

## Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах

М.В. Зайцев<sup>1</sup>, Н.Н. Михайлов<sup>2,1\*</sup>, Е.С. Туманова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

<sup>3</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгоград, Волгоград, Россия

Рассмотрена фильтрация нефти в низкопроницаемых коллекторах. Проанализированы экспериментальные данные зависимости скорости фильтрации от градиента давления. Показано, что закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах отличается от линейного закона Дарси и от нелинейного закона с начальным градиентом давления. Экспериментально обоснован степенной закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах. Предложены модели влияния нелинейной фильтрации на дебит скважины. Проведен анализ влияния параметров нелинейной фильтрации на дебит скважин при техногенно-измененной околоскважинной зоне.

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллектора, проницаемость, нелинейный закон фильтрации, околоскважинная зона, дебит скважины

**Для цитирования:** Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С. (2021). Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах. *Георесурсы*, 23(4), с. 44–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

### Введение

В настоящее время во всём мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. С каждым годом поиск и разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов становятся все более актуальными задачами.

Низкопроницаемые коллектора выделяют по граничным значениям абсолютной проницаемости. Различные исследователи дают отличающиеся граничные значения  $0,5\text{--}5,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (Xiong et al., 2009; Михайлов, 2008; Levorsen, 1967; Wang et al., 2011).

Обнаружение продуктивных низкопроницаемых коллекторов наиболее вероятно на больших глубинах, где поровое пространство подвержено действию больших нагрузок. Единственным надежным критерием обнаружения низкопроницаемых коллекторов являются результаты опробования. Однако эффективность опробования зависит от особенностей фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и от степени изменения природных фильтрационных свойств в околоскважинных зонах.

Характер и закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах значительно отличаются от характера фильтрации в высокопроницаемых коллекторах в связи с тем, что в низкопроницаемых пластах присутствуют капилляры малого радиуса, они характеризуются сложной структурой и высокими фильтрационными сопротивлениями. Большое значение приобретают молекулярные силы, действующие между жидкой и твердой фазой. В случае двухфазной фильтрации в низкопроницаемом пласте

наблюдаются большие значения капиллярных сил из-за малого радиуса пор, и это сильно влияет на фильтрацию. Если давление вытеснения недостаточно для преодоления сопротивления капиллярных и молекулярных сил, то движение нефти будет прерываться, она разделится на капли, это приведет к увеличению сопротивления фильтрации и снижению эффекта вытеснения.

Специфика фильтрации в низкопроницаемых коллекторах заключается в сильном влиянии межфазных взаимодействий между фильтрующимися флюидами и внутрипоровой поверхностью. В низкопроницаемых терригенных коллекторах увеличивается содержание глинистых минералов, обладающих повышенной поверхностной активностью. Специфика низкопроницаемых коллекторов – это увеличение доли микропор, увеличение различий поровых размеров между микро- и макропорами, а также рост удельной поверхности при уменьшении проницаемости. Такая специфика приводит к аномальным проявлениям сил взаимодействия между флюидами и скелетом породы при фильтрации, что и обуславливает нелинейные фильтрационные эффекты.

Для традиционных коллекторов эффекты межфазных взаимодействий пренебрежимо малы, и их влияние не отражается на закономерностях фильтрации. Поэтому для них закон фильтрации для движущейся фазы соответствует линейному закону Дарси:

$$V = \frac{k}{\mu} \text{grad } p, \quad (1)$$

где  $V$  – скорость фильтрации движущейся фазы,  $k$  – классическая проницаемость пласта,  $\mu$  – вязкость флюида.

Многочисленные данные показывают, что в низкопроницаемых коллекторах из-за взаимодействия внутрипоровой поверхности и жидкости на внутрипоровой поверхности

\* Ответственный автор: Николай Нилович Михайлов  
e-mail: folk200@mail.ru

возникает нефтяной граничный слой (Мархасин, 1977). В граничном слое состав и свойства нефти сильно отличаются от свойств подвижной нефти (Мархасин, 1977). Граничный слой адсорбированной нефти обуславливает гидрофобизацию внутривыводной поверхности, что приводит к изменению смачиваемости (Михайлов и др., 2019). При лабораторных исследованиях гидрофобизация надежно фиксируется даже при фильтрации нефти через гидрофильные породы (Михайлов и др., 2019).

