

УДК 517.958:532

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА С УЧЕТОМ РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ

М. Н. Шамсиев

Институт механики и машиностроения Федерального исследовательского центра
"Казанский научный центр РАН", 420111 Казань, Россия
E-mail: mshamsiev@imm.knc.ru

Предлагается математическая модель нестационарной фильтрации нефти к вертикальной скважине в круговом пласте с учетом разгазирования в призабойной зоне. Исследуется влияние давления насыщения и газового фактора на изменение давления и его производную. Показано, что давление насыщения характеризует величину радиуса зоны разгазирования, на изменение проницаемости в этой зоне влияет как давление насыщения, так и газовый фактор. С использованием предложенной модели и теории обратных задач разработан метод интерпретации результатов гидродинамических исследований вертикальных скважин, эксплуатируемых с забойным давлением, меньшим давления насыщения. Данный метод позволяет оценить значения давления насыщения и проницаемости пласта по кривым восстановления давления.

Ключевые слова: давление насыщения, газовый фактор, кривая восстановления давления, обратная задача.

DOI: 10.15372/PMTF20220311

Введение. В настоящее время в России, в том числе в Республике Татарстан, для достижения рентабельного дебита ряд нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами эксплуатируются с забойными давлениями, меньшими давления насыщения. В этом случае необходима оценка характера и степени изменения выработки запасов, а также возможности контроля и регулирования в процессе разработки месторождения концентрации растворенного газа.

Значение давления насыщения индивидуально для каждого месторождения или даже участка залежи. При достижении в пласте или призабойной зоне условий, когда давление становится ниже давления насыщения, в поровом пространстве происходит выделение растворенного в нефти газа и в пласте появляются области, где движется не жидкость, а газожидкостная смесь. Это означает, что все законы движения насыщающих пласт флюидов и уравнения их состояния меняются и требуется учет газовой фазы. Таким образом, проблема интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующихся с забойным давлением, меньшим давления насыщения, является актуальной. Исследования в этой области основаны на работах М. Маскета и М. Мереса. Первые экспериментальные исследования фильтрации газированной жидкости в пористых породах проведены в 1936 г. [1]. Далее теория режима растворенного газа получила развитие в трудах многих отечественных и зарубежных ученых: Л. С. Лейбензона, С. А. Христиановича,

М. М. Глоговского, М. Д. Розенберга, Л. А. Зиновьева, И. Д. Амелина, Г. П. Гусейнова, С. Пирса и др. В 1941 г. С. А. Христианович показал, что уравнения установившегося движения газированной жидкости можно привести к уравнению для движения однородной несжимаемой жидкости, подчиняющейся закону Дарси [2].

При проведении приближенных расчетов газированная жидкость рассматривается как фиктивная однородная несжимаемая жидкость, движущаяся в пласте, для которого параметр kH/μ заменяется величиной AkH/μ (k — проницаемость, мкм²; H — толщина пласта, м). Этот прием сведения установившегося движения газированной жидкости к движению фиктивной однородной несжимаемой жидкости был развит в работе [3], в которой показано, что параметр A в достаточно широком диапазоне удовлетворительно описывается формулой

$$A = 0,994 - 21,43\alpha p_{st}\mu_g/\mu_o,$$

где p_{st} — давление в стандартных условиях, МПа; α — коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³ · МПа); μ_o, μ_g — вязкость нефти и газа соответственно, МПа · с.

Таким образом, расчеты стационарного движения газированной жидкости можно проводить, используя данную замену. Методика расчета установившегося движения газированной жидкости с учетом зависимости от давления исходных физических величин — вязкости, растворимости и усадки (изменение объема жидкости при понижении давления от пластового до атмосферного) была развита в работах [3–5].

Как известно, при определенном соотношении фаз фазовая проницаемость пласта для нефти уменьшается, что приводит, во-первых, к увеличению фильтрационных сопротивлений, во-вторых, к снижению дебита. В работе [6] предложена оценка радиуса зоны двухфазной фильтрации нефти и газа при эксплуатации скважин с забойными давлениями, меньшими давления насыщения. Следует отметить, что в случае если изменения текущего значения давления насыщения не учитываются, размеры области двухфазной фильтрации существенно занижаются. В [6] показано, что даже незначительное уменьшение пластового давления до значения ниже текущего приводит к существенному увеличению зоны двухфазной фильтрации и как следствие к снижению эффективности выработки запасов.

