

РАСЧЕТ ОБЩЕГО СКИН-ФАКТОРА ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Содержание

1. Расчетные формулы для определения общего скин-фактора
2. Расчет общего скин-фактора для различных типов скважин
 - 2.1. Необсаженная вертикальная скважина
 - 2.2. Перфорированная вертикальная скважина
 - 2.3. Перфорированная наклонно-направленная скважина

Список использованных источников

1. Расчетные формулы для определения общего скин-фактора

Продуктивность скважины и скин-фактор. На установившемся режиме в условиях плоскорадиальной фильтрации пластового флюида, подчиняющегося закону Дарси, продуктивность J_{ideal} идеальной (гидродинамически совершенной) вертикальной скважины, полностью вскрывшей продуктивный пласт, можно определить следующим образом

$$J_{ideal} = \frac{q}{\Delta p} = \frac{kh}{F_D \mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad (1)$$

где

q – дебит скважины в поверхностных условиях, м³/сут;

Δp – депрессия на пласт (перепад давления между пластовым давлением на контуре питания и забойным давлением)

k – проницаемость пласта, мД;

h – мощность продуктивного пласта, м;

μ – вязкость, сПз;

B – объемный коэффициент, м³/м³;

r_e – радиус контура питания, м;

r_w – радиус скважин, м;

$F_D = 18.42$ – размерный коэффициент, зависящий от используемой системы единиц измерения.

Общий скин-фактор s_t – безразмерный параметр, выражающий дополнительный перепад давления в призабойной зоне пласта за счет различных факторов, влияющих на продуктивность скважины

$$s_t = \frac{kh}{F_D q \mu B} \Delta p_{add}, \quad (2)$$

где

Δp_{add} – дополнительный перепад давления по сравнению с депрессией на пласт, атм.

Продуктивность реальной скважины J с учетом скин-фактора может быть рассчитана следующим образом

$$J = \frac{q}{\Delta p + \Delta p_{add}} = \frac{kh}{F_D \mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_t \right]}. \quad (3)$$

Влияние скин-эффекта на изменение продуктивности реальной скважины по сравнению с идеальной учитывают, определяя их отношение PR (productivity ratio):

$$PR = \frac{J}{J_{ideal}} = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_t}. \quad (4)$$

Общий скин-фактор и его составляющие. Во многих случаях общий скин-фактор рассматривают как алгебраическую сумму скин-факторов, выражающих влияние отдельных факторов, влияющих на продуктивность скважины:

$$s_t = s_d + s_{pp} + s_p + s_{sz} + s_\theta + s_f \quad (5)$$

где

s_d – механический скин-фактор, возникающий за счет изменения фильтрационных свойств в призабойной области вокруг скважины, которое происходит, например, вследствие коьматации бурового раствора в пласт [skin due to formation damage or stimulation];

s_{pp} – скин-фактор за счет частичного вскрытия. Возникает из-за несовершенства скважины по степени вскрытия (то есть за счет неполного вскрытия стволом скважины всей мощности продуктивного пласта) [skin due to partial penetration];

s_p – скин-фактор за счет перфорации. Возникает из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и отражает влияние на продуктивность обсаженной скважины эффект создания перфорационных каналов, по которым осуществляется приток флюида из продуктивного пласта в ствол скважины [skin due to ideal perforations];

s_{cz} – скин-фактор за счет образования зоны разрушения. Возникает из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и отражает влияние на продуктивность обсаженной скважины эффекта уплотнения породы в области вокруг перфорационных каналов [crushed-zone skin due to rock compaction around perforation tunnels];

s_θ – геометрический скин-фактор, возникающий за счет отклонения ствола скважины от вертикали;

s_f – скин-фактор, возникающий за счет создания трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Механический скин-фактор. Для определения механического скин-фактора s_d зону пласта вокруг скважины с измененными фильтрационными характеристиками представляют в виде цилиндрической области радиусом r_d

и проницаемостью k_d . В этом случае значение механического скин-фактора можно рассчитать следующим образом (Hawkins, 1956):

$$s_d = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right), \quad (6)$$

где

k_d – измененная проницаемость, мД;

r_d – радиус зоны с проницаемостью, измененной по сравнению с проницаемостью пласта, м.

Скин-фактор за счет частичного вскрытия. Для расчета скин-фактора за счет частичного вскрытия s_{pp} наиболее популярными в нефтяном инжиниринге являются корреляционные зависимости, разработанные на основе приближенных аналитических моделей, предложенных Papatzacos (1987) и Vrbik (1991). Схема задачи представлена на рис. 1.

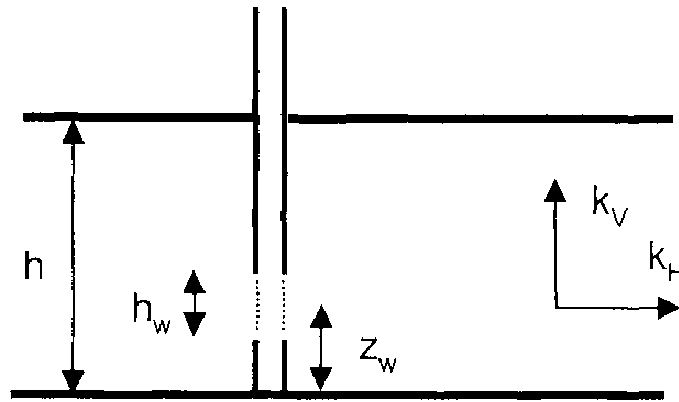


Рис. 1. Схема задачи для расчета скин-фактора от частичного вскрытия

1). Корреляция Papatzacos

$$s_{pp} = \left(\frac{h}{h_w} - 1 \right) \ln \left(\frac{\pi h_D}{2} \right) + \frac{h}{h_w} \ln \left[\frac{\frac{h_w}{h}}{2 + \frac{h_w}{h}} \sqrt{\frac{(z_w + h_w/4)(h - z_w + h_w/4)}{(z_w - h_w/4)(h - z_w - h_w/4)}} \right], \quad (7)$$

где

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}. \quad (8)$$

Здесь

h_w – мощность вскрытого интервала, открытого для притока ($0 \leq h_w \leq h$), м;

z_w – расстояние от подошвы пласта до центра интервала, открытого для притока ($h_w/2 \leq z_w \leq h - h_w/2$), м;

k_H – проницаемость пласта в латеральном направлении, мД;

k_V – проницаемость пласта в вертикальном направлении, мД;

2). Корреляция Vrbik

$$s_{pp} = \left(\frac{h}{h_w} - 1 \right) (1.2704 + \ln h_D) - \left(\frac{h}{h_w} \right)^2 \left[f(0) - f\left(\frac{h_w}{h}\right) + \right. \\ \left. + f\left(2\frac{z_w}{h}\right) - 0.5f\left(\frac{2z_w + h_w}{h}\right) - 0.5f\left(\frac{2z_w - h_w}{h}\right) \right], \quad (9)$$

где

$$f(y) = \begin{cases} y \ln y + (2-y) \ln (2-y) + \frac{1}{\pi h_D} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{\pi y}{2} \right) + \frac{0.1053}{h_D^2} \right], & 0 < y < 2, \\ 2 \ln 2 + \frac{1}{\pi h_D} \ln \left(\frac{0.1053}{h_D^2} \right), & y = 0, y = 2. \end{cases} \quad (10)$$

На рис. 2 приведено сравнение результатов расчета скин-фактора за счет частичного вскрытия по корреляциям Papatzacos и Vrbik в зависимости от относительной мощности вскрытого интервала. Как видно из рисунка обе методики дают схожие результаты.