Поэтому в низкопроницаемом коллекторе нефть не является строго ньютоновским флюидом, более того, она не может оставаться без изменения во всей поровой системе. Однако в большинстве случаев для средне- и высокопроницаемых пластов движущаяся нефть рассматривается как ньютоновский флюид. Применяя закон Дарси, успешно решаются многочисленные проблемы разработки средне- и высокопроницаемых пластов на основании теории линейной фильтрации. В средне- и высокопроницаемых коллекторах граничный слой нефти небольшой, и отношение объема граничного слоя к общему поровому объему тоже небольшое. Соответственно, влияние неньютоновского поведения нефти в граничном слое не сказывается на законе фильтрации, который остается линейным. В низкопроницаемых коллекторах, наоборот, эти эффекты нельзя игнорировать, они обуславливают отклонение от линейного закона Дарси.

Многочисленные эксперименты, проводимые с середины двадцатого века, показали, что в низкопроницаемых коллекторах фильтрация не подчиняется линейному закону Дарси (Байков и др., 2013; Ли Сюаньжань, 2015; Baoquan et al., 2011; Nao et al., 2008; Wang et al., 2011). Зависимость скорости фильтрации от градиента давления описывается нелинейной функцией, с выделением начального (пускового) градиента давления.

Традиционная аппроксимация зависимости скорости фильтрации от градиента давления для низкопроницаемых коллекторов показывает очень большое значение начального градиента давления, запускающего фильтрацию (0,1–1,0 МПа/м). При таких высоких значениях пускового градиента давления фильтрация возможна только в призабойной зоне, что не соответствует промысловой практике.

### Экспериментальные данные

В целях установления закономерностей фильтрации в низкопроницаемых коллекторах нами поставлены специальные эксперименты для уточнения вида зависимости скорости фильтрации от градиента давления. Исследовалась коллекция терригенных образцов керна, обладающих средними величинами пористости (от 0,16 до 0,22) и низкими значениями абсолютной проницаемости (от 0,7 до 6 мД). В качестве флюида использовалась природная нефть одного из месторождений Волгоградской области, с невысокой вязкостью (~0,77 мПа·с) и низким газосодержанием (~101 м<sup>3</sup>/т). Действующий градиент давления менялся от 0,01 до 80 МПа/м.

В процессе экспериментов моделировались термобарические условия, соответствующие изучаемым отложениям. Давление и температура выбирались по результатам гидродинамических исследований скважин.

Остаточная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны на капилляриметре,

величина которой на основании утвержденной величины начальной нефтенасыщенности 0,40 д.е., принятой в геолого-физических характеристиках изучаемого объекта, составила 0,60 д.е. Создание начальной нефтенасыщенности осуществлялось путем донасыщения под вакуумом единичных образцов керосином, который затем замещался на нефть при прокачке последней в количестве 10 поровых объемов перед началом эксперимента. Газ в фильтрации не участвовал.

Графические зависимости скорости фильтрации от градиента давления в этих экспериментах представлены на рис. 1.

Исследования показали, что большинство экспериментальных графиков демонстрируют нелинейную взаимосвязь скорости и градиента давления. Отсутствие экспериментальных точек в области низких скоростей фильтрации объясняется сложностью создания низких градиентов давления ( $grad p < 0,05 \frac{МПа}{м}$ ), однако вид экспериментальных зависимостей показывает, что при уменьшении значений градиента давления регистрируемая скорость фильтрации постепенно стремится к нулю,