В настоящее время разрабатываются модели, согласно которым в природных пористых средах газ может существовать в виде устойчивых микророзырьшек, характерный размер которых равен нескольким нанометрам, и в виде микропузырьков, размер которых равен нескольким микрометрам, что существенно меньше размера пор [7, 8]. В работе [8] отмечалась неоднородность потока при вытеснении газированной жидкости, что может быть обусловлено перемещением отдельных пузырей газа по пласту. В [9, 10] исследуется аналитическая модель, описывающая неизотермическую фильтрацию газированной нефти к вертикальной скважине. При этом для нахождения полей давления, насыщенностей и скоростей фильтрации фаз в пласте решается стационарная задача в изотермическом приближении и с использованием полученных распределений решается нестационарная задача об изменении температуры.

В настоящей работе построена математическая модель нестационарной фильтрации жидкости к вертикальной скважине в круговом пласте с учетом разгазирования нефти в призабойной зоне. Исследованы гидродинамические процессы в окрестности скважины при ее эксплуатации с забойным давлением, меньшим давления насыщения. На основе теории некорректных задач разработана методика интерпретации результатов гидродинамических исследований вертикальных скважин с забойным давлением, меньшим давления насыщения, позволяющая оценить проницаемость пласта и величину давления насыщения.

Математическая модель фильтрации газированной жидкости к вертикальной скважине. Нестационарная фильтрация газированной нефти рассматривается в работах [11–14]. В [15, 16] на основе обработки промысловых кривых падения и восстановления давления при различных режимах фильтрации для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин при многофазном потоке предложено использовать классическое уравнение пьезопроводности. В работах [17–19] показано, что при определенных допущениях кривые восстановления давления можно интерпретировать с помощью методов, разработанных для упругой модели. В [20, 21] изменение проницаемости в призабойной зоне скважины вследствие разгазирования нефти учитывается с помощью положительного скин-фактора. В работе [21] для интерпретации кривых восстановления давления предлагается метод псевдодавления, основанный на зависимости нефтенасыщенности от забойного давления в зоне разгазирования. Проблемы моделирования растворения выделившегося из нефти газа с учетом неравновесности фазового перехода рассмотрены в работе [22]. Показана возможность определения характерного времени релаксации по кривым восстановления давления в рамках релаксационных моделей неравновесных фазовых переходов. В [23] предложен метод определения давления насыщения в промысловых условиях, включающий замер забойных давлений при различных дебитах нефти, а также регистрацию изменения устьевого давления и динамического уровня жидкости в затрубном пространстве.

В работе [18] показано, что после остановки скважины газовый фактор изменяется в пределах $\pm 15\%$ и незначительно меняется в нестационарных потоках газированной жидкости, в которых расходы фаз уменьшаются или увеличиваются пропорционально (при пуске или остановке скважины):

$$G = Q_g^{st}/Q_o^{st} = \text{const}$$

(Q_o^{st} , Q_g^{st} — дебит нефти и газа в стандартных условиях, $\text{м}^3/\text{сут}$). В этом случае выражение для газового фактора можно представить в виде [12, 18, 21, 24]

$$G = \frac{f_g(s_o)}{f_o(s_o)} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{\rho_o^{st}}{\rho_o} \frac{\rho_g}{\rho_g^{st}} + R_f,$$

где f — относительная фазовая проницаемость; s — насыщенность; ρ — плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Из данного выражения с учетом закона Генри для изотермического процесса при условии, что жидкость является слабосжимаемой, можно получить соотношение для вычисления зависимости нефтенасыщенности от давления в зоне разгазирования:

$$\varphi(s_o) = \frac{f_g(s_o)}{f_o(s_o)} = \frac{\mu_g}{\mu_o} \frac{p_{st}}{p} G \left(1 - \frac{p}{p_f}\right) = F(p) \quad (1)$$

(p_f — давление насыщения нефти газом, МПа).

