой корректировки традиционных представлений о добывных возможностях скважин при их эксплуатации с забойными давлениями ниже давления насыщения, а также о коэффициенте вытеснения нефти, достигаемом при водогазовом воздействии.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Болотов А. А., Мирзаджанзаде А. Х., Нестеров И. И.** Реологические свойства растворов газов в жидкости в области давления насыщения // Изв. АН СССР. Сер. Механика жидкости и газа. 1988. № 1. С. 172–175.
2. **Михайлов Д. Н., Степанова Г. С.** О влиянии адсорбции — десорбции микророзродышей газа на характер фильтрации газированной жидкости // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2003. № 5. С. 106–114.
3. **Сулейманов Б. А.** Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2006.
4. **Vora R., Maini V. B., Chakma A.** Flow visualization studies of solution gas drive process in heavy oil reservoirs with glass micromodel // SPE Reservoir Eval. Engng. 2000. N 3. P. 224–229.
5. **Степанова Г. С.** Изменение реологических свойств нефти в процессах предфазовых переходов // Газовая пром-сть. 1989. № 4. С. 51–53.
6. **Михайлов Д. Н., Степанова Г. С.** Механизм вытеснения нефти газом и водой в присутствии пенообразующих ПАВ // Изв. РАЕН. Сер. Технологии нефти и газа. 2004. № 5. С. 50–60.
7. **Степанова Г. С.** Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006.
8. **Дроздов А. Н., Телков В. П., Егоров Ю. А. и др.** Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 1 // Территория Нефтегаз. 2006. № 2. С. 54–59.
9. **Дроздов А. Н., Телков В. П., Егоров Ю. А. и др.** Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2 // Территория Нефтегаз. 2006. № 3. С. 48–51.
10. **Степанова Г. С., Ненартович Т. Л., Ягодов Г. Н., Николаевский В. Н.** Влияние ультразвуковых колебаний на процесс разгазирования нефти // Бурение и нефть. 2003. № 7/8. С. 36–38.
11. **Николаевский В. Н.** Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра, 1996.
12. **Николаевский В. Н.** Сейсмовибрационный метод оживления нефтегазового обводненного пласта // Геофиз. исслед. 2005. № 1. С. 37–47.
13. **Буевич Ю. А.** О докритическом образовании зародышей в жидкости с поверхностно-активным веществом (ПАВ) // Инж.-физ. журн. 1987. Т. 52, № 5. С. 394–402.
14. **Горбунов А. Т.** Установившийся приток газированной жидкости к скважинам в деформируемой среде // Изв. АН СССР. Отд-ние техн. наук. Механика и машиностроение. 1962. № 1.

15. **Аметов И. М.** Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И. М. Аметов, Ю. Н. Байдилов, Л. М. Рузин и др. М.: Недра, 1985.
16. **Sheng J. J., Maini V. B., Hayes R. E., Tortike W. S.** Critical review of foamy oil flow // *Transport Porous Media*. 1999. V. 35. P. 157–187.
17. **Богопольский А. О., Иванов А. Н., Фаткуллин А. А.** Закономерности и особенности фильтрации микропузырьковых газожидкостных растворов в пористых средах // *Инж.-физ. журн.* 2000. Т. 73, № 2. С. 274–282.
18. **Шагапов В. Ш.** О фильтрации газированной жидкости // *ПМТФ*. 1993. Т. 34, № 5. С. 97–106.
19. **Михайлов Д. Н., Николаевский В. Н.** Динамика потока в пористых средах при нестационарных фазовых проницаемостях // *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2000. № 5. С. 103–113.
20. **Стрижов И. Н., Пятибратов П. В., Михайлов А. И., Нечаева Е. В.** Фазовые проницаемости, используемые при расчете показателей работы скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения // *Нефт. хоз-во*. 2006. № 11. С. 80–81.
21. **Aziz K.** *Petroleum reservoir simulation* / K. Aziz, A. Settari. L.: Appl. Sci. Publ., 1979.
22. **Степанова Г. С., Михайлов Д. Н.** Обоснование технологии водогазового воздействия, основанной на эффекте пенообразования // *Нефт. хоз-во*. 2008. № 3. С. 12–15.
23. **Хасанов М. М.** Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М. М. Хасанов, Г. Т. Булгакова. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2003.
24. **Афанасьев А. А., Бармин А. А., Мельник О. Э.** О гидродинамической устойчивости фронтов испарения в пористых средах // *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2007. № 5. С. 106–117.
25. **Лискевич Е. И., Островский Ю. М.** Вытеснение нефти газовойдами смесями // *Тр. Укр. науч.-исслед. и проект. ин-та нефтедобывающ. пром-сти. Сер. Разраб. нефт. месторождений*. 1973. Вып. 11/12. С. 233–240.

*Поступила в редакцию 19/VIII 2010 г.,
в окончательном варианте — 12/VII 2011 г.*