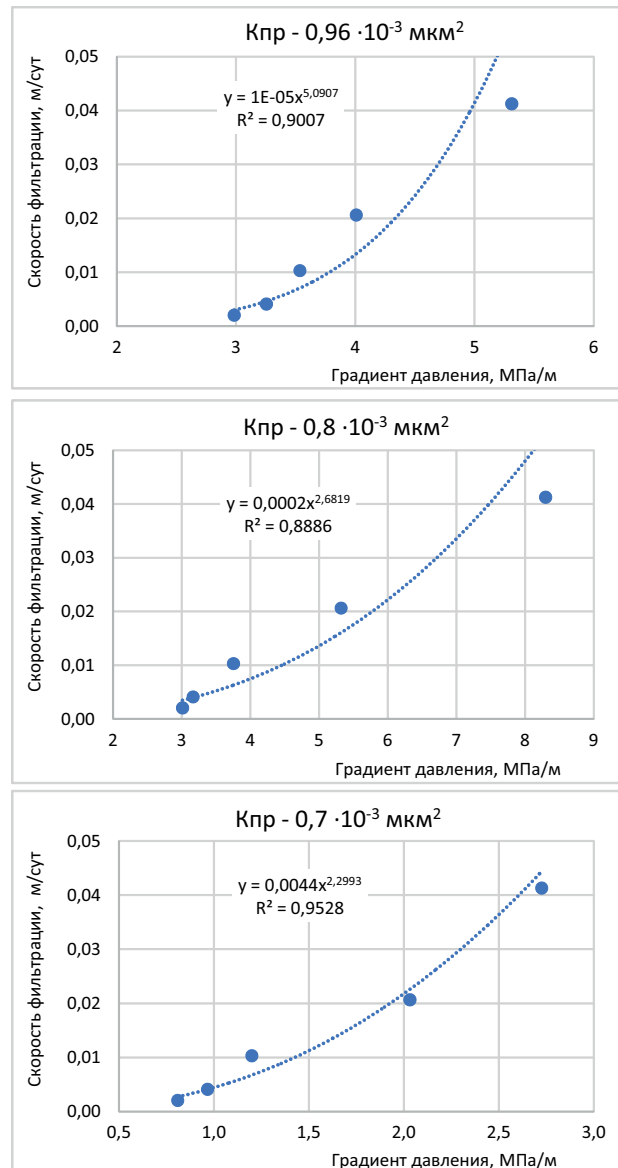


Рис. 1. Экспериментальные зависимости скорости фильтрации нефти от градиента давления для различных образцов

а нулевые значения скорости фильтрации соответствуют нулевым значениям градиента давления.

Традиционная аппроксимация результатов наших экспериментов по фильтрации в низкопроницаемых коллекторах линейными зависимостями демонстрирует не нулевые значения скорости 0,5–3,0 м/сут при нулевых значениях градиента давления. Это обуславливает нефизичность такой аппроксимации. Как было отмечено выше, линейная аппроксимация закона фильтрации в низкопроницаемых коллекторах приводит к возникновению пускового (начального) градиента давления, который не наблюдается по данным промысловых исследований.

Проведенные исследования показали, что зависимость скорости фильтрации от градиента давления, в соответствии с физикой процесса, с высокой степенью корреляции аппроксимируется следующим соотношением:

$$V = \frac{A}{\mu} (grad p)^\gamma. \tag{2}$$

Отметим, что при больших значениях градиента давления степенная зависимость (2) с хорошим приближением стремится к линейной зависимости скорости фильтрации от градиента давления, и закон фильтрации может быть представлен в виде линейного соотношения с начальным градиентом давления. Однако в широком диапазоне изменения градиентов давления закон фильтрации с начальным градиентом давления неприменим. Таким образом, нелинейный закон фильтрации с начальным градиентом давления является частным случаем более общего степенного закона, однако он описывает лишь высоко-градиентную область фильтрации.

В соотношении (2) параметры  $A$  и  $\gamma$  являются постоянными коэффициентами. Коэффициент  $A$  при постоянной вязкости фильтрующегося флюида не является аналогом фазовой проницаемости, но может быть связан с абсолютной проницаемостью через порометрическую характеристику коллектора. Размерность коэффициента  $A$ :

$$A \left[ \text{м}^2 / \left( \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right)^{\gamma-1} \right].$$

На рис. 2 даны зависимости коэффициента  $A$  от значений абсолютной проницаемости коллектора. Исследования показали, что для образцов с разной микроструктурой (с разными значениями абсолютной проницаемости) зависимости коэффициента  $A$  от значений коэффициентов абсолютной проницаемости отличаются.

Для образцов со значениями проницаемости, меньше 3,8 мД, зависимость линейная; для образцов с проницаемостью менее 6 мД – нелинейная. Для значений показателя степени  $\gamma$  зависимости от значений абсолютной проницаемости не обнаружено. Экспериментально установленный диапазон изменений параметра нелинейности  $\gamma$  – от 1 до 5.

Поскольку понятие проницаемости опирается на линейный закон Дарси, то для нелинейной фильтрации этот параметр не имеет строгого определения. Приняв линейный закон фильтрации в небольшом диапазоне изменений градиента давления, и используя в этом диапазоне соотношение Дарси, можно определить некоторую «эффективную» фазовую проницаемость ( $k_f$ ), которая не будет величиной постоянной. Эта проницаемость будет зависеть от действующего градиента давления.

Сопоставив выражения для скорости фильтрации по закону Дарси и по нелинейному степенному закону, можно получить выражение для фазовой проницаемости по нефти ( $k_f$ ):

$$k_f = A(grad p)^{\gamma-1}. \tag{2'}$$

Зависимость фазовой проницаемости по нефти от градиента давления иллюстрирует рис. 3.

Как видно из кривых на графике, градиент давления, до некоторого критического значения, оказывает сильное влияние на фазовую проницаемость по нефти, при превышении же этого значения проницаемость практически не зависит от градиента давления. Область нечувствительности (автомодельности) на зависимости нефтепроницаемости от градиента давления соответствует диапазону изменения градиентов давления, в котором закон фильтрации линейный. Линейность обуславливает постоянство нефтепроницаемости в указанном диапазоне изменений градиента давления. Эта проницаемость может быть охарактеризована как «асимптотическая». Связи между значениями асимптотической фазовой проницаемости и значениями абсолютной проницаемости не обнаружено.

