

DOI: [10.7242/1999-6691/2021.14.4.35](https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.4.35)

УДК 532.546

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ БЕЗРАЗМЕРНОГО ПРЕДЕЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ НА ОТКЛОНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ОТ КЛАССИЧЕСКОГО ЗАКОНА

А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

Истощение запасов углеводородов в коллекторах (горных породах, содержащих поры, каверны или системы трещин) с высокой и средней проницаемостью приводит к увеличению доли вводимых в эксплуатацию доли низкопроницаемых коллекторов. В таких породах–коллекторах наблюдаются нелинейные эффекты фильтрации: при малых градиентах давления течение не подчиняется классическому закону фильтрации (закону Дарси). Одним из способов описания нелинейных эффектов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах является закон фильтрации с предельным градиентом давления (ПГД). Роль этого параметра в отклонении фильтрации от закона Дарси ранее не анализировалась. Цель работы заключается в оценке влияния предельного градиента давления на процесс фильтрации. В представленной статье обезразмерены и решены уравнения пьезопроводности для фильтрации по классическому закону и закону фильтрации с ПГД при условиях плоскорадиальной симметрии задачи и поддержании постоянного давления в скважине. Решение уравнения пьезопроводности в случае классического закона фильтрации находилось с помощью автоматической переменной, а уравнение пьезопроводности при фильтрации по закону с ПГД решалось методом интегральных соотношений. В результате получены зависимости безразмерного дебита от безразмерного времени для обоих законов фильтрации. Для подтверждения тождественности найденных решений осуществлен сравнительный анализ при нулевом предельном градиенте давления. Проведено сравнение зависимостей дебита от времени при фильтрации по классическому закону и по закону с ПГД при различных значениях последнего. Проанализирована зависимость вида кривой падения дебита от величины предельного градиента давления. Выявлено, что с его ростом влияние нелинейных эффектов на фильтрацию увеличивается: нелинейные эффекты начинают сказываться значительно раньше, а кривые падения дебита при фильтрации по закону с ПГД сильнее отклоняются от кривой падения дебита при классическом законе фильтрации.

Ключевые слова: механика сплошных сред, метод интегральных соотношений, нетрадиционные запасы нефти, низкопроницаемый коллектор, предельный градиент давления (ПГД), нелинейная фильтрация, кривая падения дебита

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF A DIMENSIONLESS THRESHOLD PRESSURE GRADIENT ON DEVIATION OF FILTRATION FROM CLASSICAL FILTRATION LAW

A.Ya. Gilmanov and A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

Depletion of hydrocarbon reserves in reservoirs with high and medium permeability increases the proportion of low permeability reservoirs in which nonlinear filtration effects are observed: at low pressure gradients, filtration does not obey the classical filtration law (Darcy's law). One of the methods to describe the nonlinear filtration effects is to apply the filtration law with a threshold pressure gradient (TPG). The influence of this parameter on the deviation of filtration from Darcy's law has not been previously analyzed. The aim of this work is to evaluate this effect of the TPG. Piezoconductivity equations are nondimensionalized and solved according to the classical filtration law and the filtration law with TPG for plane radial flow and constant well pressure. In the framework of the classical filtration law, the piezoconductivity equation is solved by applying a self-simulated variable. Using the filtration law with TPG, the conductivity equation solution is solved by the method of integral relations. Relations between dimensionless production rate and dimensionless time for both filtration laws are found from the solved piezoconductivity equations. To prove the identity of the obtained solutions, a comparative analysis is performed for a threshold pressure gradient equal to zero. Comparison of production decline curves for classical filtration law and filtration law with TPG at various values TPG is carried out. The relation between the shapes of the production decline curves shape and various dimensionless TPG values is analyzed. With increasing dimensionless TPG, the influence of nonlinear effects on filtration increases: the nonlinear filtration effects become apparent earlier, and the production decline curves for the filtration law with TPG deviate greater from the production decline curve for the classical filtration law.