Предполагается, что пласт насыщен газированной нефтью и пластовое давление выше давления насыщения. После пуска скважины с постоянным дебитом забойное давление становится меньше давления насыщения. В зоне разгазирования нефти проницаемость пласта меняется в зависимости от нефтенасыщенности, изменение упругоэластичности не учитывается (разгазирование происходит только в призабойной зоне). В этом случае нестационарная фильтрация нефти к вертикальной скважине в круговом пласте с учетом разгазирования нефти в призабойной зоне описывается системой уравнений

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k(p)}{\mu_o} r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r_w < r < R_e, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (2)$$

$$p(r, 0) = p_e, \quad r_w \leq r \leq R_e; \quad (3)$$

$$p(R_e, t) = p_e, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (4)$$

$$2\pi H \frac{k(p)}{\mu_o} r \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} = Q + C_w \frac{\partial p}{\partial t}, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (5)$$

$$k(p) = \begin{cases} f_o[s_o(p)]k, & p < p_f, \\ k, & p \geq p_f, \end{cases}$$

где r_w , R_e — радиусы скважины и контура питания, м; Q — дебит, м³/сут; C_w — коэффициент влияния ствола скважины, м³/(сут · МПа); β^* — упругоёмкость пласта, МПа⁻¹; t_{exp} — время работы скважины, сут.

Зависимость нефтенасыщенности от давления $s_o(p)$ в зоне разгазирования находится из соотношения (1).

Система нелинейных уравнений (1)–(5), описывающая фильтрацию газированной жидкости к вертикальной скважине, решается численно с помощью метода конечных разностей. В области решения строится сгущающаяся к скважине неравномерная сетка. Полученная нелинейная система разностных уравнений решается с использованием метода простой итерации и алгоритма прогонки. При этом итерационный процесс повторяется до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность.

Исследование гидродинамических процессов при фильтрации газированной жидкости к вертикальной скважине. Исследуются гидродинамические процессы при фильтрации газированной жидкости к вертикальной скважине при значениях параметров, соответствующих условиям месторождений Республики Татарстан: $r_w = 0,1$ м, $R_e = 100$ м, $H = 5$ м, $k = 0,1$ мкм², $G = 100$ м³/м³, $p_f = 6$ МПа, $\beta^* = 10^{-4}$ МПа⁻¹, $\mu_o = 25$ мПа · с, $\mu_g = 0,012$ мПа · с, $p_e = 8$ МПа, $t_{exp} = 1$ сут. Скважина до остановки работала в течение 5 сут (дебит $Q = 5$ м³/сут).

В гидродинамической модели двухфазной фильтрации нефти и газа используются относительные фазовые проницаемости как однозначные функции насыщенности. Для вычисления нефтенасыщенности в зоне разгазирования фазовые проницаемости задаются в виде [24]

$$f_o(s_o) = \left(\frac{s_o - s_o^0}{1 - s_o^0} \right)^3, \quad f_g(s_o) = \left(\frac{1 - s_o - s_g^0}{1 - s_g^0} \right)^3,$$

где $s_o^0 = 0,25$, $s_g^0 = 0,01$.

С использованием предложенной модели исследуется влияние газового фактора, давления насыщения и проницаемости пласта на кривые восстановления давления. На рис. 1,а приведены зависимости изменения давления и его производной от времени, на рис. 1,б — распределение проницаемости в пласте в момент остановки скважины при $C_w = 0$ и различных значениях давления насыщения. При увеличении значения давления насыщения увеличивается радиус зоны разгазирования в призабойной области и уменьшается проницаемость для нефти в этой зоне (см. рис. 1,б), соответственно увеличивается перепад давления в скважине (см. рис. 1,а). Наличие призабойной зоны с пониженной проницаемостью наблюдается на кривых производной давления, при $C_w \neq 0$ эта зона отсутствует вследствие влияния ствола скважины. Из рис. 1,б следует, что давление насыщения оказывает влияние на радиус зоны разгазирования и проницаемость в этой зоне. На рис. 2 приведены распределения проницаемости в пласте в момент остановки скважины при различных значениях газового фактора. Видно, что при увеличении значения газового фактора проницаемость изменяется только в зоне разгазирования, поэтому влияние газового фактора на изменение давления менее существенно, чем влияние давления насыщения. На рис. 3 приведены зависимости изменения давления и его производной от времени при

