

УДК 622.323

РАСШИРЕНИЕ ТЕОРИИ СКИН-ЭФФЕКТА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ЗАВИСИМОСТИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ РАДИУСА И ДАВЛЕНИЯ

М.И. Эпов¹, Н.Н. Михайлов^{2,3,4}, О.Е. Аксютин⁵, В.Н. Сокотущенко², О.М. Ермилов^{2,6}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1, Россия

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

⁴Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 119991, Москва, Ленинские горы, 1, Россия,

⁵ПАО «Газпром», 197229, Санкт-Петербург, Лахтинский проспект, 2, корп. 3, стр. 1, Россия,

⁶ООО «Газпром добыча Надым», 629736, Надым, ул. Пионерская, 14, Россия

В работе развивается классическая концепция скин-фактора, предложенная Хокинсом М.Ф. [Hawkins, 1956]. Показано принципиальное ограничение модели Hawkins, в которой проницаемость зоны проникновения фильтрата бурового раствора предполагается постоянной ($k_{\text{skin}} = \text{const}$). На основе анализа современных экспериментальных данных предложена комплексная модель скин-фактора, учитывающая зависимость проницаемости k в околоскважинной зоне (ОСЗ) от расстояния от стенки скважины (радиус r) и давления p : $k = k(r, p)$. Эта модель включает три характерные зоны проникновения с различными механизмами изменения проницаемости. Проведено сравнительное моделирование, показавшее значительные расхождения между классической моделью проницаемости Hawkins и предлагаемой трехзонной $k = k(r)$ и комплексной $k = k(r, p)$ моделями. Для линейного изменения проницаемости построены сравнительные относительные зависимости дебита от скин-фактора, а также скин-фактора и дебита от депрессии. Установлено, что среднее отклонение прогноза дебита по классической модели составляет 15–25 %, достигая 40–50 % в зонах максимального проникновения. Результаты имеют фундаментальное значение для теории фильтрации и практическое значение для проектирования разработки нефтяных месторождений, позволяя дифференцированно подходить к выбору методов интенсификации для различных зон проникновения.

Скин-фактор, модель Hawkins, трехзонная модель, проницаемость, радиальная зависимость, околоскважинная зона, линейное проникновение

EXTENSION OF SKIN EFFECT THEORY FOR OIL-GAS WELLS TAKING INTO ACCOUNT DEPENDENCE OF PERMEABILITY ON RADIUS AND PRESSURE

M.I. Epov¹, N.N. Mikhailov^{2,3,4}, O.E. Aksyutin⁵, V.N. Sokotuschenko², O.M. Ermilov^{2,6}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, pr. Akademika
Koptuyuga 3, Novosibirsk, 630090, Russia

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Leninsky pr. 65, bldg. 1, Moscow, 119991, Russia

³Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, ul. Gubkina 3, Moscow, 119333, Russia

⁴M.V. Lomonosov Moscow State University, Leninskie Gory 1, Moscow, 119991, Russia

⁵PJSC "Gazprom", Saint Petersburg, Lakhtinsky pr. 2, bldg. 3, bldg. 1, 197229, Russia

⁶LLC "Gazprom Dobycha Nadym", ul. Pionerskaya 14, Nadym, 629736, Russia

The research develops the classical concept of the skin factor proposed by M.F. Hawkins [Hawkins, 1956]. We demonstrate a fundamental limitation of the Hawkins model, in which the permeability of the drilling

mud filtrate invaded zone is assumed to be constant ($k_{skin} = \text{const}$). Based on the analysis of modern experimental data, a complex skin factor model is proposed that takes into account the dependence of permeability k in the borehole environment (BE) on the distance from the borehole wall (radius r) and pressure p : $k = k(r, p)$. This model includes three characteristic invaded zones with different mechanisms of permeability change. Comparative modeling has been performed, revealing significant discrepancies between the classical Hawkins permeability model and the proposed three-zone model $k = k(r)$ and complex $k = k(r, p)$. For a linear change in permeability, we construct comparative relative dependencies of the flow rate on the skin factor, as well as those of the skin factor and flow rate on the depression. It is found that the average deviation of the flow rate forecast using the classical model is 15–25%, reaching 40–50% in zones of maximum penetration. The results are fundamental to filtration theory and have practical implications for oil-field development design, allowing for a differentiated approach to selecting stimulation techniques for different invaded zones.