Key words: continuum mechanics, method of integral relations, unconventional oil reserves, low permeability reservoir, threshold pressure gradient (TPG), nonlinear filtration, production decline curve

1. Введение

В настоящее время из-за истощения традиционных запасов нефти растет интерес к разработке нетрадиционных запасов нефти [1], в том числе в коллекторах с низкой проницаемостью (параметром, который характеризует способность пористой среды пропускать жидкость через себя — фильтровать) [2], в которых, как показывают исследования фильтрации в керне, при малых градиентах давления имеют место отклонения фильтрации от классического закона [3, 4]. Нелинейные эффекты в низкопроницаемых коллекторах наблюдаются и в экспериментах по фильтрации: воды при остаточной нефтенасыщенности и 100%-ной водонасыщенности [5], нефти при остаточной водонасыщенности [5]; двухфазной фильтрации воды и нефти в разных соотношениях [5]; суспензий, являющихся неньютоновскими жидкостями [6]. При этом в условиях больших скоростей фильтрации жидкости вместо закона Дарси используется двучленный закон Форцгеймера [7].

Для математического описания нелинейных эффектов фильтрации служит, в частности, предельный градиент давления (ПГД). В одних источниках его определяют как значение градиента давления в точке пересечения с осью абсцисс графика скорости фильтрации от градиента давления (градиентов давлений). При градиентах давления, меньших ПГД, скорость фильтрации считается равной нулю [8]. В других источниках за ПГД принимается величина градиента давления, начиная с которой тангенс угла наклона графика зависимости от него скорости фильтрации становится постоянным, а значение градиента давления в точке пересечения кривой скорости фильтрации, как его функции, с осью абсцисс называют начальным градиентом давления [5]. Иногда закон фильтрации с ПГД именуют квазилинейным.

Известны и другие виды связи скорости фильтрации с градиентом давления, описывающие нелинейные эффекты фильтрации: степенной закон [9], эмпирические зависимости [5], кусочно-линейные функции [10], представление проницаемости как функции градиента давления, определяемой на основе экспериментальных или промысловых данных [8].

Численные модели, применяемые к расчетам течений в низкопроницаемых коллекторах и учитывающие отклонение фильтрации от классического закона с помощью различных нелинейных законов, позволяют строить прогнозы, более точные по сравнению с моделями, которые используют классический закон фильтрации [4, 8]. Так, на основании численных экспериментов в [10] делается вывод о необходимости принятия во внимание нелинейных эффектов фильтрации в сверхнизкопроницаемых коллекторах. В [11] по результатам численного моделирования при переменных режимах функционирования скважины установлено, что нелинейные эффекты фильтрации следующим образом сказываются на дебите скважины: чем больше значение ПГД, тем сильнее падает дебит по сравнению с дебитом при классическом законе фильтрации. Однако подробный анализ связи уровня предельного градиента давления с динамикой падения дебита нефти не проводился, что и обуславливает актуальность настоящей работы.

Цель работы — оценить в коллекторе с вертикальной скважиной, в которой поддерживается постоянное давление, влияние величины ПГД на интенсивность проявления нелинейных эффектов фильтрации путём сравнения кривых падения дебита при фильтрации по классическому закону [12] и по закону с ПГД при его различных значениях. Получено приближённое аналитическое решение для дебита нефти с уточнёнными начальными условиями, соответствующими радиальной постановке задачи (понятие о радиальном режиме течения в пласте является основополагающим для теории гидродинамических исследований), которое сравнивается с решением на основе классического закона фильтрации при отсутствии ПГД. Впервые вводятся характерные безразмерные моменты времени, при которых динамика дебита нефти, рассчитанная по закону с ПГД, начинает отклоняться от динамики дебита по классическому закону фильтрации. Проведённый расчёт позволит уточнить прогноз дебита нефти на реальном месторождении.

2. Постановка задачи и обезразмеривание величин

Для достижения поставленной цели необходимо найти безразмерные дебиты при фильтрации по классическому закону фильтрации и закону фильтрации с ПГД при постоянном давлении в вертикальной скважине, разработка которой происходит традиционными методами, и затем сравнить полученные зависимости дебита от времени между собой.

Начальное условие для рассматриваемой задачи следующее: до запуска скважины давление p по всему пласту одинаково:

$$p(r, 0) = p_0, \quad (1)$$

где p_0 — пластовое давление, r — радиальная координата.