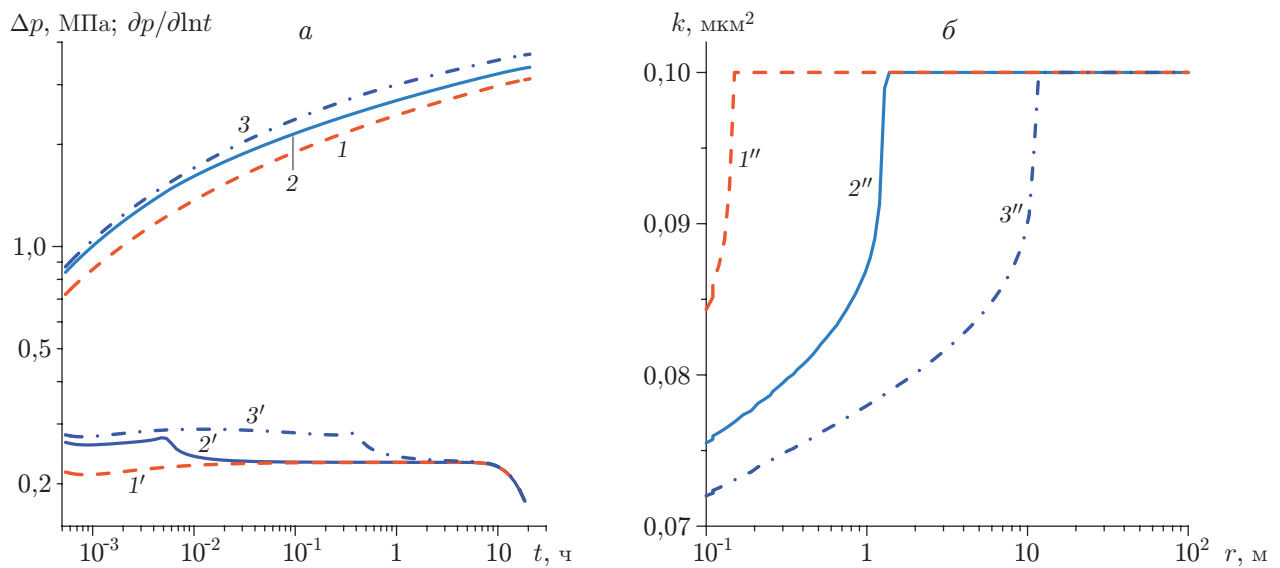


Рис. 1. Зависимости восстановления давления (1–3) и его производной (1'–3') от времени (а) и распределение проницаемости пласта в момент остановки скважины (1''–3'') (б) при $C_w = 0$, $G = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $k = 0,1 \text{ мкм}^2$ и различных значениях давления насыщения нефти газом:
 1, 1', 1'' — $p_f = 5 \text{ МПа}$, 2, 2', 2'' — $p_f = 60 \text{ МПа}$, 3, 3', 3'' — $p_f = 70 \text{ МПа}$

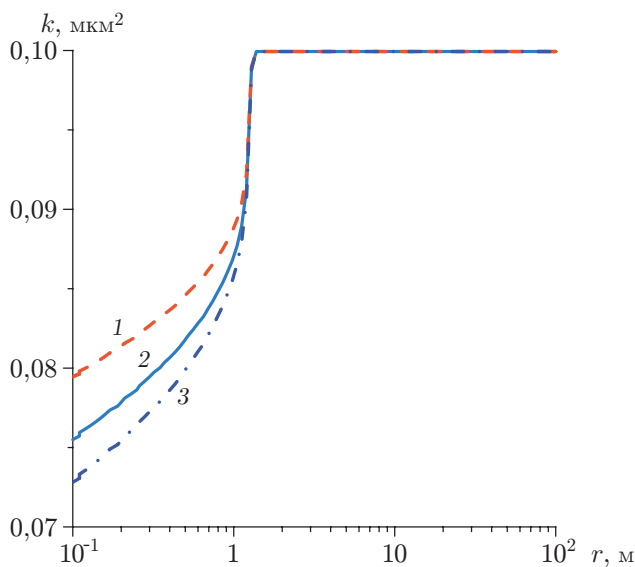


Рис. 2

Рис. 2. Распределение проницаемости в момент остановки скважины при $C_w = 0$, $p_f = 6 \text{ МПа}$, $k = 0,1 \text{ мкм}^2$ и различных значениях газового фактора:
 1 — $G = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, 2 — $G = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, 3 — $G = 150 \text{ м}^3/\text{м}^3$

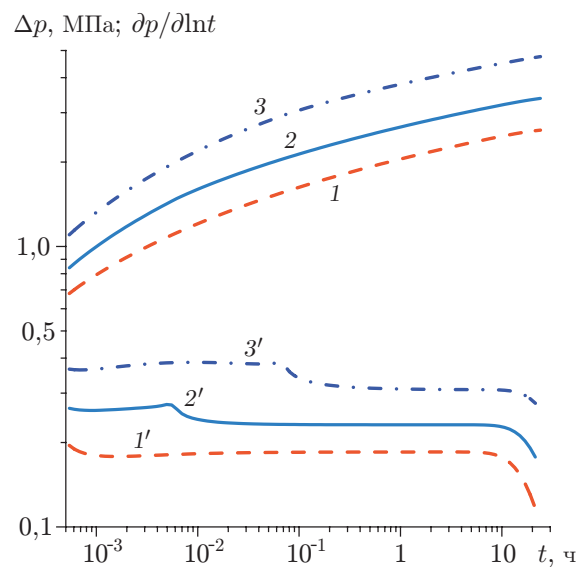


Рис. 3

Рис. 3. Зависимости восстановления давления (1–3) и его производной (1'–3') от времени при $C_w = 0$, $G = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $p_f = 6 \text{ МПа}$ и различных значениях проницаемости пласта:
 1, 1' — $k = 0,125 \text{ мкм}^2$, 2, 2' — $k = 0,1 \text{ мкм}^2$, 3, 3' — $k = 0,075 \text{ мкм}^2$

различных значениях проницаемости пласта. Видно, что при уменьшении проницаемости пласта увеличивается депрессия, соответственно, чем меньше забойное давление по сравнению с давлением насыщения, тем больше радиус зоны разгазирования. Эта закономерность наблюдается также на кривых производной давления при $C_w = 0$.

Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин.

Результаты решения модельных задач показывают, что кривые изменения давления чувствительны к изменениям коэффициента проницаемости, фазового давления и газового фактора. Обратная задача заключается в определении значений коэффициента проницаемости k , давления насыщения p_f , газового фактора G и коэффициента влияния ствола скважины C_w , в случае когда процесс фильтрации газированной жидкости в окрестности вертикальной скважины описывается системой (1)–(5). Кроме того, известны изменения забойного давления в скважине после ее пуска или остановки:

$$p(r_w, t) = \varphi(t), \quad 0 < t \leq t_{exp}. \quad (6)$$

Обратная задача (1)–(6) сводится к минимизации функционала-невязки [25–27]:

$$J(\gamma) = \int_0^{t_{exp}} [p(r_w, t) - \varphi(t)]^2 dt, \quad (7)$$

где $p(r_w, t)$ — решение системы уравнений (1)–(5); $\gamma = (k, p_f, G, C_w)$; $0 < a_i \leq \gamma_i \leq b_i$; $a_i = \text{const}$; $b_i = \text{const}$.

Итерационная последовательность для минимизации функционала-невязки (7) строится с использованием метода Левенберга — Марквардта. Сходимость и устойчивость предложенного вычислительного алгоритма тестировались на модельных примерах. При