Skin factor, Hawkins model, three-zone model, permeability, radial dependence, borehole environment, linear penetration

ВВЕДЕНИЕ

Классическая работа М.Ф. Хокинса [Hawkins, 1956] заложила основы количественной оценки изменения в околоскважинной зоне (ОСЗ) путем введения понятия скин-эффекта с количественной мерой в виде скин-фактора S . Фундаментальные основы теории фильтрации, развитые в трудах [Muskat, 1949; Van Everdingen, Hurst, 1949; Earlougher, 1977], создали необходимую теоретическую базу для понимания процессов в ОСЗ.

Модель Hawkins основана на предположении о формировании вокруг скважины радиуса r_c коаксиальной цилиндрической зоны проникновения с постоянной проницаемостью k_{skin} при внешнем радиусе r_{skin} :

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_b} \right), \quad (1)$$

где k – проницаемость незатронутого проникновением пласта, r_{skin} – внешний радиус зоны проникновения.

Параметр S (скин-фактор) – это безразмерная величина, характеризующая количественную меру дополнительного гидродинамического сопротивления, которое создает ОСЗ проникновения по сравнению с идеальной (без проникновения) скважиной в том же пласте. Физическая интерпретация:

$S = 0$: ОСЗ без зоны проникновения, ее проницаемость равна пластовой ($k_{skin} = k$). Скважина считается идеальной.

$S > 0$: ОСЗ с зоной проникновения с относительно пониженной проницаемостью ($k_{skin} < k$). Чем больше значение S , тем меньше проницаемость ОСЗ и ниже продуктивность скважины при прочих равных условиях.

$S < 0$: ОСЗ с зоной проникновения с относительно повышенной проницаемостью ($k_{skin} > k$). Например, после успешной кислотной или гидравлической обработки. Соответствует интенсификации притока.

Формула (1) показывает, что скин-фактор прямо пропорционален степени снижения проницаемости: чем больше отношение k/k_{skin} , тем значительнее проникновение и выше значение S . Также отметим: чем больше радиус проникновения r_{skin} относительно радиуса скважины r_b , тем шире область с низкой проницаемостью и, соответственно, выше величина S .

Несмотря на физическую ясность и широкое применение в течение более полувека, модель Hawkins содержит фундаментальное упрощение: проницаемость в зоне проникновения предполагается постоянной. Однако многочисленные экспериментальные исследования [Михайлов, 1996, 2008; Гайдуков, Михайлов, 2010; Зайцев, Михайлов, 2010] показывают, что распределение проницаемости в ОСЗ имеет более сложный характер и зависит от множества факторов, включая расстояние от стенки скважины, давление, градиент давления и реологические свойства флюидов.

Кроме того, низкопроницаемые пласты-коллекторы характеризуются значительной чувствительностью к техногенным воздействиям, что приводит к формированию обширной зоны проникновения вокруг скважины. Традиционный подход к оценке скин-фактора как скалярной величины не учитывает пространственную неоднородность проникновения, что снижает точность прогноза продуктивности скважин.

Особый интерес представляет зависимость проницаемости от радиуса, обусловленная механизмами проникновения загрязняющих частиц, и зависимость от давления, связанная с деформационными процессами в поровом пространстве. В работах [Михайлов, 1996, 2008] экспериментально подтверждено существование трех характерных зон в ОСЗ с различными закономерностями изменения проницаемости.

Целью работы является развитие классической теории скин-эффекта путем учета радиального изменения проницаемости за счет загрязнения и изменения проницаемости под действием давления. Построены трехзонная модель, учитывающая зависимость проницаемости от радиуса, и комплексная модель, учитывающая как изменение проницаемости по радиусу, так и изменение проницаемости от давления. Приведен их сравнительный анализ с классической моделью Hawkins.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Классическая модель Hawkins (1) предполагает наличие коаксиальной цилиндрической зоны проникновения с постоянной проницаемостью k_{skin} в пределах между радиусами r_b и r_{skin} . На практике профили проницаемости в ОСЗ могут быть значительно сложнее. В трехзонной модели радиальное распределение проницаемости основано на типичных характеристиках зон проникновения (skin zone), наблюдаемых при разработке нефтегазовых месторождений:

1. Зона максимального проникновения ($1 < r/r_b < 2$) – ближайшая к стволу скважины область, которая испытывает наиболее интенсивное воздействие технологических жидкостей. Здесь происходит глубокое проникновение твердой фазы бурового раствора, набухание глинистых минералов и формирование низкопроницаемой фильтрационной корки. Эти изменения надежно выделяются геофизическими методами исследования в скважинах [Эпов и др., 2003; Добрынин и др., 2004; Глинских и др., 2014]. В этой зоне проницаемость минимальна, что обусловлено непосредственным контактом с буровым раствором и максимальным проникновением загрязняющих частиц. Максимальное снижение проницаемости обусловлено: непосредственным контактом с буровым раствором, проникновением крупных твердых частиц, образованием глинистых корок, химическим взаимодействием реагентов с породой. Проницаемость в этой зоне снижается до 20–40 % от исходной пластовой.