После задания начальных условий (1) необходимо поставить граничные условия. Давление в скважине во все моменты времени $t > 0$ поддерживается равным:

$$p(r_w, t > 0) = p_w, \quad (2)$$

где r_w — радиус скважины, p_w — давление в скважине. На бесконечном удалении от скважины давление во все моменты времени t равно пластовому:

$$p(r \rightarrow \infty, t) = p_0. \quad (3)$$

Из уравнений неразрывности слабосжимаемой жидкости и закона фильтрации находится уравнение пьезопроводности, после обезразмеривания и решения которого получается зависимость дебита от времени.

Уравнение неразрывности слабосжимаемой жидкости выглядит так:

$$c_1 m \frac{\partial p}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{u} = 0, \quad (4)$$

где c_1 — коэффициент общей сжимаемости пластовой системы, m — коэффициент пористости, равный отношению объёма пор к общему объёму пласта, \mathbf{u} — вектор скорости фильтрации.

Закон фильтрации записывается в виде [12]:

$$\nabla p = -\Pi \Phi \left(\frac{u}{\lambda} \right) \frac{\mathbf{u}}{u}, \quad (5)$$

где λ — характерное значение скорости фильтрации, Π — характерное значение градиента давления, u — скорость фильтрации, $\Phi(u/\lambda)$ — функция, связывающая градиент давления и скорость фильтрации. Закон фильтрации также можно записать в другом виде, если выразить скорость фильтрации через градиент давления [9]:

$$\mathbf{u} = -\lambda \psi \left(\frac{|\nabla p|}{\Pi} \right) \frac{\nabla p}{|\nabla p|}; \quad (6)$$

где $\psi(|\nabla p|/\Pi)$ — функция, связывающая скорость фильтрации и градиент давления.

Уравнение пьезопроводности получается в результате подстановки скорости фильтрации (6) в уравнение неразрывности (4). При этом считается, что течение плоскорадиальное одномерное:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\lambda}{c_1 m} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \psi \left(\frac{1}{\Pi} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]. \quad (7)$$

Обезразмеривание величин производится по формулам:

$$P = \frac{p - p_w}{p_0 - p_w}, \quad (8)$$

$$R = \frac{r}{r_w}, \quad (9)$$

$$T = \frac{\kappa t}{r_w^2}, \quad (10)$$

$$Q = \frac{\mu q}{2\pi k h (p_0 - p_w)}. \quad (11)$$

Здесь: P , R , T , Q — безразмерные давление, радиальная координата, время и дебит; κ — коэффициент пьезопроводности; q — размерный дебит (расход добываемой жидкости); μ — вязкость флюида; k — проницаемость; h — мощность пласта. Коэффициент пьезопроводности κ определяется по формуле:

$$\kappa = \frac{k}{c_1 m \mu}. \quad (12)$$

Граничные условия (2) и (3) с учётом выражений (8) и (9) принимают вид:

$$P(R=1) = \frac{p_w - p_w}{p_0 - p_w} = 0, \quad (13)$$

$$P(R \rightarrow \infty) = \frac{p_0 - p_w}{p_0 - p_w} = 1. \quad (14)$$

3. Решение задачи при фильтрации по классическому закону

Решение задачи при фильтрации по классическому закону находится с помощью автомодельной переменной [13]. При классическом законе фильтрации справедливы соотношения: $\Pi = 1$, $\lambda = k/\mu$, $\psi = \partial p/\partial r$. Тогда уравнение (7) можно записать как

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{k}{c_m \mu} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]. \quad (15)$$

После вычисления в (15) производных и подстановки коэффициента пьезопроводности (12) уравнение (15) принимает вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right). \quad (16)$$

Уравнение (16) обезразмеривается в результате замены переменных согласно формулам (8), (9):

$$\frac{\partial P}{\partial T} = \frac{\partial^2 P}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial P}{\partial R}. \quad (17)$$

Автомодельная переменная вводится следующим образом:

$$\xi = \frac{R}{2\sqrt{T}}. \quad (18)$$

Определение производных давления по автомодельной переменной (18), их подстановка в (17) приводят к выражению:

$$\frac{d^2 P}{d\xi^2} + \left(\frac{1}{\xi} + 2\xi \right) \frac{dP}{d\xi} = 0. \quad (19)$$

В результате обратной подстановки значения автомодельной переменной (18) и учета граничных условий (13) и (14) решение дифференциального уравнения (19) принимает вид:

$$P = 1 - \text{Ei}(-R^2/(4T)) / \text{Ei}(-1/(4T)), \quad (20)$$

где $\text{Ei}(-1/(4T))$ — интегральная показательная функция от аргумента $-1/(4T)$.