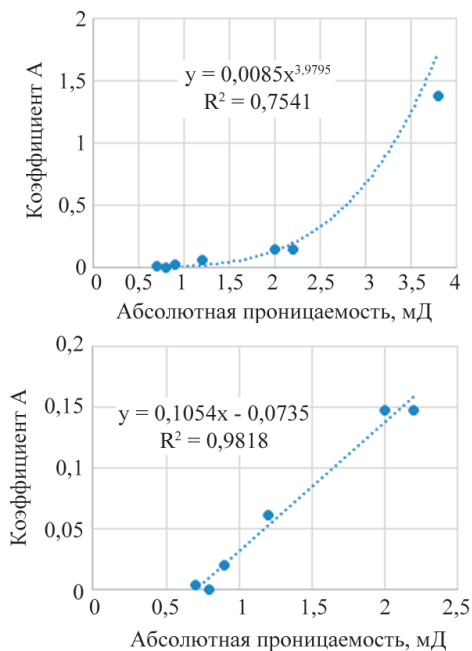


Рис. 2. Зависимость коэффициента  $A$  от абсолютной проницаемости

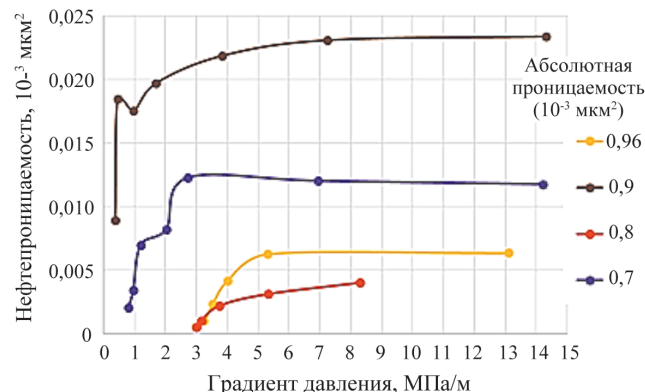


Рис. 3. Зависимость нефтепроницаемости ( $K$ ) от градиента давления

### Физическая интерпретация экспериментальных данных

Установленный нами степенной закон фильтрации принципиально отличается от ранее установленных нелинейных законов. Нелинейность фильтрации отличается от ранее известных нелинейных законов механизмами возникновения нелинейности. Закон Форхгеймера справедлив для высоких значений скоростей фильтрации и числа Рейнольдса. Закон фильтрации вязкопластичных жидкостей определяется их неньютоновскими свойствами и демонстрирует начальный градиент давления (Басниев и др., 1993). Аналогичный закон установлен и для низкопроницаемых коллекторов (Байков и др., 2013), однако для них начальный градиент давления обусловлен физико-химическими взаимодействиями коллектора и флюида (Ли Сюаньжань, 2015; Ваоquan, 2011; Нao, 2008; Wang, 2011).

Все указанные законы предполагают постоянные значения коэффициента проницаемости. Установленный нами нелинейный закон демонстрирует переменные значения коэффициента флюидопроницаемости, что приводит к изменению общепринятых фильтрационных моделей (Лобковский и др., 2019). Степенной вид нелинейного закона фильтрации объясняется спецификой внутрипорового взаимодействия пород и флюидов (при фильтрации через системы пор, осложненных наличием в них граничных слоев) и локальными градиентами давления, возникающими при фильтрации.

В пограничном слое молекулярное взаимодействие флюидов с поверхностью пор достаточно сильное, однако структура и устойчивость слоя зависят не только от физико-химической активности системы флюид – поверхность пор, но и от действующего градиента давления фильтрующей жидкости, который стремится деформировать этот слой. В традиционных коллекторах формирование граничного слоя связано, преимущественно, с физико-химическими взаимодействиями, а влияние градиента давления является подчиненным (Мархасин, 1977). Образование квазикристаллического слоя приводит к снижению фазовой проницаемости, что характерно для традиционных коллекторов. Разрушение же и деформация слоя под действием градиента давления, характерное для низкопроницаемых коллекторов, наоборот, приводит к увеличению фазовой проницаемости.

В низкопроницаемых коллекторах при росте градиента давления слабые межмолекулярные силы, формирующие граничные слои, преодолеваются, и фильтрующее поровое пространство увеличивается. Благодаря особой специфике этого увеличения возникают аномалии зависимости скорости фильтрации от градиента давления, которые влияют на фазовую проницаемость. Увеличение фазовой проницаемости при росте градиента давления происходит до тех пор, пока граничные слои не будут полностью деформированы, тогда практически все открытое поровое пространство будет вовлечено в процесс фильтрации.

Такова особая специфика взаимодействия пород и флюидов при фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, которая обуславливает нелинейность фильтрации и особый механизм формирования фазовой проницаемости.

### Нелинейная модель фильтрации в низкопроницаемых коллекторах

Предлагается следующая модель нелинейной фильтрации. До достижения некоторого критического значения градиента давления  $G$  изменение проницаемости будем моделировать функцией от градиента давления  $\Omega(gradp)$ . При превышении градиента фильтрация происходит согласно линейному закону.

Сначала рассмотрим постановку задачи в общем виде, т.е. без указания конкретного вида функции. Изменение фазовой проницаемости ( $k_f$ ) под воздействием градиента давления будет описываться выражением:

$$k_f = k_f \Omega(gradp), \tag{3}$$

где  $k_f$  – фазовая проницаемость при текущем значении градиента давления.

В общем случае, кроме вышеописанного изменения проницаемости под воздействием нелинейности, будем учитывать также изменение проницаемости вследствие техногенного загрязнения (при вскрытии) и сжимаемости (при опробовании пласта) с помощью специальных безразмерных функций изменения проницаемости по радиусу  $A(r)$  и изменение проницаемости при изменении давления  $f(p)$  (Зайцев и др., 2004). Изменение природной проницаемости пласта  $k_0$  в результате техногенного загрязнения на этапе вскрытия пласта будет моделироваться функцией  $A(r)$ , а изменение проницаемости вследствие деформации скелета породы на этапе вызова притока – функцией  $f(p)$ , так что в результате действия этих факторов техногенно-измененная фазовая проницаемость по нефти будет определяться выражением (Зайцев и др., 2004):

$$k_f = k_0 A(r) f(p),$$

где  $k_f$  – фазовая проницаемость по нефти [мкм<sup>2</sup>];  $k_0$  – неизменная пластовая проницаемость по нефти [мкм<sup>2</sup>];  $A(r)$  и  $f(p)$  – безразмерные функции загрязнения и фильтрационного уплотнения.

Тогда проницаемость с учетом нелинейности фильтрации, в соответствии с соотношением (3), может быть представлена в следующем виде:

$$k = k_0 f(p) A(r) \Omega(gradp), \text{ при } dp/dr < G. \tag{4}$$

При превышении критического градиента давления проницаемость является постоянной величиной и выражается обычной формулой (3) (Зайцев и др., 2004):

$$k = k_0 f(p) A(r), \text{ при } dp/dr > G. \tag{5}$$

Рассмотрим радиально-симметричную фильтрацию в бесконечном по простираанию и толщине пласте.

Для радиально-симметричного случая уравнения фильтрации могут быть преобразованы к полярным координатам следующим образом:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (rk_0 f(p) A(r) A_0 \Omega(gradp)) = 0, \tag{6}$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (rk_0 f(p) A(r) \frac{dp}{dr}) = 0. \tag{7}$$

Таким образом, получена система дифференциальных уравнений для определения распределения давления. Граничными условиями будут условия на скважине и контуре:

$$p|_{r=r_k} = p_k, \quad p|_{r=r_c} = p_c. \tag{8}$$

Кроме того, необходимо выполнение условия равенства градиента критическому на границе зон. Обозначим

радиус при достижении критического градиента давления через  $r_c$ :

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_1^-} = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_1^+} = G. \tag{9}$$

Решение этой системы и возможность получения аналитического решения зависят от вида функции  $\Omega$  и, соответственно, вида получающегося дифференциального уравнения.

Будем рассматривать выявленный в ходе экспериментов случай – степенная зависимость проницаемости от градиента давления:

$$\Omega(gradp) = (B \frac{dp}{dr})^\alpha, \tag{10}$$

где  $\alpha$  – безразмерная константа ( $\alpha \geq 0$ ), а  $B$  – константа, зависящая от свойств пласта и флюида с размерностью [м/МПа].

$$f(p)^{1/\alpha} \frac{dp}{dr} = (\frac{C}{rA(r)})^{1/\alpha}$$

или

$$\begin{aligned} \Phi(p_c, p) &= C_1 \Psi(r_c, r) + C_2, \text{ при } r < r_1, \\ \Phi_\alpha(p_1, p) &= C_3 \Psi_\alpha(r_1, r) + C_4, \text{ при } r > r_1, \end{aligned} \tag{11}$$

где

$$\begin{aligned} \Psi(r_i, r_j) &= \int_{r_i}^{r_j} \frac{dr}{(A(r)r)}, \quad \Phi(p_i, p_j) = \int_{p_i}^{p_j} f(p) dp \\ \Psi_\alpha(r_i, r_j) &= \int_{r_i}^{r_j} \frac{dr}{(A(r)r)^\alpha}, \quad \Phi_\alpha(p_i, p_j) = \int_{p_i}^{p_j} f(p)^{1/\alpha} dp \end{aligned} \tag{12}$$

Константы  $C_1$ – $C_4$  определяются из граничных условий (8), а также из условия равенства градиентов и давлений на границе зон (9). Результатом решения системы будут полученные величины радиусов границы зон и давлений на них.