2. Зона линейного восстановления ($2 < r/r_b < 4$) – в переходной зоне, где влияние технологического воздействия уменьшается. Концентрация внедрившихся частиц падает, начинаются процессы снижения эффектов проникновения в пласт и рост проницаемости в этой зоне при освоении скважин. Проницаемость линейно возрастает по мере удаления от стенки скважины, что соответствует уменьшению степени загрязнения. В этой зоне основными механизмами являются: диффузионное распространение мелкодисперсных частиц, постепенное уменьшение концентрации загрязняющих веществ, частичное восстановление проницаемости. Проницаемость возрастает линейно по радиусу.

3. Зона экспоненциального восстановления ($4 < r/r_b < 6$) – здесь влияние проникновения становится минимальным. На этом расстоянии основные механизмы проникновения ослабевают, и проницаемость приближается к исходной по экспоненциальному закону. Экспоненциальный характер изменения проницаемости в третьей зоне выбран в сравнении с линейной и степенной зависимостями, поскольку он наилучшим образом описывает диффузионные механизмы выравнивания концентраций загрязняющих частиц [Михайлов, 2008]. В отличие от линейной модели, экспоненциальная зависимость обеспечивает более быстрое приближение к пластовым значениям на

внешней границе зоны, что соответствует экспериментальным наблюдениям асимптотического восстановления проницаемости. Характеризуется: экспоненциальным приближением к исходной проницаемости, преобладанием естественных механизмов фильтрации, минимальным влиянием техногенных факторов.

4. Невозмущенная зона ($r/r_b > 6$), характеризуется исходной проницаемостью пласта ($k/k_o = 1$).

Выбранные диапазоны (2, 4 и 6 радиусов скважины) соответствуют типичным данным геофизических исследований в скважинах [Эпов и др., 2003], лабораторных экспериментов и гидродинамического моделирования [Михайлов, 1996, 2008]. Трехзонная модель отражает характерное распределение проникновения, наблюдаемое в вертикальных скважинах после бурения. Конкретные границы зон могут варьироваться в зависимости от коллекторских свойств пласта, состава бурового раствора и технологии бурения, однако на практике трехзонная модель адекватно представляет картину распределения проницаемости в ОСЗ. При этом формулы, описывающие скин-факторы для многозонной модели, имеют вид:

трехзонная модель:

$$S = \left(\frac{k}{k_1} - 1\right) \ln\left(\frac{r_1}{r_b}\right) + \left(\frac{k}{k_2} - 1\right) \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \left(\frac{k}{k_3} - 1\right) \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right), \quad (2)$$

системы из n концентрических зон с различной проницаемостью:

$$S = \sum_{i=1}^n \left(\frac{k}{k_i} - 1\right) \ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right), \quad (3)$$

где r_0 – это внутренняя граница первой (самой ближней к стволу) зоны проникновения, которая совпадает с радиусом ствола скважины (то есть: $r_0 = r_b$ – это обозначение введено для единообразия записи обобщенной формулы (3) и удобства суммирования), r_1 – радиус внешней границы первой зоны (например, в трехзонной модели: $r_1 = 2r_0 = 2r_b$), r_{i-1} , r_i – радиусы внутренней и внешней границ i -ой концентрической зоны, соответственно, $r_n = R$ – внешняя граница последней (самой дальней) зоны проникновения, то есть наибольший радиус зоны проникновения.

Внешние радиусы зон в трехзонной модели (2): r_1 – внешняя граница первой (внутренней) зоны максимального проникновения ($r_1 = 2r_b$), r_2 – внешняя граница второй зоны линейной зависимости проницаемости ($r_2 = 4r_b$), r_3 – внешняя граница третьей (внешней) зоны экспоненциальной зависимости проницаемости и граница всей зоны проникновения (r_{skin}), $r_3 = 6r_b$.