Дебит находится по формуле:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} r_w \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}. \quad (21)$$

С учетом (8), (9) и (11) дебит (21) записывается в виде:

$$Q = \left(\frac{\partial P}{\partial R} \right)_{R=1}. \quad (22)$$

Подстановка (20) в (22) позволяет получить зависимость дебита от времени при фильтрации по классическому закону:

$$Q = -\left(2/\text{Ei}(-1/(4T)) \right) \exp^{-1/(4T)}. \quad (23)$$

4. Решение задачи при законе фильтрации с ПГД

В случае фильтрации с предельным градиентом давления решение находится с помощью метода интегральных соотношений [12]. Так как в уравнении (7) давление содержится только под знаком производной, то вместо него можно писать возмущение давления:

$$p_d = p - p_0. \quad (24)$$

Под зоной возмущения далее будет пониматься область пласта, где давление существенно отличается от пластового. Граница этой области удалена от скважины и называется границей зоны возмущения.

Распределение скоростей фильтрации в зоне возмущения принимается следующим:

$$u(r, t) = \frac{q_g(t)}{2\pi r h} \left[1 - \frac{r}{l(t)} \right], \quad r \leq l(t), \quad (25)$$

где q_g — дебит при фильтрации по закону с ПГД, $l(t)$ — положение границы зоны возмущения в зависимости от времени, которое находится из соотношения материального баланса [12]:

$$\frac{d}{dt} \int_0^{l(t)} 2\pi r m h c_i p_d(r, t) dr = -q_g(t). \quad (26)$$

В законе фильтрации (5) давление под знаком градиента можно заменить на возмущение давления (24) и переписать выражение относительного его:

$$p_d(r, t) = - \int_r^{l(t)} \Pi \Phi \left(\frac{|u(r, t)|}{\lambda} \right) dr. \quad (27)$$

При законе фильтрации с ПГД выполняются соотношения: $\Pi = G$, $\lambda = kG/\mu$, $\Pi(u/\lambda) = u/\lambda + 1$, где G — предельный градиент давления. После их подстановки в (27) получается формула для отыскания возмущения давления:

$$p_d(r, t) = - \int_r^{l(t)} G \left(\frac{\mu}{kG} u + 1 \right) dr, \quad (28)$$

а безразмерный ПГД и положение границы зоны возмущения находятся по формулам:

$$\Gamma = G \frac{r_w}{p_0 - p_w}, \quad (29)$$

$$L = \frac{l}{r_w}. \quad (30)$$

Подстановка в (28) значения скорости фильтрации из (25), учёт формул (8), (9), (29), (30) и вычисление интеграла приводят к выражению:

$$P = 1 - Q_g \left[\ln \left(\frac{L}{R} \right) + \left(1 - \frac{R}{L} \right) \left(\frac{\Gamma}{Q_g} L - 1 \right) \right], \quad (31)$$

где Q_g — безразмерный дебит при фильтрации по закону с ПГД.

Далее необходимо подставить в (31) граничное условие (13) и выразить значение дебита:

$$Q_g = \frac{1 - \Gamma(L - 1)}{\ln(L) + \frac{1}{L} - 1}, \quad L \geq 1. \quad (32)$$

При этом неравенство в (32) следует из условия к (25).