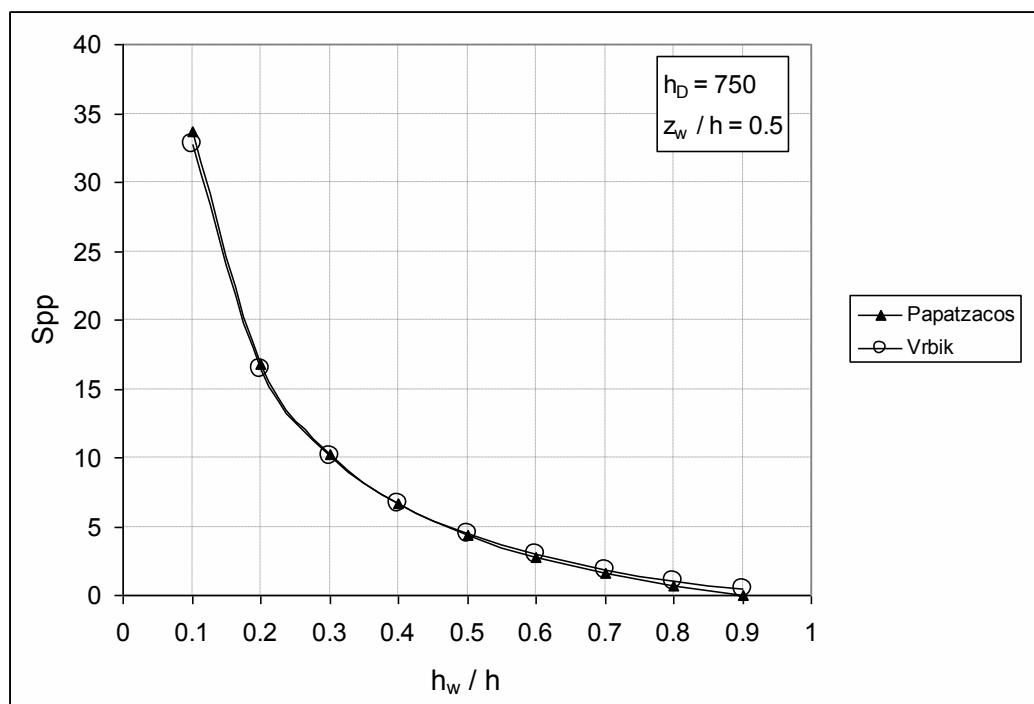


Рис. 2. Сравнение корреляций для расчета скин-фактора от частичного вскрытия

Скин-фактор за счет перфорации. Наиболее общий подход к расчету скин-фактора, возникающему за счет создания перфорационных каналов в продуктивном пласте, был предложен Karakas и Tariq (1991). По результатам подробного численного гидродинамического моделирования они предложили набор корреляций для расчета отдельных составляющих скин-фактора s_p , возникающего за счет перфорации:

$$s_p = s_H + s_V + s_{wb}, \quad (11)$$

где

s_H — скин-фактор за счет схождения потока к перфорационным каналам в горизонтальной плоскости;

s_V — скин-фактор за счет схождения потока к перфорационным каналам в вертикальной плоскости;

s_{wb} — скин-фактор за счет самого ствола скважины.

Выражение для расчета первого слагаемого в выражении (11) s_H имеет следующий вид:

$$s_H = \ln \left(\frac{r_w}{r_{we}} \right), \quad (12)$$

где

$$r_{we} = \begin{cases} \frac{1}{4} L_p, & \text{если } \varphi = 0^\circ, \\ \alpha_\varphi (r_w + L_p), & \text{если } \varphi \neq 0^\circ. \end{cases} \quad (13)$$

Здесь

r_{we} – эффективный радиус скважины с учетом длины перфорационных каналов, м;

L_p – длина перфорационных каналов, м;

α_φ – набор численных коэффициентов, зависящий от фазировки перфорационных зарядов φ и представленный в таблице 1.

Корреляция для расчета второго слагаемого в выражении (11) s_V получена в работе Karakas и Tariq в следующем виде:

$$s_V = 10^a z_{pD}^{b-1} r_{pD}^b, \quad (14)$$

где

$$z_{pD} = \frac{\Delta z_p}{L_p} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}, \quad (15)$$

$$r_{pD} = \frac{r_p}{2\Delta z_p} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right), \quad (16)$$

и

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2, \quad (17)$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2. \quad (18)$$

Здесь

z_{pD} – безразмерное расстояние между перфорационными отверстиями, д.е.;

Δz_p – расстояние между перфорационными отверстиями, м
($\Delta z_p = 1/n_s$, где n_s – плотность перфорационных отверстий, отв/м);

r_{pD} – безразмерный радиус перфорационных каналов, м;

r_p – радиус перфорационных каналов, м;

a_1, a_2, b_1, b_2 – наборы числовых констант, зависящие от фазировки перфорационных зарядов φ , приведены в таблице 1.

Как отмечают авторы выражение (14) получено для диапазона значений $z_{pD} \leq 10$ и $r_{pD} \geq 0.01$.

Формула для расчета третьего слагаемого в выражении (11) s_{wb} имеет следующий вид:

$$s_{wb} = c_1 \exp(c_2 r_{wD}), \quad (19)$$

где

$$r_{wD} = \frac{r_w}{r_w + L_p}. \quad (20)$$

Численные значения коэффициентов c_1 и c_2 , зависящие от фазировки перфорационных зарядов φ , приведены в таблице 1.

Выражение (19) получено для диапазона значений $0.3 \leq r_{wD} \leq 0.9$. При $r_{wD} < 0.3$ влияние скин-фактора за счет ствола скважины становится пренебрежимо малым и $s_{wb} \approx 0$.

Таблица 1. Значения числовых коэффициентов в корреляциях для расчет скин-фактора от перфорации

Фазировка перфорационных зарядов, φ градусы	α_φ	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0 (360)	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6×10^{-1}	2.675
180	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6×10^{-2}	4.532
120	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6×10^{-3}	5.320
90	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9×10^{-3}	6.155
60	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3.0×10^{-4}	7.509
45	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6×10^{-5}	8.791

Схема задачи для расчета скин-фактора за счет перфорации представлена на рис. 3.

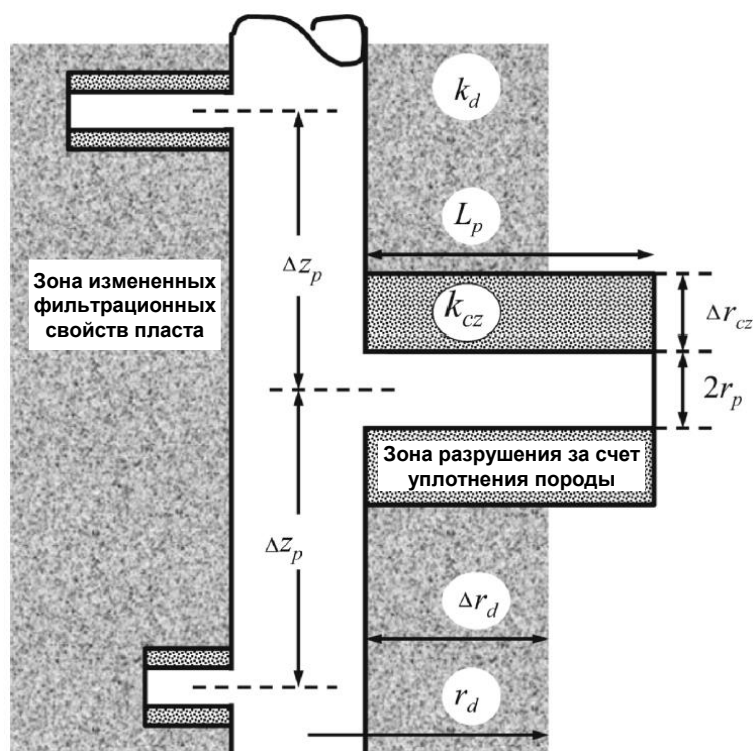


Рис. 3. Схема задачи для расчета скин-фактора за счет перфорации и скин-фактора за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов

В качестве примера на рис. 4 приведены результаты расчета скин-фактора за счет перфорации по методу Karakas и Tariq в зависимости от длины перфорационных каналов L_p для трех различных углов фазировки перфорационных зарядов (180° , 90° и 60°)

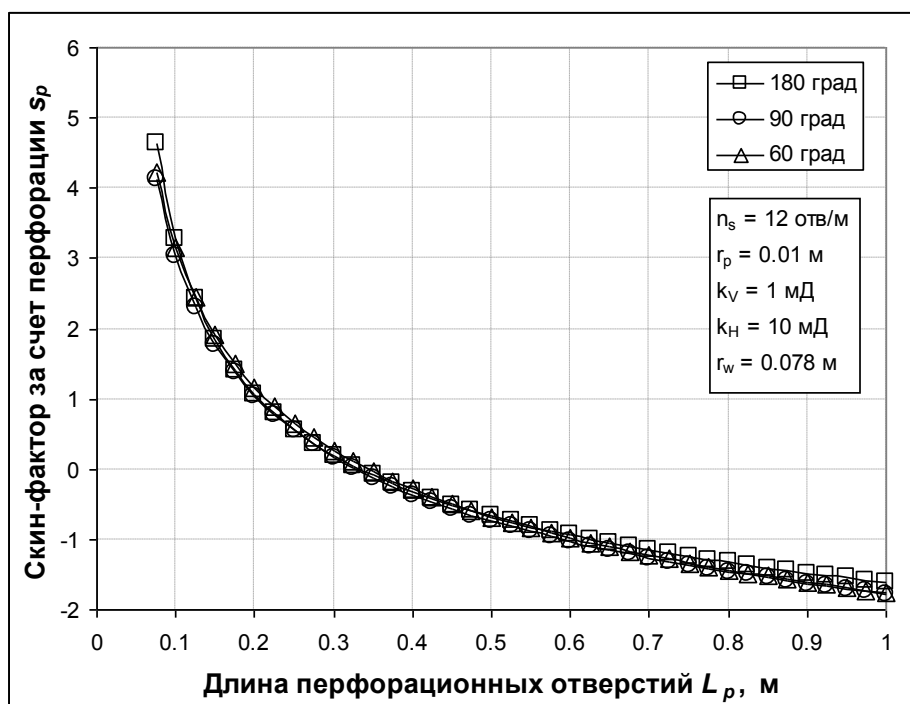


Рис. 4. Зависимость скин-фактора за счет перфорации по методу Karakas и Tariq в зависимости от длины перфорационных каналов L_p

Скин-фактор за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов. Расчет скин-фактора s_{cz} , возникающего за счет уплотнения горных пород вокруг перфорационных каналов, вызванного действием кумулятивной струи, производится по аналогии расчетом механического скин-фактора для зоны с измененными фильтрационными свойствами (McLeod, 1983):

$$s_{cz} = \frac{\Delta z_p}{L_p} \left(\frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \ln \left(\frac{r_{cz}}{r_p} \right), \quad (21)$$

где

k_{cz} — проницаемость зоны разрушения породы вокруг перфорационных каналов, мД;

r_{cz} — радиус зоны разрушения породы вокруг перфорационных каналов, м;

Схема задачи для расчета скин-фактора за счет образования зоны разрушения представлена на рис. 3. На рис. 5 представлена зависимость s_{cz} от относительного радиуса зоны разрушения r_{cz}/r_p .

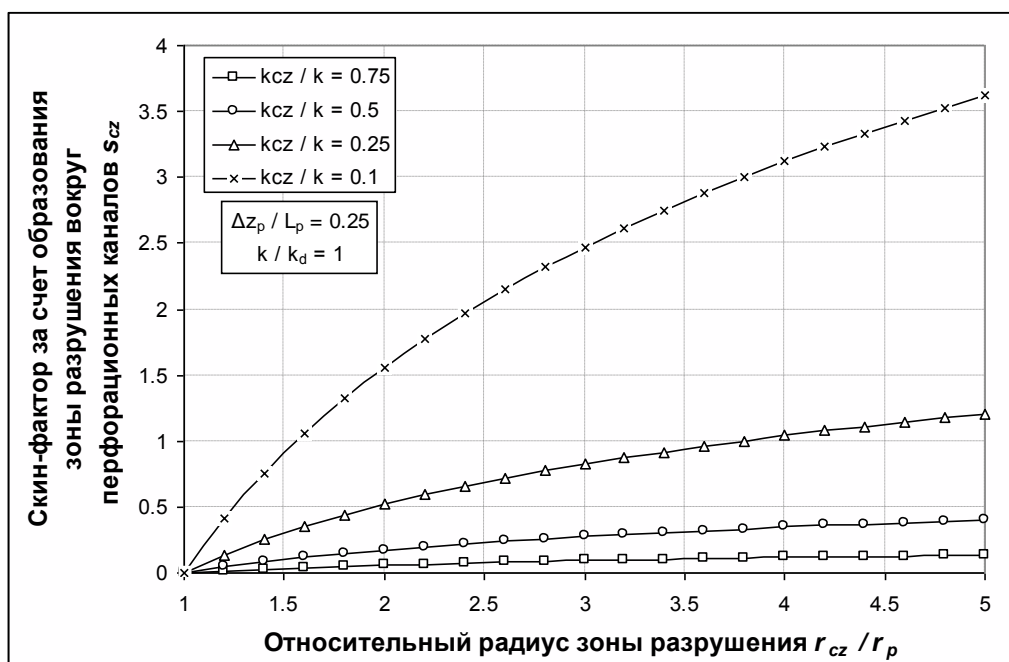


Рис. 5. Зависимость скин-фактора за счет уплотнения породы вокруг перфорационных каналов от относительного радиуса зоны разрушения

Геометрический скин-фактора за счет на отклонения скважины от вертикали. По сравнению с вертикальной скважиной продуктивность наклонно-направленной скважины оказывается выше за счет увеличения площади поверхности, доступной для притока пластового флюида. Этот эффект учитывают с помощью введения геометрического скин-фактора $s_\theta < 0$. Для расчета геометрического скин-фактора s_θ используют корреляции, основанные на аналитических моделях Cinco-Ley (1975) и Ozkan-Raghavan (2000). Схема задачи приведена на рис. 6.

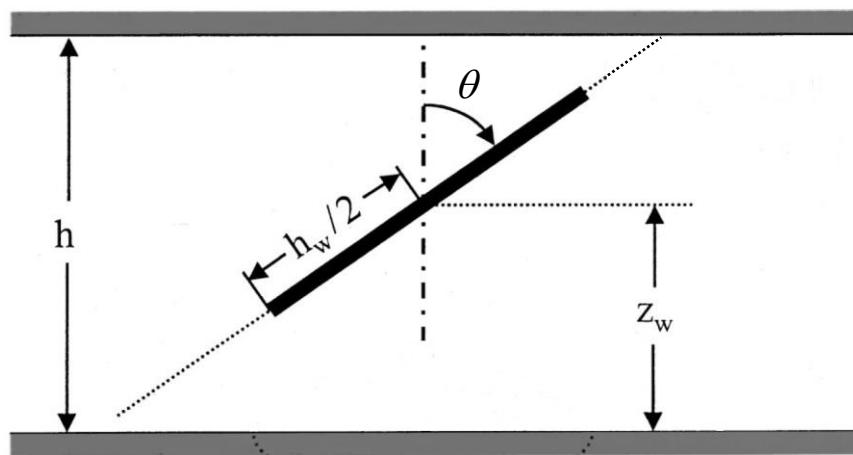


Рис. 6. Схема задачи для расчета скин-фактора за счет отклонения скважины от вертикали

1). Корреляция Cinco-Ley

$$s_{\theta} = -\left(\frac{\theta'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right), \quad (22)$$

где

$$\theta' = \arctg\left(\sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \operatorname{tg} \theta\right). \quad (23)$$

Здесь

θ – угол отклонения ствола скважины от вертикали, градусы.