Неравенство для системы из n концентрических зон (3) – радиусы зон должны образовывать строго возрастающую последовательность от стенки скважины к невозмущенному пласту:

$$r_b = r_0 < r_1 < r_2 \dots < r_{i-1} < r_i \dots < r_n = R,$$

где r_b – радиус скважины (внутренняя граница), r_i – внешний радиус i -ой концентрической зоны, R – общий радиус зоны проникновения (внешняя граница).

Это неравенство отражает физическую реальность: каждая последующая зона находится дальше от ствола скважины.

Для трехзонной модели: $r_0 = r_b$ – радиус скважины (начало зоны I), $r_1 = 2r_c$ – конец зоны I (максимальное проникновение), $r_2 = 4r_b$ – конец зоны II (линейная зависимость проницаемости), $r_3 = R = 6r_b$ – конец зоны III (экспоненциальная зависимость проницаемости) и граница всей зоны проникновения.

Однако в более общем случае проницаемость мультипликативно зависит и от давления:

$$k(r, P) = k(r) \cdot \varphi(P), \quad (4)$$

где $\varphi(P)$ – функция, описывающая изменение проницаемости под действием давления, для линейного изменения проницаемости: $\varphi(P) = 1 - \beta \cdot \frac{P}{P_k}$, где β – коэффициент чувствительности по давлению, P_k – критическое давление.

S -фактор модели с учетом непрерывной зависимости проницаемости от радиуса и давления имеет вид:

$$S = \int_{r_b}^{r_{skin}} \left(\frac{k_0}{k(r,p)} - 1 \right) \frac{dr}{r}, \quad (5)$$

где $k(r, p) = (k_0 \cdot A(r)) \cdot \phi(p)$, $A(r)$ – функция, описывающая изменение проницаемости по радиусу, $\phi(P)$ – функция, описывающая изменение проницаемости под действием давления.

Относительный дебит для радиального потока:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\ln(r_e/r_c)}{\ln(r_e/r_c) + S}, \quad (6)$$

где r_e – радиус контура питания.

На основе модели (2)–(6) получим обобщенную формулу для произвольного радиального распределения проницаемости. Рассмотрим радиально-симметричный стационарный поток несжимаемой жидкости к скважине в бесконечном пласте. В ОСЗ радиусом R проницаемость является функцией радиальной координаты. Введем безразмерную функцию распределения проницаемости $A(r) = k(r)/k_0$, где k_0 – проницаемость незатронутого проникновением пласта ($r \geq R$). При $A(r) \equiv 1$ модель переходит в случай идеальной (без зоны проникновения) скважины. При $A(r) \equiv \text{const} < 1$ – в модель Hawkins.

Для стационарной фильтрации дебит определяется законом Дарси [Чарный, 1963; Пыхачев, Исаев, 1973; Басниев и др., 1993]. Формула, описывающая дебит для стационарной радиальной фильтрации в пласте с переменной проницаемостью $A(r)$, имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi k_0 h \Delta P}{\mu \Psi}, \quad (7)$$

где Q – дебит скважины (объемный расход флюида), м³/с; k_0 – проницаемость невозмущенного (исходного) пласта за пределами зоны проникновения, м² (или мД); h – эффективная толщина пласта, участвующая в фильтрации, м; $\Delta P = P_e - P_c$ – депрессия (перепад давления) между контуром питания P_e и забоем скважины P_c , Па; μ – динамическая вязкость фильтрующегося флюида, Па·с; Ψ – интегральная функция сопротивления – безразмерная величина, характеризующая дополнительное сопротивление из-за неоднородности проницаемости в ОСЗ:

$$\Psi = \int_{r_b}^{r_e} \frac{dr}{r \cdot A(r)}. \quad (8)$$

Методы расчета интегральных сопротивлений для неоднородных сред подробно рассмотрены в работах по гидродинамическому моделированию [Bourdet 2002; Кременецкий и др., 2012]. Для однородного пласта $A(r) = 1$ функция Ψ записывается аналитически как $\Psi_{id} = \ln(r_e/r_b)$. Функция Ψ_{id} характеризует сопротивление фильтрации в идеальном (без проникновения) пласте при радиальном потоке. Связь с дебитом следующая: подставляя Ψ_{id} в формулу (7), получаем известную формулу Дюпюи для дебита идеальной скважины в однородном пласте $Q = 2\pi k_0 h \Delta P / \mu \ln(r_e/r_b)$ – что и должно быть при отсутствии проникновения.

Сравним дебит реальной скважины с зоной проникновения с дебитом идеальной скважины в том же пласте, для которой $A(r) \equiv 1$ и $\Psi_{id} = \ln(r_e/r_b)$. По определению скин-фактор S связывает дебиты через соотношение $\frac{Q}{Q_0} = \frac{\ln(r_e/r_b)}{\ln(r_e/r_b) + S}$. Подставляя выражения для дебитов, получаем обобщенную формулу для скин-фактора S , учитывающего произвольное радиальное распределение проницаемости $A(r)$:

$$S = \int_{r_b}^{r_e} \left(\frac{1}{A(r)} - 1 \right) \frac{dr}{r}. \quad (9)$$

Для частного случая модели Hawkins, когда $A(r) = \text{const} = k_{skin}/k_0$ при $r_b < r < R$, интеграл Ψ вычисляется аналитически, и формула (9) тождественно преобразуется к виду (1).

Рассмотрим систему концентрических зон. Среднюю проницаемость ОСЗ можно представить в виде системы из n концентрических зон. Интеграл Ψ в этом случае является суммой:

$$\Psi = \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right), \quad (10)$$

где $r_0 = r_b$, $r_n = R$.

Эффективную среднюю проницаемость всей зоны проникновения k_{skin}^* можно ввести из условия равенства интегральных сопротивлений:

$$\frac{1}{k_{\text{skin}}^*} \ln\left(\frac{R}{r_b}\right) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right). \quad (11)$$

Отсюда получаем выражение проницаемости всей зоны проникновения:

$$k_{\text{skin}}^* = \frac{\ln(R/r_b)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}. \quad (12)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

1. На рисунке 1, *a* представлены профили относительной проницаемости для четырех моделей:

- модель Hawkins ($k = \text{const}$) и модель $k = k(p)$ имеют постоянные значения (0.8 и 0.6 соответственно), поскольку не учитывают радиальное изменение проницаемости от проникновения;
- трехзонная модель $k = k(r)$ показывает плавное изменение проницаемости до исходного пластового значения ($k/k_o = 1$) при $r \geq 6r_b$, что соответствует полному исчезновению техногенного проникновения без учета давления;
- комплексная модель $k = k(r, p)$ учитывает совместное влияние радиального распределения проницаемости при проникновении и зависимости от давления. Для наглядного представления взаимодействия факторов в модели использовано упрощение: влияние давления принято постоянным по радиусу ($\Delta p/p_k = 0.5$ во всей зоне). Физически оно интерпретируется как усредненное воздействие депрессии на ОСЗ в условиях стационарной фильтрации. Это приводит к асимптотическому значению ($k/k_o \approx 0.9$) при больших r , что качественно отражает наблюдаемое на практике неполное восстановление проницаемости из-за деформационных эффектов.

Результаты, полученные для комплексной модели проницаемости ОСЗ $k = k(r, p)$, показывают наиболее низкие значения проницаемости в прискважинной области вследствие синергетического воздействия двух механизмов проникновения:

- 1) радиального загрязнения (учитывается функцией $A(r)$), максимально снижающего проницаемость в ближней зоне, $k/k_o \approx 0.3-0.4$;
- 2) деформационного уплотнения под действием давления (учитывается функцией $\phi(p) \approx 0.9$), которое дополнительно снижает проницаемость на 10–15 % во всей ОСЗ.

Таким образом, только модель $k = k(r)$, не учитывающая влияние давления, предсказывает полное восстановление проницаемости. Комплексная модель показывает, что при наличии значительной депрессии проницаемость даже в удаленных зонах остается сниженной относительно исходного пластового значения. На практике это соответствует случаям, когда область дренирования скважины полностью находится в зоне влияния техногенного и деформационного воздействия.

На рисунке 1, *a* идеализированная модель $k = k(r)$, не учитывающая влияние давления, демонстрирует плавный рост проницаемости внутри зоны, достигая к границе значения ~ 0.95 , после чего скачком восстанавливается до 1.0, предсказывая полное восстановление проницаемости $k/k_o \rightarrow 1$, то есть выходит на единицу. Комплексная модель $k = k(r, p)$ демонстрирует внутри зоны рост проницаемости до ~ 0.6 , затем на границе происходит скачок до ~ 0.9 , и далее проницаемость остается на этом уровне, не восстанавливаясь до пластового значения. Результаты расчетов по комплексной модели $k = k(r, p)$ показывают остаточное снижение $k/k_o \approx 0.9$ соответствующее необратимому снижению проницаемости из-за деформационных процессов и обусловленное синергетическим эффектом совместного действия техногенного проникновения и деформационного уплотнения, что соответствует практическим наблюдениям неполного восстановления ОСЗ. Это отражает необратимые деформационные изменения в породе под действием давления и делает данную модель наиболее реалистичной.

На рисунке 1, *b* показаны зависимости относительного дебита (отношение дебита скважины к дебиту идеальной скважины, Q/Q_o) от относительного скин-фактора (отношение фактического скин-фактора к скин-фактору в нормальных условиях, S/S_o). Показано, что при

увеличении зоны проникновения ($S/S_o > 1$) расчеты по классической модели Hawkins показывают завышенные значения дебита, что объясняется использованием постоянной средней проницаемости в зоне проникновения. Результаты расчетов для трехзонной модели показывают более резкое падение дебита с ростом скин-фактора. Это соответствует экспериментальным наблюдениям и обусловлено учетом радиальной неоднородности проницаемости. Результаты расчетов для комплексной модели показывают наибольшее снижение дебита при заданном значении скин-фактора, отражая совместный эффект изменения проницаемости от радиуса и давления.

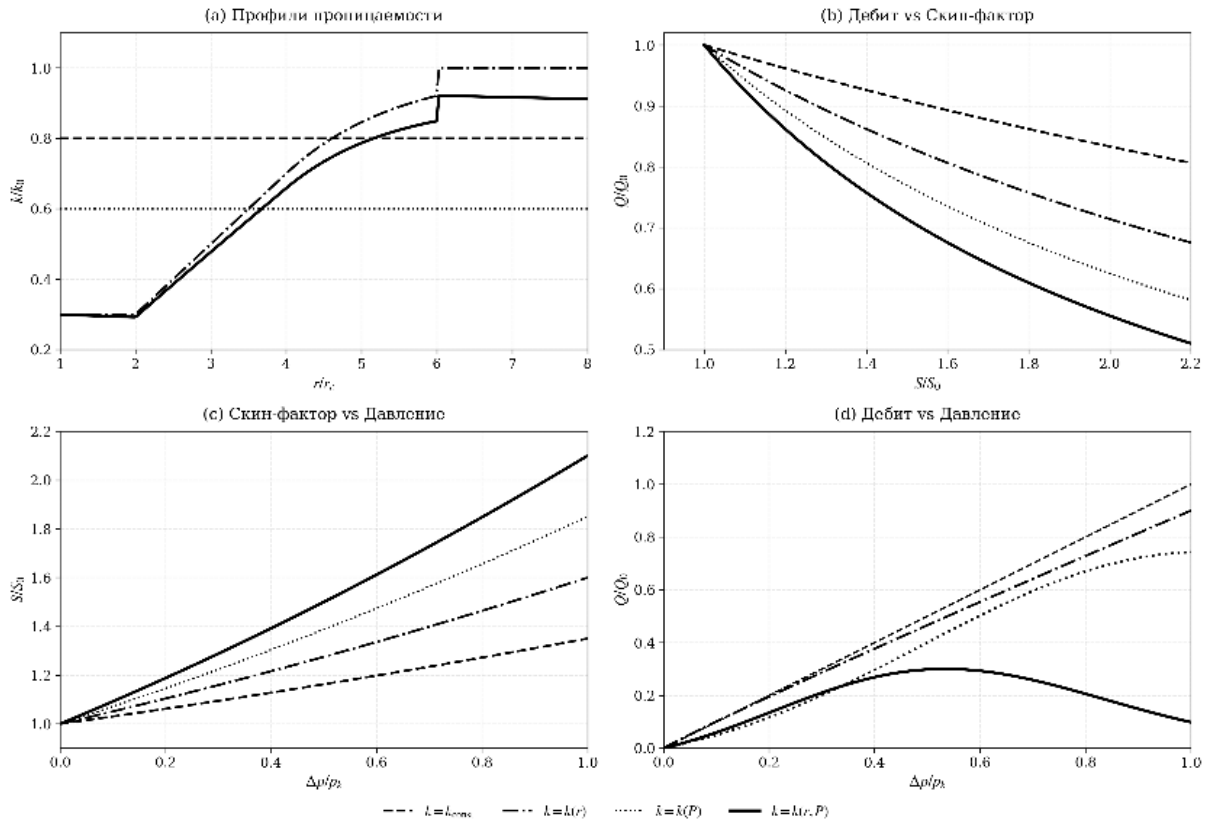


Рис. 1. Сравнительный анализ моделей проницаемости для трех моделей: классической Hawkins, трехзонной и комплексной.

На рисунке 1, c представлена зависимость относительного скин-фактора S/S_o от безразмерного перепада давления $\Delta p/p_k$. Расчеты для модели Hawkins показывают слабую зависимость или постоянное значение скин-фактора, поскольку не учитывает влияния давления на проницаемость зоны проникновения. Расчеты для трехзонной модели $k = k(r)$ показывают умеренный рост скин-фактора с ростом давления, обусловленный радиальной неоднородностью проницаемости. Расчеты для комплексной модели $k = k(r, p)$ показывают наиболее выраженный рост скин-фактора с увеличением давления, достигающий максимальных значений среди всех рассмотренных моделей. Это объясняется совместным учетом изменения проницаемости в результате загрязнения (радиальное изменение) и действия давления. С ростом давления происходит дополнительное снижение проницаемости в зоне проникновения из-за деформационных процессов, что усиливает скин-эффект. Рост скин-фактора с давлением обусловлен рядом причин: увеличением эффективного напряжения в ОСЗ, деформацией порового пространства и смыканием микротрещин, уплотнением фильтрационной корки и глинистых образований, ростом концентрации загрязняющих веществ в ОСЗ.

На рисунке 1, d представлена зависимость относительного дебита Q/Q_o от нормированного давления $\Delta p/p_k$. Расчеты по модели Hawkins показывают линейный рост дебита с ростом депрессии Δp , что соответствует классической линейной фильтрации, описываемой законом Дарси. Расчеты для

комплексной модели $k = k(r, p)$ отражают немонотонную зависимость с максимумом при $\Delta p/p_k \approx 0.5$, что согласуется с экспериментальными данными [Михайлов, 1996, 2008; Гайдуков, Михайлов, 2010] и подтверждается современными исследованиями в области фильтрации в пористых средах [Ahmed, 2010]. Физическая интерпретация этой зависимости заключается в следующем:

- при малых перепадах давления ($\Delta p/p_k < 0.3$) дебит растёт пропорционально депрессии, но рост замедляется из-за начального снижения проницаемости в зоне проникновения;
- в области оптимальных перепадов давлений ($0.3 < \Delta p/p_k < 0.7$) достигается максимальная продуктивность, когда увеличение движущей силы балансируется умеренным ростом скин-фактора;
- при высоких перепадах давлениях ($\Delta p/p_k > 0.7$) дальнейший рост депрессии приводит к существенному увеличению скин-фактора из-за деформации порового пространства и уплотнения зоны проникновения, что вызывает снижение дебита.

Совместный анализ графиков на рис. 1, в и г выявляет значимый физический эффект: существуют оптимальные условия эксплуатации скважины, при которых достигается максимальный дебит. Несмотря на монотонное возрастание скин-фактора с увеличением депрессии на пласт (см. рис. 1, в), дебит достигает максимума при умеренных депрессиях (см. рис. 1, г). Это объясняется тем, что при малых депрессиях рост дебита определяется преимущественно увеличением движущей силы (дебит пропорционален перепаду давления, $Q \sim \Delta p$), тогда как при высоких доминирующим становится рост скин-фактора, вызванный деформационным уплотнением зоны проникновения. Практический вывод заключается в следующем: превышение оптимального перепада давления ($\Delta p/p_k > 0.5$) не только не увеличивает дебит, но может привести к его снижению из-за интенсификации процессов проникновения в пласт.

2. Количественная оценка расхождений. Для количественной оценки расхождений модели Hawkins $k_{skin} = \text{const}$ и комплексной модели $k = k(r, p)$ введены следующие показатели: относительная погрешность по скин-фактору:

$$\delta_S = \left| \frac{S_{\text{Hawkins}} - S_{\text{comp}}}{S_{\text{comp}}} \right| \times 100 \% \quad (13)$$

и относительная погрешность по дебиту:

$$\delta_Q = \left| \frac{Q_{\text{Hawkins}} - Q_{\text{comp}}}{Q_{\text{comp}}} \right| \times 100 \% \quad (14)$$

Полученные на основании формул (13), (14) сравнительные оценки приведены в таблице. Анализ результатов, показывает, что наибольшие расхождения наблюдаются в средней зоне проникновения ($2 < r/r_b < 4$) и при средних давлениях ($0.3 < \Delta p/p_k < 0.7$). Средняя погрешность прогноза дебита по модели Hawkins составляет 21 %

3. В отдельных точках погрешность достигает 35–47 %.