Обезразмеривание уравнения материального баланса (26) производится по формулам (8)–(10), (22):

$$\frac{d}{dT} \int_0^L R(P-1) dR = -Q_g. \quad (33)$$

Учёт в (33) давления (31) и преобразования дают уравнение для определения положения границы зоны возмущения:

$$\frac{d}{dT} (Q_g L^2 + 2\Gamma L^3) = 12Q_g. \quad (34)$$

Граница зоны возмущения должна выходить за внешнюю границу скважины, однако не достигать зоны, где давление становится равным пластовому. Тогда в (34), с учётом (29) и (30), на координату безразмерной границы зоны возмущения накладывается условие:

$$1 \ll L \ll \Gamma^{-1}, \quad (35)$$

где левое неравенство соответствует удалению границы зоны возмущения от внешней границы скважины, а правое — недостижению ею зоны, где давление равняется пластовому, поскольку в этом случае имеется перепад давления $p_0 - p_w$ (см. (29)). При условии (35) уравнение (34) можно упростить, если воспользоваться определением производной сложной функции. В итоге получается дифференциальное уравнение:

$$2LdL \approx 12dT. \quad (36)$$

Решение дифференциального уравнения (36) при начальном условии $L(T=0)=1$, которое соотносится с координатой безразмерной границы зоны возмущения, равной радиусу скважины (согласно (30)):

$$L \approx \sqrt{12T} + 1. \quad (37)$$

Следует отметить, что осуществить численное решение дифференциального уравнения (34) не представляется возможным из-за начального условия, при котором знаменатель необходимого для расчёта дебита нефти выражения (32) обращается в нуль. Поэтому в работе предлагается приближённая аналитическая методика расчёта дебита нефти при фильтрации с ПГД.

Зависимость дебита от времени при фильтрации по закону с ПГД можно получить, если подставить в уравнение для нахождения дебита (32) координату безразмерной границы зоны возмущения из (37) и учесть условие (35):

$$Q_g = \frac{1 - \Gamma(\sqrt{12T})}{\ln(\sqrt{12T} + 1) + \frac{1}{\sqrt{12T} + 1} - 1}, \quad 1 \ll \sqrt{12T} + 1 \ll \Gamma^{-1}. \quad (38)$$

5. Результаты работы

Далее, необходимо провести сравнение кривых падения дебита при фильтрации по классическому закону и по закону фильтрации с ПГД при $\Gamma=0$. Поскольку в этом случае ПГД отсутствует, и фильтрация происходит по классическому закону, решения по двум законам должны совпадать друг с другом.

Для расчётов классический закон фильтрации используется в виде (23) с интегральной показательной функцией, найденной с точностью до 1% [13].

Уравнение для дебита при законе фильтрации с ПГД (38) в случае $\Gamma=0$ становится следующим:

$$Q_g = \frac{1}{\ln(\sqrt{12T} + 1) + \frac{1}{\sqrt{12T} + 1} - 1}. \quad (39)$$

На рисунке 1 изображены зависимости дебита от времени в полулогарифмическом масштабе, рассчитанные по формулам (23) и (39). Анализ кривых показывает удовлетворительное соответствие решений для классического закона фильтрации и закона фильтрации с ПГД при $\Gamma = 0$ во всём расчётном диапазоне времени. Из сопоставления графиков дебита для классического закона фильтрации и закона фильтрации с ПГД при $\Gamma = 0$ можно сделать вывод о том, что величины дебита, вычисляемые по формуле (38), корректны, и их можно использовать для оценки дебитов при фильтрации по закону с ПГД.

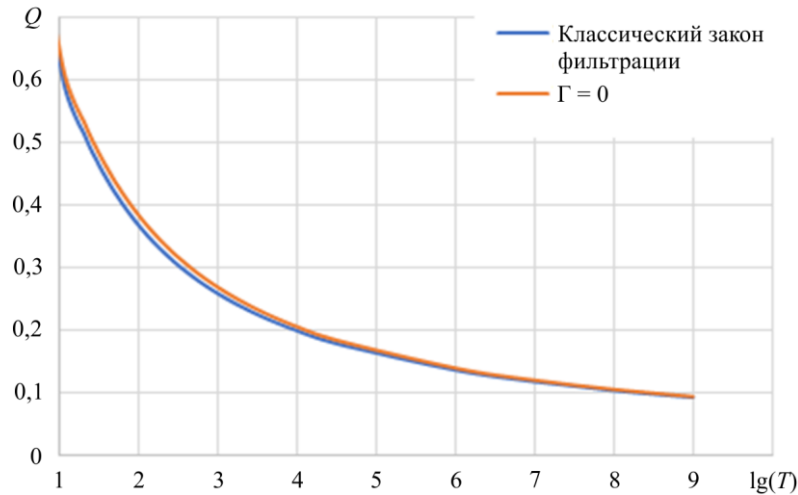


Рис. 1. К сравнению кривых падения безразмерного дебита при фильтрации по классическому закону и по закону с предельным градиентом давления при $\Gamma = 0$