Выражение (22) получено для $\theta \leq 75^\circ$ и в предположении, что наклонно-направленная скважина полностью вскрывает продуктивный пласт.

2). Корреляция Ozkan-Raghavan

$$s_{\theta} = 1 + \frac{2}{h_{wD} \sin \theta'} \sigma\left(r_D \cos \psi, r_D \sin \psi, -\frac{h_{wD}}{2} \sin \theta', \frac{h_{wD}}{2} \sin \theta'\right) + F, \quad (24)$$

где

$$h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V} \cos^2 \theta + \sin^2 \theta}, \quad (25)$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}, \quad (26)$$

$$r_D = \sqrt{1 + 0.09 h_{wD}^2 \sin^2 \theta'}, \quad (27)$$

$$\psi = \arccos\left(\frac{0.3h_{wD} \sin^2 \theta'}{r_D}\right), \quad (28)$$

$$z_D = \begin{cases} z_{wD} + 0.3h_{wD} \cos \theta', & \text{если } z_w \geq h/2, \\ z_{wD} - 0.3h_{wD} \cos \theta', & \text{если } z_w < h/2, \end{cases} \quad (29)$$

$$h_D = \frac{h_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}, \quad (30)$$

$$\begin{aligned} \sigma(x, y, a, b) = & \frac{1}{4} \left\{ (x-b) \ln[(x-b)^2 + y^2] - (x-a) \ln[(x-a)^2 + y^2] - \right. \\ & \left. - \frac{y}{2} \left(\operatorname{arctg} \frac{x-a}{y} - \operatorname{arctg} \frac{x-b}{y} \right) \right\}, \end{aligned} \quad (31)$$

$$\begin{aligned} F = & -\frac{h_D}{2h_{wD}} \left\{ \ln[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi(z_D + z_{wD} + e) + \exp(-2\lambda)] + \right. \\ & \left. + \ln[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi(z_D - z_{wD} - e) + \exp(-2\lambda)] \right\}, \end{aligned} \quad (32)$$

$$e = (z_D - z_{wD}) \cos^2 \theta', \quad (33)$$

$$\lambda = \frac{\pi r_D \sin \psi}{h_D \sin \theta'}. \quad (34)$$

Выражение (24) верно для

$$\frac{h_{wD}}{h_D} \geq \frac{2.3}{\sin \theta'}. \quad (35)$$

На рис. 5 представлена зависимость скин-фактора наклонно-направленной скважины от угла θ , полученная с помощью корреляций Cinco-Leu и Ozkan-Raghavan.

Отметим, что в модели, предложенной Cinco-Leu, предполагается, что наклонно-направленная скважина полностью вскрывает продуктивный пласт, тогда как корреляция Ozkan-Raghavan справедлива также и для наклонно-направленных скважин с частичным вскрытием. Для случая совершенной по степени вскрытия наклонно-направленной скважины оба подхода дают одинаковые результаты.

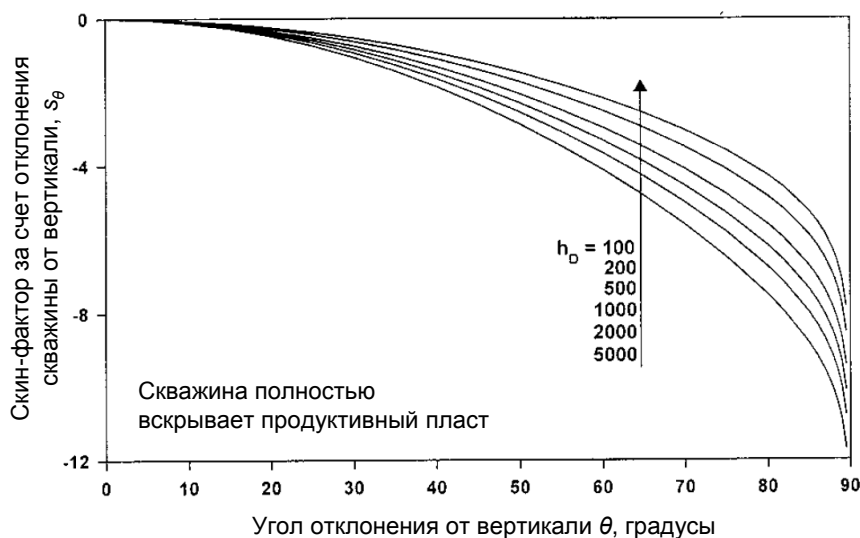


Рис. 5. Зависимость скин-фактора наклонно-направленной скважины от угла отклонения ствола скважины от вертикали

Замечание

В оригинальной статье SPE 66206 при выводе формулы (34) к выражению (15) было применено тождество (38). При этом было пропущено деление на h_D выражений, стоящих под косинусами. Таким образом, корректная формула имеет вид:

$$F = -\frac{h_D}{2h_{wD}} \left\{ \ln \left[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi \left(\frac{z_D + z_{wD} + e}{h_D} \right) + \exp(-2\lambda) \right] + \right. \\ \left. + \ln \left[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi \left(\frac{z_D - z_{wD} - e}{h_D} \right) + \exp(-2\lambda) \right] \right\},$$

2. Расчет общего скин-фактора для различных типов скважин

2.1. Необсаженная вертикальная скважина

Совершенная скважина по степени вскрытия. Если необсаженная вертикальная скважина (открытый ствол, open hole) полностью вскрыла продуктивный пласт, то скин-фактор такой скважины будет равен только механическому скин-фактору за счет изменения фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне

$$s_t = s_d$$

Значение механического скин-фактора s_d рассчитывается с помощью выражения (6).

Несовершенная скважина по степени вскрытия. Если необсаженная вертикальная скважина вскрыла продуктивный пласт не полностью, то общий скин-фактор такой скважины будет являться комбинацией из механического скин-фактора s_d и скин-фактора за счет частичного вскрытия s_{pp} . Схема фильтрационных потоков в призабойной области такой скважины изображена на рис. 6.

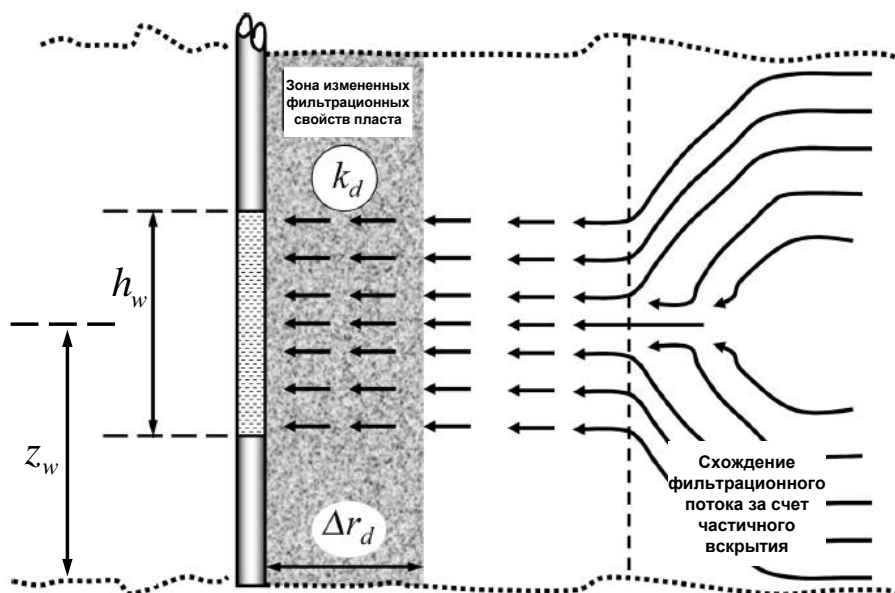


Рис. 6. Схема фильтрационных потоков вокруг вертикальной скважины, частично вскрывшей продуктивный пласт, с учетом наличия зоны измененных фильтрационных свойств

Аналитически можно показать, что в том случае, когда схождение потока происходит вне пределов зоны изменения фильтрационных свойств r_d , суммарный эффект от механического скин-фактора и скин-фактора за счет частичного вскрытия будет выражаться следующим образом

$$s_t = \frac{h}{h_w} s_d + s_{pp}, \quad (36)$$

где s_{pp} рассчитывается в соответствии с выражением (7) или (9).