Таблица. Статистическая оценка отклонения модели Hawkins от комплексной модели

Диапазон параметров	δ_S	δ_Q	Максимальное δ_Q
	%		
$1.0 < r/r_b < 3.0$	25	16	28
$3.0 < r/r_b < 6.0$	43	29	47
$0 < \Delta p/p_k < 0.3$	19	12	23
$0.3 < \Delta p/p_k < 0.7$	37	27	44
$0.7 < \Delta p/p_k < 1.0$	32	23	36
Среднее значение	31	21	36

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана теория многозонного скин-эффекта, учитывающая пространственную неоднородность коэффициента проникновения в ОСЗ.
2. Построена трехзонная модель распределения проницаемости, включающая зоны максимального проникновения, линейного и экспоненциального распределений проницаемости.
3. Обобщена классическая теория скин-эффекта Hawkins на основе учета изменений проницаемости по радиусу и давления в ОСЗ.
4. Проведен сравнительный анализ предложенных моделей скин-эффекта с моделью Hawkins, которая предполагает постоянную проницаемость ОСЗ.
5. Установлено, что модель Hawkins систематически завышает прогноз дебита в среднем на 21 % с максимальными отклонениями до 47 % в зонах максимального проникновения.
6. Показано, что зависимость скин-фактора от перепада давления монотонно возрастает, тогда как зависимость дебита от перепада давления является немонотонной выпуклой функцией с максимумом относительной депрессии $\Delta p/p_k$.
7. Обнаружено, что увеличение депрессии на пласт не всегда приводит к росту дебита: оптимальный режим соответствует максимальному значению $\Delta p/p_k$, при котором достигается баланс между увеличением движущей гидродинамической силы и ростом скин-эффекта.
8. Доказано, что комплексная модель $k = k(r, p)$, учитывающая одновременное влияние изменения проницаемости по радиусу и зависимости от давления, дает наиболее реалистичные результаты, соответствующие экспериментальным данным.
9. Дальнейшим развитием исследования является проведение фильтрационного моделирования с предложенным распределением проницаемости и расчет сигналов электрокаротажа для различных зондирующих установок. Это позволит установить количественную связь между радиальным распределением проницаемости и удельного электрического сопротивления, а также разработать методику оценки параметров зоны проникновения по данным геофизических исследований скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993).** Подземная гидромеханика. М., Недра, 416 с.
- Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. (2010).** Скин-фактор горизонтальной скважины в неоднородном пласте // Бурение и нефть, № 4, с. 21–23.
- Глинских В.Н., Нестерова Г.В., Эпов М.И. (2014).** Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности // Геология и геофизика, т. 55, № 5–6, с. 1001–1010, DOI: [10.15372/GiG20140521](https://doi.org/10.15372/GiG20140521), EDN: [SMXAZL](https://www.edn.ru/SMXAZL).
- Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. (2004).** Промысловая геофизика. М., Недра, 400 с.
- Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. (2010).** Фильтрация в техногенно-измененных околоскважинных зонах и производительность скважин // Георесурсы, геознергетика, геополитика, № 2 (2), с. 1–20.
- Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. (2012).** Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтегазовых залежей. М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 896 с.
- Михайлов Н.Н. (1996).** Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М., Недра, 339 с.
- Михайлов Н.Н. (2008).** Физика нефтяного и газового пласта. М., МАКС Пресс, т. 1, 448 с.
- Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. (1973).** Подземная гидравлика. М., Недра, 360 с.
- Чарный И.А. (1963).** Подземная гидрогазодинамика. М., Гостоптехиздат, 396 с.

Эпов М.И., Пеньковский В.И., Корсакова Н.К., Ельцов И.Н. (2003). Метод вероятностных сверток интерпретации данных электромагнитного зондирования пластов // Прикладная механика и техническая физика, т. 44, № 6, с. 56–63.

Ahmed T. (2010). Reservoir Engineering Handbook. 4th ed., Elsevier, 1454 p.

Bourdet D. (2002). Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Elsevier, 426 p.

Earlougher R.C. (1977). Advances in Well Test Analysis. SPE Monograph Series, 264 p.

Hawkins M.F. (1956). A Note on the Skin Effect // Journal of Petroleum Technology, v. 8, № 12, p. 65–66.

Muskat M. (1949). Physical Principles of Oil Production. McGraw-Hill, 922 p.

Van Everdingen A.F., Hurst W. (1949). The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs // Journal of Petroleum Technology, v. 1, № 12, p. 305–324.