Получены решения для закона фильтрации с ПГД при различных значениях Γ (Рис. 2). Здесь же для сравнения пунктиром изображена кривая падения дебита при фильтрации по классическому закону (23). Точками отмечены её пересечения с кривыми падения дебитов по закону с ПГД, которые рассчитаны по формуле (38) для различных значений предельного градиента давления Γ . Точкам пересечения графиков отвечает безразмерное время T^* — это момент начала отклонения фильтрации от классического закона. С момента времени T^* дебит при фильтрации по закону с ПГД убывает быстрее, чем дебит при фильтрации по классическому закону. При времени $T < T^*$ фильтрация по закону с ПГД не отличается от фильтрации по классическому закону. Из рисунка также видно, что при уменьшении значения предельного градиента давления Γ время до момента начала отклонения фильтрации от классического закона (T^*) увеличивается, то есть в коллекторах с малыми значениями Γ нелинейные эффекты фильтрации проявляются позже, а значения дебита дольше соответствуют дебитам при классическом законе фильтрации. На рисунке 2 можно заметить, что при малых значениях Γ кривые падения дебита отклоняются от аналогичной кривой в случае классического закона фильтрации ($T > T^*$) медленнее, чем при больших Γ .

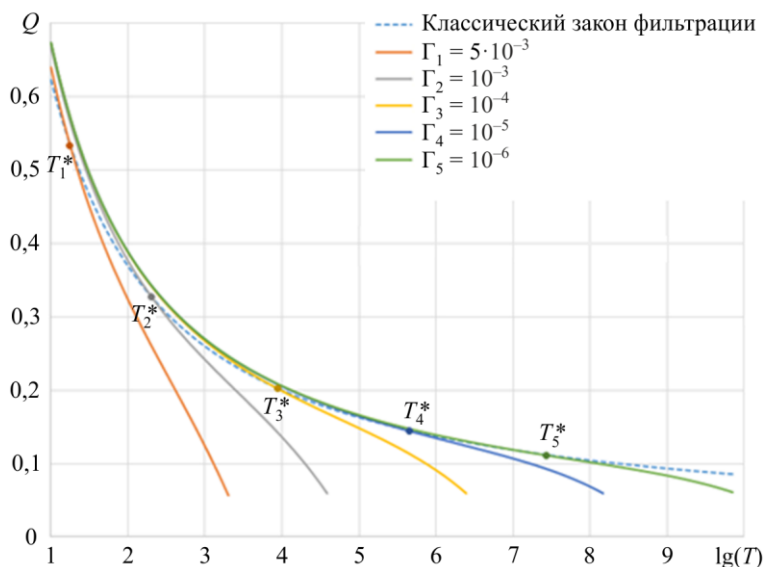


Рис. 2. Сравнение кривых падения безразмерного дебита по классическому закону фильтрации и закону с предельным градиентом давления при различных значениях безразмерного предельного градиента давления Γ

В таблице 1 представлены моменты времени начала отклонения фильтрации от классического закона T^* для различных значений ПГД Γ . Данные таблицы 1 можно перевести в размерные величины по формулам (10), (12) и (29) при $r_w = 0,1$ м, $k = 0,25$ мД, $p_0 - p_w = 10$ МПа, $c_t = 1,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м, $\mu = 3$ МПа·с, $m = 0,1$. Полученные значения приведены в таблице 2.