Тогда выражение для дебита может быть получено в следующем виде:

$$Q = 2\pi h \frac{k_0}{\mu} \frac{\Phi(p_c, p_1)}{\Psi(r_c, r_1)}. \tag{13}$$

Для сжимаемого пласта невозможно получение аналитических решений системы (11)–(13), поэтому в данной работе для анализа влияния параметров нелинейности на дебит скважины мы будем рассматривать несжимаемый пласт, т.е.  $f(p) = 1$ . Тогда система (11–12) с граничными условиями (8–9) может быть сведена к одному уравнению относительно переменной  $r_c$ :

$$\begin{aligned} p_k - p_c &= Gr_1 A(r_1) \Psi(r_c, r_1) + \\ &+ G^{(\alpha+1)} r_1 A(r_1) \Psi_\alpha(r_1, r), \end{aligned} \tag{14}$$

что значительно упрощает решение исходной системы, позволяя получать, в том числе, и аналитические решения.

На рисунке 4 показано изменение приведенного давления от радиуса при логарифмической шкале в отсутствии загрязнения. Точками отмечено расстояние, на котором достигается критический градиент давления  $G$ . На кривой 1 (при  $\alpha = 0$ ), а также в левой части графика (там, где градиент давления больше критического), при отсутствии загрязнения течение происходит по линейному закону, что выражается в прямолинейных участках кривых на графике. При увеличении значений параметра нелинейности  $\alpha$  кривая всё больше отклоняется от классической прямой линии.

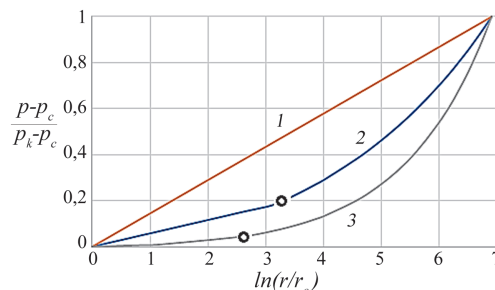


Рис. 4. Зависимость приведенного давления в околоскважинной зоне от логарифма приведенного радиуса при значениях параметра нелинейности:  $\alpha = 0$  (1);  $\alpha = 0,5$  (2);  $\alpha = 2$  (3)

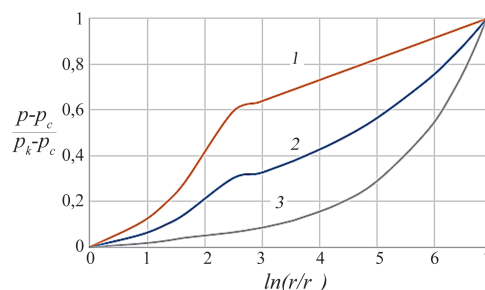


Рис. 5. Зависимость приведенного давления в околоскважинной зоне от логарифма приведенного радиуса для случая загрязненной околоскважинной зоны при значениях параметра нелинейности:  $\alpha = 0$  (1);  $\alpha = 0,5$  (2);  $\alpha = 2$  (3)

При наличии загрязнения ( $A(r) \neq 1$ ) обе части кривых становятся нелинейными (рис. 5). Как видно из рисунка, значения параметра нелинейности  $\alpha$  в зависимости (10) оказывают определяющее влияние на распределение давления в околоскважинной зоне, а, следовательно, и на дебит скважины. В то же время другим важным параметром, характеризующим нелинейную фильтрацию, будет радиус  $r_c$ , на котором достигается значение критического градиента  $G$ , и происходит смена режима фильтрации.

Рассмотрим зависимость радиуса  $r_c$  от параметров, характеризующих нелинейность течения –  $\alpha$  и  $G/G_0$ , где  $G_0$  – градиент давления на скважине в случае притока без учета зоны нелинейности:

$$G_0 = \frac{p_k - p_c}{r_c A(r_c)} \frac{1}{\Psi(r_c, r_k)}$$

Как видно из графика (рис. 6), начиная с некоторого  $\alpha$ , критический радиус становится равным радиусу скважины, т.е. линейный режим не достигается. При небольших величинах критического градиента критический радиус ( $r_c$ ) достигается вдали от скважины, в то же время, начиная с некоторых значений  $G$ , реализация линейного режима невозможна.

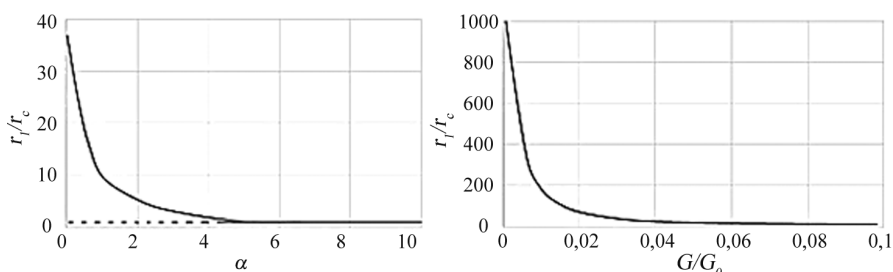


Рис. 6. Зависимость радиуса достижения критического градиента давления от параметра нелинейности  $\alpha$  и критического градиента

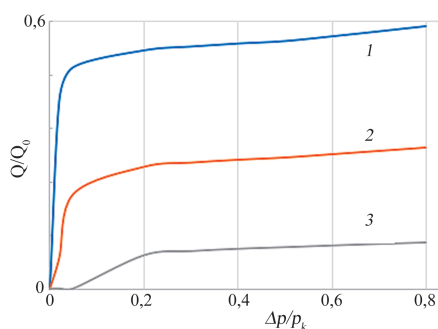


Рис. 7. Зависимости дебита скважины при опробовании от величины депрессии ( $\Delta p$ ), отнесенной к давлению на контуре ( $p_k$ ) при различных значениях параметров нелинейности:  $\alpha = 0,5$  (1);  $\alpha = 1$  (2);  $\alpha = 2$  (3);  $G/G_0 = 0,06$

### Влияние факторов нелинейности на дебит скважины при опробовании

Влияние параметров нелинейности, в соответствии с выражением (13), на дебит скважин проявляется через специфику распределения давления в околоскважинной зоне.

На рисунке 7 представлены кривые зависимости величины относительного дебита ( $Q/Q_0$ ).  $Q_0$  – дебит скважины без учета зависимости проницаемости от градиента давления, т.е. при  $\alpha = 0$ . Рост значений параметра нелинейности  $\alpha$  обуславливает снижение дебита во всем рассмотренном диапазоне значений депрессий на пласт, при этом влияние при низких депрессиях выше. Как видно из кривых, при достаточно большом коэффициенте  $\alpha$  (кривая 3), до создания депрессии, достаточной для достижения критического градиента давления, течение при опробовании практически отсутствует, а при депрессиях, близких к  $p_k$ , падение дебита в результате действия факторов нелинейности может достигать 90 %.

В случае малых значений величины  $G/G_0$ , критический градиент достигается в любой ситуации, влияние коэффициента  $\alpha$  на дебит минимально. Величина критической депрессии в зависимости от параметров  $G/G_0$  и  $\alpha$  может достигать  $0,35p_k$ , что обуславливает очень жесткие требования к условиям опробования для фиксации притока из низкопроницаемых коллекторов.

Предлагаемая модель также позволяет рассчитать минимально необходимый перепад давлений для создания притока, который увеличивается с увеличением  $\alpha$ . Еще один фактор роста минимально необходимой депрессии – это загрязнение околоскважинной зоны при вскрытии пласта. Загрязнение интенсифицирует проявление нелинейности при опробовании низкопроницаемых пластов.

### Заключение

Проведен анализ геолого-физических причин нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах.

Установлено, что для низкопроницаемых коллекторов постоянного коэффициента фазовой проницаемости по нефти не существует. Целевая проницаемость по нефти является функцией градиента давления и в области малых градиентов описывается нелинейной зависимостью от этого параметра.

Предложена модель нелинейной фильтрации для оценки эффективности опробования скважин. Установлено влияние факторов нелинейности на дебит скважин.

### Литературы

Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В и др. (2013). Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований ядра Приобского месторождения. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*, 2(31), с. 8–12.

Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. М.: Недра, 416 с.

Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. (2004). Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 64–66.

Ли Сюаньжань (2015). Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*, 3(23), с. 116–121.

Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. (2019). К теории фильтрации в среде с двойной пористостью. *Доклады Академии Наук*, 484(3), с. 348–351. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524843348-351>

Мархасин И.Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 214 с.

Михайлов Н.Н. (2008). Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: МАКС пресс. 448 с.

Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2019). Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем. М.: Российский государственные университеты нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 360 с.

Baoquan Z., Linsong C., Chunlan L. (2011). Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>

Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J., Liu C.Z., Feng J.D. (2008). Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 26(9), pp. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>

Levorsen A.I. (1967). *Geology of Petroleum*. San Francisco: W.H. Freeman and Company, 724 p.

Wang Xue-Wu, Yang Zheng-Ming, Qi Ya-dong, Huang Yan-zhang (2011). Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. *Journal of Central South University of Technology*, 18, pp. 1299–1303. <https://doi.org/10.1007/s11771-011-0836-x>

Xiong W., Lei Q., Gao S. et al. (2009). Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36, pp. 232–236. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60123-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60123-3)

### Сведения об авторах

Михаил Викторович Зайцев – канд. тех. наук, старший научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Николай Нилович Михайлов – доктор тех. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина; главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Екатерина Сергеевна Туманова – инженер  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Волгоград-НИПИморнефть» в г. Волгоград

Россия, 400078, Волгоград, пр. им. В.И. Ленина, д. 96

Статья поступила в редакцию 01.06.2021;

Принята к публикации 24.09.2021;

Опубликована 30.11.2021

## Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs

M.V. Zaitsev<sup>1</sup>, N.N. Mikhailov<sup>2,1\*</sup>, E.S. Tumanova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>Branch of LUKOIL-Engineering VolgogradNIPImorneft in Volgograd, Volgograd, Russian Federation

\*Corresponding author: Nikolay N. Mikhailov, e-mail: folko200@mail.ru

**Abstract.** Filtration of oil in low-permeable reservoirs is considered. The experimental data of dependence of filtration velocity on pressure gradient are analysed. It is shown that the filtration law in low-permeability reservoirs differs from the linear Darcy's law and from the non-linear law with an initial pressure gradient.

The power law of filtration in low-permeability reservoirs is experimentally substantiated. Models of nonlinear filtration influence on flow rate are proposed. The analysis of influence of nonlinear filtration parameters on flow rate in technogenically modified near-wellbore zone is carried out.

**Keywords:** low-permeability reservoirs, permeability, nonlinear filtration law, near-wellbore zone, flow rate

**Recommended citation:** Zaitsev M.V., Mikhailov N.N., Tumanova E.S. (2021). Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 44–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

### References

- Baoquan Z., Linsong C., Chunlan L. (2011). Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
- Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Underground hydromechanics. Moscow: Nedra, 416 p. (In Russ.)
- Baykov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V. et al. (2013). Nonlinear filtration in low permeability reservoirs. Analysis and interpretation of the results of core laboratory studies of Priobskoe field. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO NK ROSNEFT*, 2(31), pp. 8–12. (In Russ.)
- Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J., Liu C.Z., Feng J.D. (2008). Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 26(9), pp. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>
- Levorsen A.I. (1967). *Geology of Petroleum*. San Francisco: W.H. Freeman and Company, 724 p.
- Li Syuanzhan (2015). Nonlinear water filtration in low permeability reservoirs. *Nauchno-tekhnicheskij sbornik Vesti gazovoy nauki*, 3(23), pp. 116–121. (In Russ.)

Lobkovsky, L.I.; Ramazanov, M.M. (2019). Towards a theory of filtration in a medium with double porosity. *Doklady Akademii Nauk*, 484(3), pp. 348–351. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524843348-351>

Markhasin, I.L. (1977). Physical and chemical mechanics of an oil reservoir. Moscow: Nedra, 214 p. (In Russ.)

Mikhailov N. N. (2008). Physics of an oil and gas reservoir (physics of oil and gas reservoir systems). Moscow: MAX Press, 448 p. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2019). Wettability of oil and gas reservoir systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 360 p. (In Russ.)

Wang Xue-Wu, Yang Zheng-Ming, Qi Ya-dong, Huang Yan-zhang (2011). Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. *Journal of Central South University of Technology*, 18, pp. 1299–1303. <https://doi.org/10.1007/s11771-011-0836-x>

Xiong W., Lei Q., Gao S. et al. (2009). Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36, pp. 232–236. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60123-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60123-3)

Zaitsev M.V., Mikhailov N.N. (2004). Influence of the near-wellbore zone on well productivity. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 64–66. (In Russ.)

### About the Authors

*Mikhail V. Zaitsev* – PhD (Engineering), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Nikolai N. Mikhailov* – DSc (Engineering), Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”; Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

65/1 Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation

*Ekaterina S. Tumanova* – Engineer, Branch of LUKOIL-Engineering VolgogradNIPImorneft in Volgograd

96 V.I. Lenin st., Volgograd, Russian Federation

Manuscript received 1 June 2021;

Accepted 24 September 2021;

Published 30 November 2021