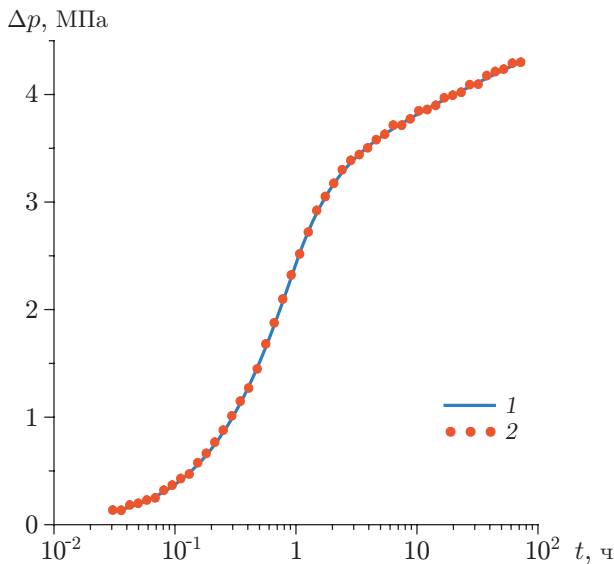


Рис. 4

Рис. 4. Исходная (с возмущениями) (1) и вычисленная (2) кривые возмущения давления

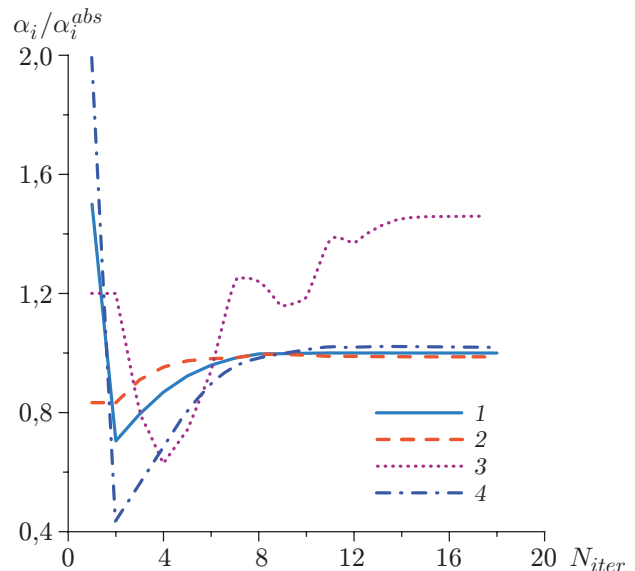


Рис. 5

Рис. 5. Сходимость итерационного процесса для проницаемости пласта k (1), давления насыщения p_f (2), газового фактора G (3) и коэффициента влияния ствола скважины C_w (4)

точных исходных данных сходимость процесса достигается за 10–15 итераций и искомые параметры стремятся к своим истинным значениям.

Для проверки устойчивости предложенного алгоритма в исходные данные случайным образом вводились погрешности в пределах $\pm 0,025$ МПа. При возмущенных исходных данных процесс минимизации функционала-невязки (7) сходится за 15–25 итераций. Результаты расчетов представлены на рис. 4, 5. На рис. 4 приведена исходная кривая восстановления давления с введенными погрешностями и вычисленная кривая. Коэффициенты проницаемости, влияния ствола скважины и давление насыщения сходятся к своим истинным значениям, значение газового фактора определяется с большой погрешностью (см. рис. 5). Для более точного определения значения газового фактора необходимы дополнительные измерения, например изменения температуры в забое скважины.

Результаты проведенных расчетов показывают, что по кривым изменения забойного давления, зарегистрированным после пуска или остановки скважины, можно определить проницаемость пласта и давление насыщения при разгазировании нефти в призабойной зоне.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Wyckoff R. D., Botset H. G.** The flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands // *Physics*. 1936. V. 1. P. 325–345.
2. **Христианович С. А.** О движении газированной жидкости в пористых породах // *Прикл. математика и механика*. 1941. Т. 5, вып. 2. С. 277–282.
3. **Глоговский М. М., Розенберг М. Д.** Вытеснение газированной нефти водой в случае радиальной фильтрации // *Тр. Моск. нефт. ин-та им. И. И. Губкина*. 1953. Вып. 12. С. 206–223.
4. **Зиновьева Л. А.** Приближенный метод расчета притока газированной нефти к скважинам с учетом реальных свойств пластовых нефтей // *Тр. ВНИИ нефтегаз*. 1954. Вып. 6. С. 254–269.
5. **Боксерман А. А.** Расчет притока газированной нефти к скважинам в случае заданного забойного давления при режиме растворенного газа // *НТС по добыче нефти. ВНИИ*. 1959. Вып. 3. С. 88–97.
6. **Мищенко И. Т., Нурумовой С. Ж.** Некоторые особенности разработки нефтяных месторождений при эксплуатации добывающих скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом // *Нефть, газ и бизнес*. 2005. № 1. С. 59–64.
7. **Богопольский А. О., Иванов А. Н., Фаткуллин А. А.** Закономерности и особенности фильтрации микропузырьков газожидкостных растворов в пористых средах // *Инж.-физ. журн.* 2000. Т. 73, № 2. С. 274–282.
8. **Михайлов Д. Н.** Особенности процесса вытеснения нефти при наличии микропузырьков в фильтрационном потоке // *ПМТФ*. 2012. Т. 53, № 3. С. 68–83.
9. **Рамазанов А. Ш., Паршин А. В.** Температурное поле в нефтеводонасыщенном пласте с учетом разгазирования нефти // *Нефтегазовое дело*. 2006. № 1. С. 1–22.
10. **Филиппов А. И., Девяткин Е. М.** Нестационарное температурное поле при фильтрации газожидкостных смесей // *Теплофизика высоких температур*. 2001. Т. 39, № 6. С. 962–969.
11. **Маскет М.** Течение однородных жидкостей в пористой среде // М.; Ижевск: Науч.-издат. центр “Регулярная и хаотическая динамика”, 2004.
12. **Усенко В. Ф.** Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. М.: Недра, 1967.
13. **Savioli G. B., Bidner M. S.** Simulation of the oil and gas flow toward a well — a stability analysis // *J. Petroleum Sci. Engng*. 2005. V. 48. P. 53–69.

14. Muskat M., Wyckoff R. P., Botset H. G., Meres M. W. Flow of gas-liquid mixtures through sands // Trans. AIME. 1937. V. 123, N 1. P. 69–96.
15. Martin J. C. Simplified equation of flow in gas-drive reservoirs and the theoretical foundation of multiphase pressure buildup analysis // Trans. AIME. 1959. V. 216. P. 309–311.
16. Perrine R. L. Analysis of pressure buildup curves // API. 1956. V. 216. P. 482–509.
17. Боксерман А. А., Зазовский Ф. Я., Каменецкий С. Г. Об определении параметров пласта при неустановившемся притоке газированной жидкости к забою скважины // НТС по добыче нефти. ВНИИ. 1963. Вып. 19. С. 34–39.
18. Чекалюк Э. Б. Определение физических параметров пласта при нестационарной фильтрации газированной жидкости // НТС по добыче нефти. ВНИИ. 1963. Вып. 19. С. 60–64.
19. Miller C. C., Dyes A. V., Hutchinson C. A. The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom hole pressure build-up characteristics // J. Petroleum Technol. 1950. V. 2, N 4. P. 91–104.
20. Кременецкий М. И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2012.
21. Kamal M. M. Transient well testing. Richardson: Soc. Petroleum Engrs, 2009. (Henry L. Doherty Ser.; V. 23).
22. Данько М. Ю., Индруцкий И. М., Шанин Е. В. Анализ кривой восстановления давления с учетом неравновесного растворения газа // Технологии нефти и газа. 2020. № 5. С. 47–54.
23. Вольпин С. Г., Корнаева Д. А., Саитгареев А. Р. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. 2013. Вып. 146. С. 159–170.
24. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостехиздат, 1963.
25. Хайруллин М. Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М. Х. Хайруллин, Р. С. Хисамов, М. Н. Шамсиев, Р. Г. Фархуллин. М.; Ижевск: Науч.-издат. центр “Регулярная и хаотическая динамика”: Ин-т компьютер. исслед., 2006.
26. Бадертдинова Е. Р., Салимьянов И. Т., Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н. Численное решение коэффициентной обратной задачи о нестационарной фильтрации к скважине, пересеченной трещиной гидравлического разрыва // ПМТФ. 2012. Т. 53, № 3. С. 84–89.
27. Шамсиев М. Н. Оценка фильтрационных параметров газового пласта по результатам вертикального гидропрослушивания // ПМТФ. 2019. Т. 60, № 3. С. 128–135.

*Поступила в редакцию 12/IV 2021 г.,
после доработки — 21/V 2021 г.
Принята к публикации 31/V 2021 г.*