В случае, когда часть фильтрационного потока сходится в пределах зоны измененных фильтрационных характеристик, общий скин-фактор будет меньше, чем полученный по формуле (25) и должен быть скорректирован:

$$s_t = \frac{1}{\gamma} \frac{h}{h_w} s_d + s_{pp}, \quad (37)$$

где $\gamma > 1$. Корреляционные зависимости для расчета поправочного параметра γ были представлены в работах Jones и Watts (1971), а также Odeh (1977).

Многие исследователи отмечают, что выражения (36) и (37) должны использоваться с осторожностью в тех случаях, когда механических скин-фактор s_d принимает отрицательные значения, а также для $h_w / h < 0.2$.

Пример 1. Проведем оценку скин-фактора вертикальной необсаженной скважины радиусом 0.108 м, работающей в пласте с горизонтальной проницаемостью 18 мД, коэффициентом анизотропии проницаемости 0.1 и мощностью коллектора 26.7 м. Скважина вскрывает первые 22 м от кровли продуктивного пласта. Известно также, что в процессе бурения вокруг скважины образовалась зона кольтматации бурового раствора радиусом 1.5 м, в которой проницаемость пласта уменьшилась в 10 раз.

Предположим, что область схождения фильтрационного потока находится вне зоны кольтматации бурового раствора и рассчитаем общий скин-фактор по выражению (36). Механический скин-фактор согласно выражению (6) будет равен

$$s_d = \left(\frac{18}{1.8} - 1 \right) \ln \left(\frac{1.5}{0.108} \right) = 24.37. \text{ 23.67}$$

Скин-фактор за счет частичного вскрытия рассчитаем по корреляции Papatzacos (7). В данном случае $z_w = h - h_w / 2 = 26.7 - 22 / 2 = 15.7$ м.

Тогда

$$h_D = \frac{26.7}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.1}} = 781.79$$

и

$$s_{pp} = \left(\frac{26.7}{22} - 1 \right) \ln \left[\frac{(3.14)(781.79)}{2} \right] + \\ + \frac{26.7}{22} \ln \left[\left(\frac{\frac{22}{26.7}}{2 + \frac{22}{26.7}} \right) \sqrt{\frac{(15.7 + 22/4)(26.7 - 15.7 + 22/4)}{(15.7 - 22/4)(26.7 - 15.7 - 22/4)}} \right] = 1.14.$$

Таким образом, общий скин-фактор скважины будет равен

$$s_t = \frac{26.7}{22} (24.37) + 1.14 = 30.72. \text{29.88}$$

2.2. Перфорированная вертикальная скважина

Полностью перфорированная скважина. Рассмотрим обсаженную и перфорированную вертикальную скважину, которая полностью вскрывает продуктивный пласт и перфорирована на всю мощность пласта. Общий скин-фактор s_t , обусловленный дополнительными потерями давления в призабойной зоне пласта за счет области измененной проницаемости, за счет наличия перфорационных каналов, а также за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов, можно рассчитать следующим образом [Jones-Slusser]:

$$s_t = s_d + \frac{k}{k_d} s_p + s_{cz}, \quad (38)$$

где

k – проницаемость пласта, мД;

k_d – проницаемость в зоне с измененными фильтрационными характеристиками, мД;

s_d – механический скин-фактор, определяемый по формуле (6);

s_{cz} – скин-фактор за счет зоны разрушения вокруг перфорационных каналов, определяемый исходя из выражения (21).

s_p –скин-фактор, за счет перфорации, определяемый выражением (11) и рассчитываемый по корреляции Karakas-Tariq.

В том случае, если длина перфорационных каналов L_p превышает радиус зоны измененных фильтрационных свойств r_d , то есть $L_p/r_d > 1$, в формулах (12)-(20) для расчета скин-фактор за счет перфорации необходимо использовать эффективные параметры (Karakas и Tariq)

$$L'_p = L_p - \left(1 - \frac{k_d}{k}\right) \Delta r_d, \quad (39)$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_d}{k}\right) \Delta r_d, \quad (40)$$

где

$$\Delta r_d = r_d - r_w. \quad (41)$$

Частично перфорированная скважина. Если обсаженная вертикальная скважина перфорирована не полностью на всю мощность продуктивного пласта, а лишь частично, то при расчете общего скин-фактора в выражении (38) необходимо учесть дополнительные потери давления в пласте, возникающие за счет эффекта схождения фильтрационного потока к интервалу перфорации. Схема фильтрационных потоков в призабойной области изображена на рис. 7. В этом случае выражение для расчета общего скин-фактора s_t примет вид (Jones and Slusser, 1974):

$$s_t = \frac{h}{h_w} \left(s_d + \frac{k}{k_d} s_p + s_{cz} \right) + s_{pp}, \quad (42)$$

где

h_w – мощность интервала перфорации, м;

s_{pp} – скин-фактор за счет частичного вскрытия, определяемый по корреляции (7) или (9).

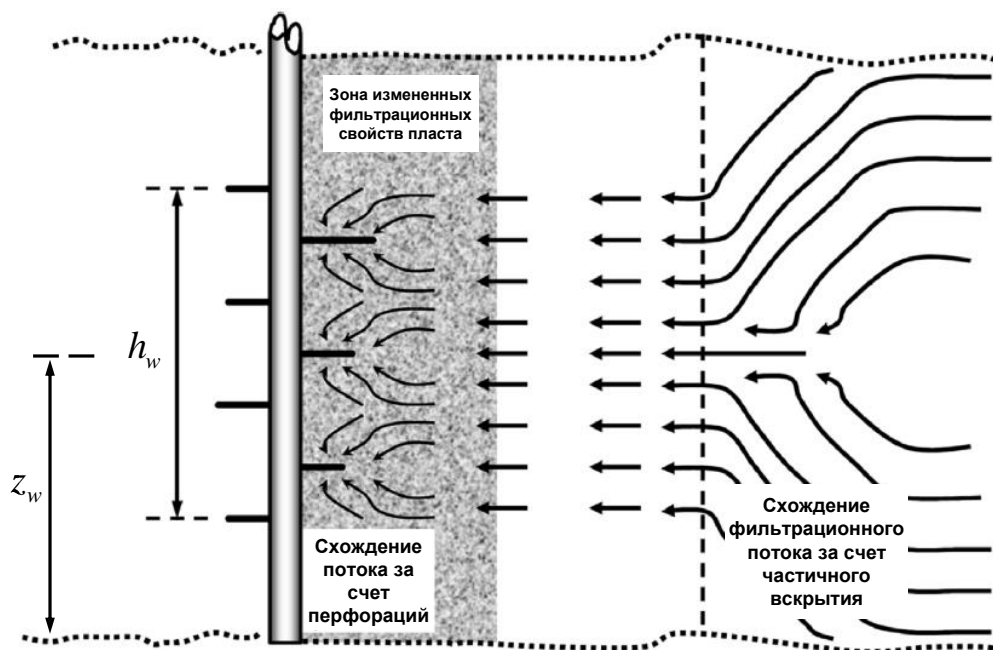


Рис. 7. Схема фильтрационных потоков вокруг частично перфорированной вертикальной скважины

Некоторые исследователи (Later, Bell et al, 1995) предлагают в выражении (42) использовать множитель $h/h_w\gamma$ вместо h/h_w для более точного учета влияния эффекта от частичного вскрытия на расчет общего скин-фактора.

Пример 2. Проведем оценку скин-фактора обсаженной вертикальной скважины радиусом 0.108 м, работающей в пласте с горизонтальной проницаемостью 11 мД, коэффициентом анизотропии проницаемости 0.2 и мощностью коллектора 26 м. Скважина перфорирована с помощью зарядов с 120-градусной фазировкой и плотностью перфорации 12 отверстий на метр. Радиус перфорационных каналов 0.015 м, длина – 70 см. Проницаемость в зоне уплотнения породы вокруг перфорационных каналов 2 мД, радиус этой зоны – в два раза превышает радиус перфорационных каналов. Известно также, что в процессе бурения вокруг скважины образовалась зона кольтматации бурового раствора радиусом 1.2 м, в которой проницаемость пласта уменьшилась в 5 раз.

Рассмотрим два случая: 1) скважина перфорирована полностью; 2) интервал перфорации равен 18 м и расположен по центру продуктивного пласта.

Значение общего скин-фактора перфорированной вертикальной скважины определим по выражению (38) для первого случая и по выражению (42) – для второго. Для этого рассчитаем основные составляющие общего скин-фактора.

а). Механический скин-фактор согласно выражению (6) будет равен

$$s_d = \left(\frac{11}{(11/5)} - 1 \right) \ln \left(\frac{1.2}{0.108} \right) = 9.63.$$

б). Скин-фактор за счет перфорации определим по выражению (11)

$$s_p = s_H + s_v + s_{wb}.$$

Из таблицы 1 находим значения необходимых для расчета коэффициентов для фазировки зарядов $\varphi = 120^\circ$: $\alpha_\varphi = 0.648$, $a_1 = -2.018$, $a_2 = 0.0634$, $b_1 = 1.6136$, $b_2 = 1.7770$, $c_1 = 6.6 \times 10^{-3}$, $c_2 = 5.320$.

Определим эффективный радиус скважины с учетом длины перфорационных каналов согласно выражению (13)

$$r_{we} = 0.648(0.108 + 0.7) = 0.524 \text{ м}.$$

Тогда скин-фактора за счет схождения потока к перфорационным каналам в горизонтальной плоскости по выражению (12) будет равен

$$s_H = \ln \left(\frac{0.108}{0.524} \right) = -1.58.$$

Определим безразмерные параметры из выражений (15) и (16) с учетом $\Delta z_p = 1/12 = 0.0833 \text{ м}$:

$$z_{pD} = \frac{0.0833}{0.7} \sqrt{\frac{1}{0.2}} = 0.266,$$

$$r_{pD} = \frac{0.015}{(2)(0.0833)} \left(1 + \sqrt{\frac{1}{0.2}} \right) = 0.291,$$

а также рассчитаем значения коэффициентов из выражений (17) и (18):

$$a = (-2.018) \log(0.291) + 0.0634 = -1.018,$$

$$b = (1.6136)(0.291) + 1.777 = 2.247.$$

Тогда скин-фактор за счет схождения потока к перфорационным каналам в вертикальной плоскости в соответствии с выражением (14) будет равен

$$s_v = (10)^{-1.018} (0.266)^{(2.247-1)} (0.291)^{2.247} = 8.43 \times 10^{-5}.$$

Для расчета скин-фактора за счет ствола скважины определим безразмерный радиус скважины исходя из выражения (20):

$$r_{wD} = \frac{0.108}{0.108 + 0.7} = 0.134.$$

Поскольку $r_{wD} < 0.3$, то скин-фактором за счет ствола скважины можно пренебречь и положить $s_{wb} \approx 0$. Однако для полноты изложения определим точное значение s_{wb} по выражению (19)

$$s_{wb} = 6.6 \times 10^{-3} \exp[(5.32)(0.134)] = 0.01.$$

Таким образом, скин-фактор за счет перфорации в соответствии с выражением (11) будет равен

$$s_p = -1.58 + 8.43 \times 10^{-5} + 0.01 = -1.57.$$

в). Скин-фактор за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов определим из выражения (21)

$$s_{cz} = \frac{0.0833}{0.7} \left(\frac{11}{2} - \frac{11}{11/5} \right) \ln \left(\frac{(2)(0.015)}{0.015} \right) = 0.04.$$

г). Скин-фактор за счет частичного вскрытия определим по корреляции Vrbik.

Определим значение безразмерной мощности пласта по выражению (8)

$$h_D = \frac{26}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.2}} = 538.31,$$

а также аргументы функции $f(y)$ из выражения (9) с учетом $z_w = (0.5)(26) = 13$ и

$$\frac{h_w}{h} = \frac{18}{26} = 0.692, \quad 2 \frac{z_w}{h} = (2) \left(\frac{13}{26} \right) = 1,$$

$$\frac{2z_w + h_w}{h} = \frac{(2)(13) + 18}{26} = 1.692, \quad \frac{2z_w - h_w}{h} = \frac{(2)(13) - 18}{26} = 0.308.$$

Рассчитаем значения функции $f(y)$ от 0 и от найденных аргументов в соответствии с выражением (10)

$$f(0) = (2) \ln(2) + \frac{1}{(3.14)(538.31)} \ln \left(\frac{0.1053}{(538.31)^2} \right) = 1.379,$$

$$f(0.692) = (0.692) \ln(0.692) + (2 - 0.692) \ln(2 - 0.692) + \\ + \frac{1}{(3.14)(538.31)} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{(3.14)(0.692)}{2} \right) + \frac{0.1053}{(538.31)^2} \right] = 0.096,$$

$$f(1) = (1) \ln(1) + (2 - 1) \ln(2 - 1) + \\ + \frac{1}{(3.14)(538.31)} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{(3.14)(1)}{2} \right) + \frac{0.1053}{(538.31)^2} \right] = 2.15 \times 10^{-10},$$

$$f(1.692) = (1.692) \ln(1.692) + (2 - 1.692) \ln(2 - 1.692) + \\ + \frac{1}{(3.14)(538.31)} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{(3.14)(1.692)}{2} \right) + \frac{0.1053}{(538.31)^2} \right] = 0.526,$$

$$f(0.308) = (0.308) \ln(0.308) + (2 - 0.308) \ln(2 - 0.308) + \\ + \frac{1}{(3.14)(538.31)} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{(3.14)(0.308)}{2} \right) + \frac{0.1053}{(538.31)^2} \right] = 0.526.$$

Тогда скин-фактор за счет частичного вскрытия исходя из выражения (9) будет равен

$$s_{pp} = \left(\frac{26}{18} - 1 \right) [1.2704 + \ln(538.31)] - \left(\frac{26}{18} \right)^2 [1.379 - 0.096 + 2.15 \times 10^{-10} - (0.5)(0.526) - (0.5)(0.526)] = 1.78.$$

Таким образом, согласно выражению (38) общий скин-фактор для случая, когда скважина перфорирована полностью, будет равен

$$s_t = 9.63 + \left(\frac{11}{11/5} \right) (-1.57) + 0.04 = 1.82.$$

Для случая, когда скважина частично вскрывает продуктивный пласт, определим скин-фактор из выражения (42):

$$s_t = \left(\frac{26}{18} \right) (1.82) + 1.78 = 4.41.$$

2.3. Необсаженная наклонно-направленная скважина

Совершенная скважина по степени вскрытия. Предполагая схему фильтрационных потоков близкой к изображенной на рис. 8, можно получить выражение для расчета общего скин-фактора s_t необсаженной наклонно-направленной скважины, полностью вскрывающей продуктивный пласт в следующем виде (Yildiz, 2006)

$$s_t = \frac{h}{L_w} s_d + s_\theta = s_d \cos \theta + s_\theta, \quad (43)$$

где

h – общая мощность продуктивного пласта, м;

L_w – длина наклонно-направленной скважины в пределах продуктивного пласта, м;

s_d – механический скин-фактор, определяемый по формуле (6);

s_θ – геометрический скин-фактор за счет отклонения скважины от вертикали, определяемый по корреляциям Cinco-Ley (22) или Ozkan-Raghavan (24) для скважины, полостью вскрывающей продуктивный пласт;

θ – угол отклонения ствола скважины от вертикали, градусы.

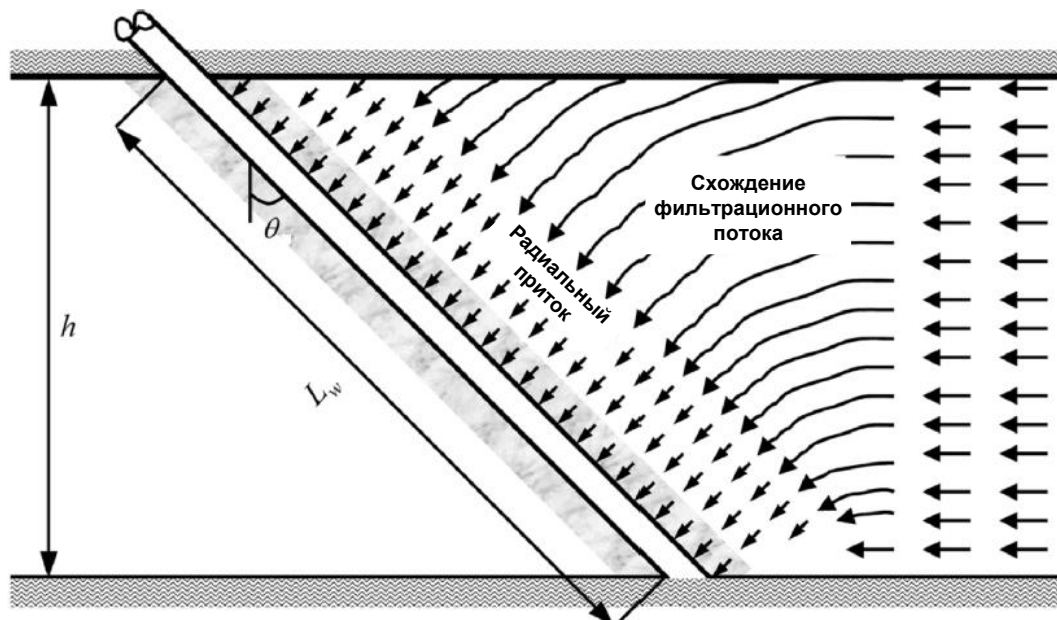


Рис. 8. Схема фильтрационных потоков вокруг необсаженной наклонно-направленной скважины, полностью вскрывающей продуктивный пласт

Несовершенная скважина по степени вскрытия. Если необсаженная наклонно-направленная скважина вскрыта не полностью, то выражение для расчета общего скин-фактора s_t принимает следующий вид:

$$s_t = \frac{h}{L_{wpc}} s_d + s_{\theta pp}, \quad (44)$$

где

L_{wpc} – длина наклонно-направленной скважины в пределах продуктивного пласта, открытая для притока флюида, м;

$s_{\theta pp}$ – геометрический скин-фактор за счет отклонения скважины от вертикали и за счет частичного вскрытия, определяемый по корреляции Ozkan-Raghavan (24).

Пример 3. Используя исходные данные из примера 1, оценим скин-фактор необсаженной наклонно-направленной скважины, полностью

вскрывающей продуктивный пласт. Угол отклонения скважин от вертикали на входе в пласт составляет 30° .

Общий скин-фактор наклонно-направленной скважины определим исходя из выражения (43). Механический скин-фактор для данной скважины был ранее рассчитан в примере 1: $s_d = 24.37$.

Геометрический скин-фактор за счет отклонения скважины от вертикали, а также за счет частичного вскрытия, определим с помощью корреляции Cinco-Leу (22) с учетом выражений (23) и (8):

$$\theta' = \arctg \left(\sqrt{\frac{1}{0.1}} \operatorname{tg}(30^\circ) \right) = 60.3^\circ,$$

$$h_D = \frac{26.7}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.1}} = 781.79,$$

$$s_\theta = - \left(\frac{61.3}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{61.3}{56} \right)^{1.865} \log \left(\frac{781.79}{100} \right) = -3.35.$$

Тогда общий скин-фактор будет равен

$$s_t = (24.37) \cos(30^\circ) - 3.35 = 17.76.$$

2.4. Перфорированная наклонно-направленная скважина

Полностью перфорированная скважина. Если обсаженная наклонно-направленная скважина полностью перфорирована по всей длине в пределах продуктивного пласта, то общий скин-фактор s_t определяется следующим образом

$$s_t = \frac{h}{L_w} \left(s_d + \frac{k}{k_d} s_p + s_{cz} \right) + s_\theta = \left(s_d + \frac{k}{k_d} s_p + s_{cz} \right) \cos \theta + s_\theta. \quad (45)$$

Предполагаемая схема фильтрационных потоков изображена на рис. 9.

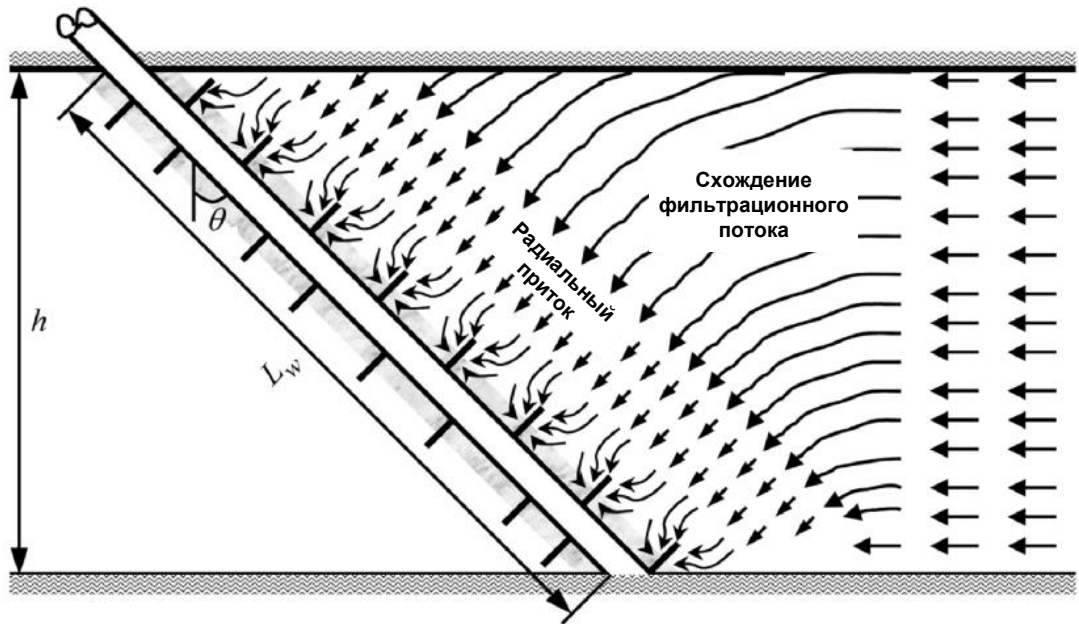


Рис. 9. Схема фильтрационных потоков вокруг перфорированной наклонно-направленной скважины, полностью вскрывающей продуктивный пласт

В выражении (45) при совместном учете механического скин-фактора s_d и скин-фактора за счет перфорации s_p , рассчитываемого по корреляции Karakas-Tariq (11), в случае $L_p/r_d > 1$ следует использовать эффективные параметры, определяемые выражениями (39) и (40).

Частично перфорированная скважина. В случае, когда обсаженная наклонно-направленная скважина лишь частично перфорирована выражение для расчета общего скин-фактора s_t принимает следующий вид:

$$s_t = \frac{h}{L_{wpc}} \left(s_d + \frac{k}{k_d} s_p + s_{cz} \right) + s_{\theta pp}. \quad (46)$$

Пример 4. Используя исходные данные из примера 2, оценим скин-фактор обсаженной наклонно-направленной скважины с углом отклонения от вертикали на входе в пласт 45° . Интервал перфорации составляет 18 м и расположен по центру продуктивного пласта.

Общий скин-фактор частично перфорированной наклонно-направленной скважины определим исходя из выражения (46). Значения механического скин-фактора, скин-фактора за счет перфорации и скин-

фактора за счет образования области разрушений вокруг перфорационных каналов были рассчитаны в примере 2: $s_d = 9.63$, $s_p = -1.57$, $s_{cz} = 0.04$.

Геометрический скин-фактор за счет отклонения скважины от вертикали, а также за счет частичного вскрытия, рассчитаем с помощью корреляции Ozkan-Raghavan (24).

Рассчитаем θ' по выражению (23):

$$\theta' = \arctg \left(\sqrt{\frac{1}{0.2}} \operatorname{tg}(45^\circ) \right) = 62.4^\circ.$$

Определим безразмерные параметры согласно выражениям (25)-(27) и (29)-(30) с учетом $z_w = h/2 = 26/2 = 13$:

$$h_{wD} = \frac{18}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.2} \cos^2(45^\circ) + \sin^2(45^\circ)} = 298.47,$$

$$z_{wD} = \frac{13}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.2}} = 269.16,$$

$$r_D = \sqrt{1 + (0.09)(298.47)^2 \sin^2(62.4^\circ)} = 79.34,$$

$$z_D = 269.16 + (0.3)(298.47) \cos(62.4^\circ) = 310.68,$$

$$h_D = \frac{18}{0.108} \sqrt{\frac{1}{0.2}} = 372.68.$$

Найдем угол ψ в выражении (28)

$$\psi = \arccos \left[\frac{(0.3)(298.47) \sin^2(62.4^\circ)}{79.34} \right] = 27.64^\circ.$$

Рассчитаем аргументы функции $\sigma(x, y, a, b)$ из выражения (24)

$$r_D \cos \psi = (79.34) \cos(27.64^\circ) = 70.29,$$

$$r_D \sin \psi = (79.34) \sin(27.64^\circ) = 36.8,$$

$$-\frac{h_{wD}}{2} \sin \theta' = -\left(\frac{298.16}{2} \right) \sin(62.4^\circ) = -132.08,$$

$$\frac{h_{wD}}{2} \sin \theta' = \left(\frac{298.16}{2} \right) \sin(62.4^\circ) = 132.08.$$

Определим значение функции $\sigma(x, y, a, b)$ для найденных аргументов согласно выражению (31)

$$\begin{aligned} \sigma = & \frac{1}{4} \left\{ (70.29 - 132.08) \ln \left[(70.29 - 132.08)^2 + (36.8)^2 \right] - \right. \\ & - (70.29 + 132.08) \ln \left[(70.29 + 132.08)^2 + (36.8)^2 \right] - \\ & \left. - \left(\frac{36.8}{2} \right) \left[\arctg \left(\frac{70.29 + 132.08}{36.8} \right) - \arctg \left(\frac{70.29 - 132.08}{36.8} \right) \right] \right\} = \\ & = -682.19. \end{aligned}$$

Определим значение F согласно выражению (32) с учетом выражений (33) и (34):

$$e = (310.68 - 269.16) \cos^2(62.4^\circ) = 8.93,$$

$$\lambda = \frac{(3.14)(79.34) \sin(27.64^\circ)}{(372.68) \sin(62.4^\circ)} = 0.35,$$

$$\begin{aligned} F = & - \left(\frac{372.68}{(2)(298.47)} \right) \left\{ \ln \left[1 - 2e^{-0.35} \cos \left[(3.14)(310.68 + 269.16 + 8.93) \right] + e^{-(2)(0.35)} \right] + \right. \\ & \left. + \ln \left[1 - 2e^{-0.35} \left[(3.14)(310.68 - 269.16 - 8.93) \right] + e^{-(2)(0.35)} \right] \right\} = -0.57. \end{aligned}$$

Рассчитаем геометрический скин-фактор согласно выражению (24):

$$s_{\theta pp} = 1 + \left[\frac{2}{(298.47) \sin(62.4^\circ)} \right] (-682.19) - 0.57 = -4.73.$$

Таким образом, общий скин-фактор частично перфорированной наклонно-направленной скважины будет равен

$$s_t = \left(\frac{26}{18} \right) \left[9.63 + \left(\frac{11}{11/5} \right) (-1.57) + 0.04 \right] - 4.73 = -2.10.$$

Замечание

В соответствии с правильным видом выражения

$$F = -\frac{h_D}{2h_{wD}} \left\{ \ln \left[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi \left(\frac{z_D + z_{wD} + e}{h_D} \right) + \exp(-2\lambda) \right] + \right. \\ \left. + \ln \left[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi \left(\frac{z_D - z_{wD} - e}{h_D} \right) + \exp(-2\lambda) \right] \right\}, \quad \text{верное значение}$$

$$F = -\left(\frac{372.68}{(2)(298.47)} \right) \left\{ \ln \left[1 - 2e^{-0.35} \cos \left[\frac{(3.14)}{372.68} (310.68 + 269.16 + 8.93) \right] + e^{-(2)(0.35)} \right] + \right. \\ \left. + \ln \left[1 - 2e^{-0.35} \cos \left[\frac{(3.14)}{372.68} (310.68 - 269.16 - 8.93) \right] + e^{-(2)(0.35)} \right] \right\} = 0.495$$

Рассчитаем геометрический скин-фактор согласно выражению (24):

$$s_{\theta pp} = 1 + \left[\frac{2}{(298.47) \sin(62.4^\circ)} \right] (-682.19) + 0.495 = -3.66.$$

Таким образом, общий скин-фактор частично перфорированной наклонно-направленной скважины будет равен

$$s_t = \left(\frac{26}{18} \right) \left[9.63 + \left(\frac{11}{11/5} \right) (-1.57) + 0.04 \right] - 3.66 = -1.03.$$

Список использованных источников

1. Bourdet D.: "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models". Elsevier. 2002.
2. Cinco-Ley H., Ramey H.J.Jr. and Miller F.G.: "Pseudo-skin Factors for Partially-Penetrating Directionally-Drilled Wells", paper SPE 5589, 1975.
3. Hawkins M.H.: "A Note on the Skin Effect", Trans., AIME 207, 1956.
4. Jones L.G. and Slusser M.L.: "The Estimation of Productivity Loss Caused by Perforations – Including Partial Completions in Formations With or Without Damage", paper SPE 4798, 1974.

5. Jones L.G. and Watts J.W.: "Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well", paper SPE 2616, 1971.
6. Joshi S.D.: "Horizontal Well Technology", PennWellPublishing Co., Tulsa, 1991.
7. Karakas M. and Tariq S.M.: "Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions", paper SPE 18247, 1991.
8. McLeod H.O.Jr.: "The Effect of Perforating Conditions on Well Performance", JPT (January 1983) 35, No 1, 31.
9. Odeh A.S.: "Pseudosteady-State Flow Capacity of Oil Wells With Limited Entry and an Altered Zone Around the Wellbore", paper SPE 6132, 1977.
10. Ozkan E. And Raghavan R.: "Computationally Efficient, Transient-Pressure Solution for Inclined Wells", paper SPE 66206, 2000.
11. Papatzacos P.: "Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells", paper SPE 13956, 1987.
12. Vrbik J.: "A Simple Approximation to the Pseudoskin Factor Resulting From Restricted Entry", paper SPE 21469, 1991.
13. Yildiz T.: "Assessment of Total Skin Factor in Perforated Well", paper SPE 82249, 2006.