Таблица 1. Безразмерные моменты времени начала отклонения фильтрации от классического закона T^* , соотносящиеся с Γ – значениями безразмерного ПГД

Γ	$5 \cdot 10^{-3}$	10^{-3}	$5 \cdot 10^{-4}$	10^{-4}	$5 \cdot 10^{-5}$	10^{-5}	$5 \cdot 10^{-6}$	10^{-6}
T^*	17,7	199	606	8702	$2,82 \cdot 10^4$	$4,55 \cdot 10^5$	$1,54 \cdot 10^6$	$2,72 \cdot 10^7$

Таблица 2. Размерные значения предельного градиента давления и соответствующие им значения t^* – времени начала отклонения от классического закона фильтрации при заданных параметрах

G , Па/м	$5 \cdot 10^5$	10^5	$5 \cdot 10^4$	10^4	$5 \cdot 10^3$	10^3	$5 \cdot 10^2$	10^2
t^*	5 минут	1 час	3 часа	2 суток	6 суток	3 месяца	11 месяцев	15,5 лет

Из таблицы 2 видно, что при больших значениях ПГД начало отклонения фильтрации от классического закона t^* при рассмотренных параметрах проявляется быстро и составляет порядка нескольких минут или часов, а при малых значениях ПГД время t^* может достигать нескольких лет. Возможно, что при малых значениях ПГД нелинейные эффекты фильтрации не успеют значительно снизить дебит скважины за время её разработки или нелинейные эффекты фильтрации не успеют проявиться, если время t^* будет превышать время разработки.

Из полученных графиков зависимости дебита от времени в случае фильтрации по закону с ПГД и их сравнения с аналогичным графиком зависимости при фильтрации по классическому закону (Рис. 2) можно установить, что предельный градиент давления Γ характеризует степень влияния нелинейных эффектов на фильтрацию в коллекторе. Чем больше Γ , тем раньше и заметнее кривая падения дебита при фильтрации по закону с ПГД отклоняется от кривой падения дебита при классическом законе фильтрации. Исходя из уравнения ПГД (29) можно заключить, что уменьшить роль нелинейных эффектов фильтрации в падении дебита можно путём уменьшения давления p_w в забое (в нижней части) скважины, вскрывающей продуктивный пласт.

6. Заключение

Таким образом, в работе получены зависимости дебита от времени при постоянном давлении в вертикальной скважине, разрабатываемой традиционными методами, в случаях классического закона фильтрации и закона фильтрации с ПГД. Из сравнения кривых падения дебита при фильтрации по закону с ПГД и различных значениях Γ с кривой падения дебита при классическом законе фильтрации установлено, что Γ характеризует степень отклонения фильтрации от классического закона: чем больше величина ПГД, тем через меньшее время начинается отклонение. Также при увеличении значения Γ наблюдается более резкое расхождение кривых падения дебита после достижения времени T^* при фильтрации по закону с ПГД.

Исследование показывает, что для уменьшения влияния нелинейных эффектов на фильтрацию необходимо снижать уровень предельного градиента давления Γ , а для этого следует создавать меньшее давление p_w в забое скважины. Возможно, что при больших депрессиях пласта (депрессия — разность между пластовым давлением в районе скважины и ее забойным давлением, вызывающая движение газа из пласта к забою скважины) значение размерного времени начала отклонения фильтрации от классического закона t^* может превысить время эксплуатации скважины и, следовательно, нелинейные эффекты фильтрации не успеют повлиять на дебит за время разработки скважины.

Литература

1. Павлов Д.А., Пецереко С.Н. Особенности гидродинамики насосов для добычи высоковязких нефтей // Вычисл. мех. сплош. сред. 2019. Т. 12, № 2. С. 175-184. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.2.15>
2. Wu M., Zhu J., Li L., Li P. Calculation of perforated vertical and horizontal well productivity in low-permeability reservoirs // SPE Drill. Compl. 2020. Vol. 35. P. 218-236. <https://doi.org/10.2118/198904-PA>
3. Байков В.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керн Приобского месторождения // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 4-7.
4. Wang S., Tan X., Zhang S., Jiang H., Jiang D., Ruan H., Zhang X. Numerical simulation method and laboratory experiments of starting pressure gradient in tight sandstone oil reservoirs // Proc. of the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, October 17-19, 2017. Paper No. SPE-186349-MS. <https://doi.org/10.2118/186349-MS>

5. Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г., Якасов А.В. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований ядра Приобского месторождения // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 8-12.
6. Скульский О.И. Особенности течения концентрированных суспензий твердых частиц // Вычисл. мех. сплош. сред. 2021. Т. 14, № 2. С. 210-219. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.2.18>
7. Сираев Р.Р. Фильтрация жидкости в пористой среде Форцгеймера с пространственно неоднородными пористостью и проницаемостью // Вычисл. мех. сплош. сред. 2019. Т. 12, № 3. С. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
8. Lei Q., Xiong W., Yuan J., Gao S., Wu Y.-S. Behavior of flow through low-permeability reservoirs // Proc. of the SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Rome, Italy, June 9-12, 2008. Paper No. SPE-113144-MS. <https://doi.org/10.2118/113144-MS>
9. Liu S., Han F., Zhang K., Tang Z. Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs // Proc. of the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition. Beijing, China, June 8-10, 2010. Paper No. SPE-132271-MS. <https://doi.org/10.2118/132271-MS>
10. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Интерпретация кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. Москва, 14-16 октября, 2014. Статья № SPE-171174-RU. 8 с. <https://doi.org/10.2118/171174-RU>
11. Шагапов В.Ш., Дударева О.В. Проявление нелинейных эффектов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах при переменных режимах функционирования скважины // Вестн. Том. гос. ун-та. Математика и механика. 2016. № 1(39). С. 102-114. <https://doi.org/10.17223/19988621/39/11>
12. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
13. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. М.: Недра, 1993. 416 с.

References

1. Pavlov D.A., Peshcherenko S.N. Peculiarities of hydrodynamics of pumps for the extraction of high-viscosity oil. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational Continuum Mechanics*, 2019, vol. 12, no. 2, pp. 175-184. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.2.15>
2. Wu M., Zhu J., Li L., Li P. Calculation of perforated vertical and horizontal well productivity in low-permeability reservoirs. *SPE Drill. Compl.*, 2020, vol. 35, pp. 218-236. <https://doi.org/10.2118/198904-PA>
3. Baikov V.A., Kolonskikh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telin A.G. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory filtration studies of the core of the Priobskoye oilfield. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik «NK «Rosneft'»*, 2013, no. 2(31), pp. 4-7.
4. Wang S., Tan X., Zhang S., Jiang H., Jiang D., Ruan H., Zhang X. *Proc. of the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, October 17-19, 2017. Paper No. SPE-186349-MS*. <https://doi.org/10.2118/186349-MS>
5. Baikov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telin A.G., Yakasov A.V. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Analysis and interpretation of the laboratory studies of the core of the Priobskoye oilfield. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik «NK «Rosneft'»*, 2013, no. 2(31), pp. 8-12.
6. Skul'skiy O.I. Features of the flow of concentrated suspensions of solid particles. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational Continuum Mechanics*, 2021, vol. 14, no. 2, pp. 210-219. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.2.18>
7. Siraev R.R. Fluid transport in Forchheimer porous medium with spatially varying porosity and permeability. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational Continuum Mechanics*, 2019, vol. 12, no. 3, pp. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
8. Lei Q., Xiong W., Yuan J., Gao S., Wu Y.-S. *Proc. of the SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Rome, Italy, June 9-12, 2008. Paper No. SPE-113144-MS*. <https://doi.org/10.2118/113144-MS>
9. Liu S., Han F., Zhang K., Tang Z. *Proc. of the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition. Beijing, China, June 8-10, 2010. Paper No. SPE-132271-MS*. <https://doi.org/10.2118/132271-MS>
10. Baikov V.A., Davletbaev A.Ya., Ivaschenko D.S. *Proc. of the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October 14-16, 2014. Paper No. SPE-171174-MS*. <https://doi.org/10.2118/171174-MS>
11. Shagapov V.Sh., Dudareva O.V. Manifestation of nonlinear filtration effects in low permeability reservoirs at variable modes of well functioning. *Vestn. Tom. gos. un-ta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2016, no. 1(39), pp. 102-114. <https://doi.org/10.17223/19988621/39/11>
12. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Theory of fluid flows through natural rocks*. Springer, 1990. 396 p.
13. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika [Underground hydromechanics]*. Moscow, Nedra, 1993. 416 p.

Поступила в редакцию 27.09.2021; после доработки 08.11.2021; принята к опубликованию 14.11.2021

Сведения об авторах

Гильманов Александр Янович, б/с, асп., Тюменский государственный университет (ТюмГУ), 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6; e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович, кфмн, доц., проф., ТюмГУ; e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru