

## Методы оценки качества вскрытия пластов и освоения скважин по коэффициенту скин-эффекта

Перечень и характеристика  
скин-эффекта

## Skin-Effect Rate Based Quality Assessment Methods for Bar- ing of Productive Formations and Well Completion

The List and Characteristics of  
Skin Effects

Ю.А. Балакиров, заместитель директора по науке, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук Высшей школы; И.Б. Буркинский, председатель общества, кандидат экономических наук, магистр по разработке нефтяных и газовых месторождений, ООО «Юг-нефтегаз»

Yu.A. Balakirov, I.B. Burkinsky

### Аннотация

Исследования показывают, что общий скин-эффект является результатом действия ряда факторов, большинство которых не может быть изменено. Эти составляющие общего скин-эффекта относятся к числу так называемых псевдоскин-эффектов, которые имеют механическую природу в отличие от скин-эффектов, связанных с загрязнением (кольматацией) пласта и ухудшением его проницаемости. В отличие от последних, псевдоскин-эффекты не могут быть устранены с помощью стимулирующих и других обработок. Чтобы рассчитать истинный скин-эффект, необходимо уметь оценивать псевдоскин-эффекты и отделять их величины общего (суммарного) скин-эффекта.

### Annotation

According to the researches, the general skin effect results from a number of factors, most of which can not be changed. These components of the skin effect belong to the type of the so-called «pseudo-skin effects» of a mechanical origin, contrary to the skin-effects related to the contamination (colmatation) of the formation and deterioration of its permeability. Unlike the latter, the «pseudo-skin effects» can not be eliminated by means of stimulating treatment and similar methods. In order to calculate the true skin effect, it is necessary to be able to assess the pseudo-skin effects and deduct their volumes from the general (total) skin effect.



Исследования показывают, что общий скин-эффект является результатом действия ряда факторов, большинство из которых не может быть изменено. Эти составляющие общего скин-эффекта относятся к числу так называемых псевдоскин-эффектов, которые имеют механическую природу в отличие от скин-эффектов, связанных с загрязнением (кольматацией) пласта и ухудшением его проницаемости. В отличие от последних псевдоскин-эффекты не могут быть устранены с помощью стимулирующих и других обработок. Чтобы рассчитать истинный скин-эффект, необходимо уметь оценивать псевдоскин-эффекты и отделять их величины от общего (суммарного) скин-эффекта.

Псевдоскин-эффекты, как правило, связаны с конфигурацией скважины или условиями добычи.

**Причинами псевдоскин-эффекта, связанными с конфигурацией скважины, являются:**

- ограничение входного потока из-за несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия;
- нецентрированность скважины;
- малая плотность перфорации, неправильное фазирование перфорационных отверстий, неглубокая перфорация;
- наклон скважины;
- толщина и наклон (падение) пласта.

**Причинами псевдоскин-эффекта, связанного с условиями добычи, являются:**

- высокие дебиты (большие скорости потока), которые выносят из пластов частицы, забивающие перфорационные отверстия и отклоняющие условия движения потока от первоначального режима Дарси;
- эксплуатация газоконденсатных скважин ниже точки росы приводит к появлению на забоях скважин жидкостей, ухудшающих характеристики потока.

Другими причинами псевдоскин-эффекта являются:

- смятие (сжатие) колонны труб;
- разрушение перфорационных отверстий в пластах, в которых превышены пределы прочности.

## Расчет общего (суммарного) скин-эффекта [1]

Скин-эффект:

- определяет величину падения установившегося давления;
- отражает измененную проницаемость какой-либо зоны пласта.

Как было сказано выше, скин-эффект является величиной безразмерной и определяется выражением, которое является искомым соотношением для вычисления скин-фактора:

$$S = \left( \frac{k}{k_y} - 1 \right) \ln \frac{r_c}{R_k}, \quad (1)$$

где проницаемость удаленной (неухудшенной зоны);  $k_y$  – проницаемость ухудшенной зоны;  $r_c$  – радиус действия совершенной скважины;  $R_k$  – радиус контура питания.

Величина скин-эффекта может быть вычислена на основании данных гидродинамического исследования пласта известными методами. Для определения можно



использовать кривые восстановления и падения давления. Для определения отношения под знаком логарифма можно воспользоваться формулами для определения времени восстановления или падения давления в залежи.

$$S = S_{c+\theta} + S_{\pi} + S_3 + \Sigma S_{\text{пс}} \quad (2)$$

Первые три члена в уравнении (2) представляют собой обычно самые важные части скин-фактора. Первый член  $S_{c+\theta}$  представляет собой скин-эффект, обусловленный несовершенством скважины по степени вскрытия и наклоном. Второй член  $S_{\pi}$  представляет скин-эффект, обусловленный перфорацией. И наконец третий член  $S_3$  относится к скин-эффекту от загрязнения, единственному виду, который может быть устранен с помощью кислотной обработки.

Последний член в правой части уравнения (2)  $\Sigma S_{\text{пс}}$  представляет собой большой набор факторов псевдоскин-эффекта:

$S_r$  – псевдоскин-фактор от трещин;  $S_{\text{нас}}$  – псевдоскин-фактор от жидко- или газонасыщенности в окрестностях скважины;  $S_{\pi}$  – псевдоскин-фактор от наклона (падения пласта);  $S_d$  – псевдоскин-фактор из-за отклонения движения потока от закона Дарси.

Скин-эффект, обусловленный гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия и наклоном скважины.

Нет никакого сомнения, что крайне важно количественно оценить компоненты скин-эффекта и, таким образом, оценить эффект стимулирующих обработок. Ведь зачастую влияние «псевдоскин-эффектов» превосходит скин-эффект от загрязнения. Для оценки скин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия, предложен ряд методик. На рис. 1 показана схема, иллюстрирующая случай конфигурации вертикальной и наклонной скважин с неполным заканчиванием. В табл. 1 показаны зависимости псевдоскин-факторов от неполного вскрытия продуктивного пласта и наклона скважины, а также смещения интервала вскрытия от середины пласта.

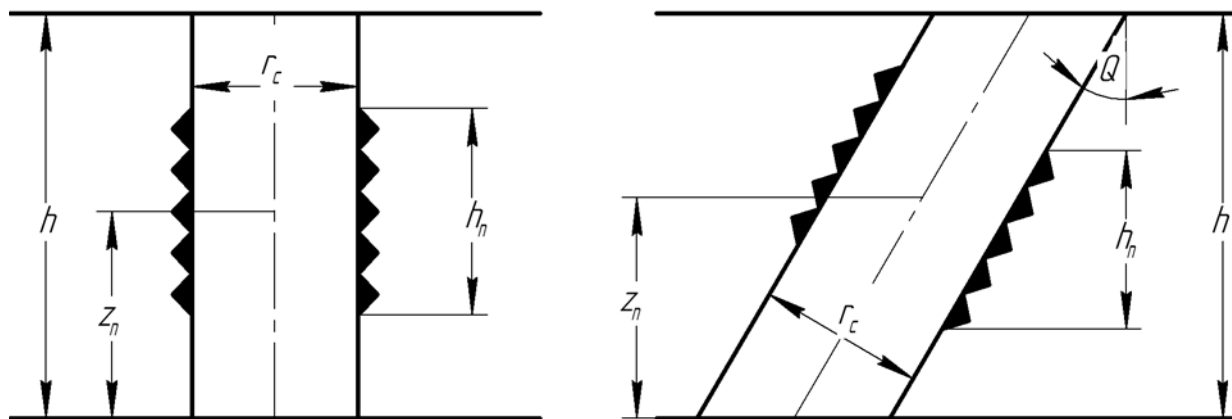


Рисунок 1 – а – вертикальная скважина, б – горизонтальная скважина

Если  $h_n$  – интервал перфорации,  $z_n$  – смещение интервала перфорации относительно центра продуктивного пласта,  $h$  – толщина коллектора, а  $h_n/h$  – отношение интервала перфорации к толщине пласта, то для расчетов коэффициентов скин-эффекта можно использовать следующие безразмерные параметры:

$\bar{h}_n = h_n/r_c$  (интервал перфорации);  $\bar{z}_n = z_n/r_c$  (смещение интервала перфорации отно-

сительно центра продуктивного пласта);  $\bar{h}_n = h/r_c$  (толщина коллектора);  $\bar{h}'_n = \bar{h}_n/h$  (отношение интервала перфорации к толщине пласта);  $r_c$  – радиус скважины. Для расчета скин-эффекта необходимы следующие параметры:  $h_n$ ,  $\bar{h}_n$ ,  $z_n/h_n$ ,  $\bar{h}_n \cos \theta / h_n$ .

В качестве примера примем  $\bar{h}_n = 100$ ,  $z_n/h_n = 0,5$  (середина коллектора), и  $\bar{h}_n \cos \theta / h_n = 0,25$  ( $\theta = 60$ ,  $h_n/h = 0,5$ ). Из таблицы 1 определим значение скин-фактора  $S_{c+\theta} = +5,6$ . Если уменьшить коэффициент вскрытия до 0,1, то скин-фактор возрастает до значения +15,5.

Таблица 1

$\theta^\circ$	$\bar{h}_n$	$z_n/h_n$	$\bar{h}_n \cos \theta / h_n$	$S_{c+\theta}$	$S_c$	$S_\theta$
0	100	0,95	0,1	20,810	20,810	0
15				20,385	20,810	-0,425
30				18,048	20,810	1,861
45				16,510	20,810	-4,300
60				12,662	20,810	8,147
75				6,735	20,810	-14,074
0	100	0,8	0,1	15,809	15,809	0
15				15,448	15,809	-0,360
30				14,185	15,809	-1,623
45				12,127	15,809	-3,682
60				8,944	15,809	-6,864
75				4,214	15,809	-11,804
0	100	0,6	0,1	15,257	15,257	0
15				14,898	15,257	-0,359
30				13,636	15,257	-1,621
45				11,583	15,257	-3,674
60				8,415	15,257	-6,842
75				3,739	15,257	-11,517
0	100	0,5	0,1	15,213	15,213	0
15				14,854	15,213	-0,359
30				13,592	15,213	-1,620
45				11,540	15,213	-3,673
60				8,372	15,213	6,841
75				3,699	15,213	-11,514
0	100	0,875	0,25	8,641	8,641	0
15				8,359	8,641	-0,282
30				7,487	8,641	-1,154
45				5,968	8,641	-2,673
60				3,717	8,641	-4,924



Продолжение таблицы 1

75				0,464	8,641	-8,177
0	100	0,75	0,25	7,002	7,002	0
15				6,750	7,002	-0,251
30				5,969	7,002	-1,032
45				4,613	7,002	-2,388
60				2,629	7,002	-4,372
75				-0,203	7,002	-7,206
0	100	0,6	0,25	6,658	6,658	0
15				6,403	6,658	-0,249
30				5,633	6,658	-1,024
45				4,290	6,658	-2,447
60				2,337	6,658	-4,32
75				-0,418	6,658	-7,076
0	100	0,5	0,25	6,611	6,611	0
15				6,361	6,611	-0,249
30				5,587	6,611	-1,023
45				4,245	6,611	-2,365
60				2,295	6,611	-4,315
75				0,451	6,611	-7,062
0	100	0,75	0,5	3,067	3,067	0
15				2,878	3,067	-0,189
30				2,308	3,067	-0,759
45				1,338	3,067	-1,729
60				-0,082	3,067	-3,150
75				-2,119	3,067	-5,187
0	100	0,6	0,5	2,430	2,430	0
15				2,254	2,430	-0,176
30				1,730	2,430	-0,700
45				0,838	2,430	-1,592
60				-0,466	2,430	-2,897
75				-2,341	2,430	-4,772
0	100	0,5	0,5	2,369	2,369	0
15				2,149	2,369	-0,175
30				1,672	2,369	-0,697
45				0,785	2,369	-1,584
60				-0,509	2,369	-2,879
75				4,738	2,369	2,368
0	100	0,625	0,75	0,924	0,924	0
15				0,776	0,924	-0,145



Продолжение таблицы 1

30				0,337	0,924	-0,587
45				-0,411	0,924	-1,338
60				-1,507	0,924	-2,432
75				-3,099	0,924	-4,024
0	100	05,	0,75	0,694	0,694	0
15				0,554	0,694	-0,139
30				0,134	0,694	-0,560
45				-0,581	0,694	-1,275
60				-1,632	0,694	-2,326
75				-3,170	0,694	-3,864
0	100	0,5	1,0	0	0	0
15				-1,128	0	-1,128
30				-0,517	0	-0,517
45				-1,178	0	-1,178
60				-2,149	0	-2,149
75				3,577	0	3,577
0	1000	0,95	0,1	41,521	41,521	0
15				40,343	41,521	-1,178
30				36,798	41,521	-4,722
45				30,844	41,521	-10,677
60				22,334	41,521	-19,187
75				10,755	41,521	-30,766
0	1000	0,8	0,1	35,840	35,840	0
15				34,744	35,840	-1,095
30				31,457	35,840	-4,382
45				25,973	35,840	-9,867
60				18,241	35,840	-17,599
75				8,003	35,840	-27,837
0	1000	0,6	0,1	35,290	35,290	0
15				34,195	35,290	-1,095
30				30,910	35,290	-4,380
45				25,430	35,290	-9,860
60				17,710	35,290	-17,580
75				7,522	35,290	-27,768
0	1000	0,5	0,1	35,246	35,246	0
15				34,151	35,246	-1,095
30				30,866	35,246	-4,380
45				25,386	35,246	-9,860
60				17,667	35,246	-17,579



Продолжение таблицы 1

75				7,481	35,246	-27,765
0	1000	0,875	0,25	15,733	15,733	0
15				15,136	15,733	-0,597
30				13,344	15,733	-2,389
45				10,366	15,733	-5,367
60				6,183	15,733	-9,550
75				0,632	15,733	-15,101
0	1000	0,75	0,25	14,040	14,040	0
15				13,471	14,040	-0,569
30				11,770	14,040	-2,270
45				8,959	M	-5,081
60				5,047	14,040	-8,993
75				-0,069	14,040	-14,109
0	1000	0,6	0,25	13,701	13,701	0
15				13,133	13,701	-0,568
30				11,437	13,701	-2,264
45				8,638	13,701	-5,063
60				4,753	13,701	-8,948
75				-0,288	13,701	-13,989
0	1000	0,5	0,25	13,655	13,655	0
15				13,087	13,655	-0,58
30				11,391	13,655	-2,264
45				8,593	13,655	-5,062
60				4,711	13,655	-8,944
75				-0,321	13,655	-13,139
0	1000	0,75	0,5	5,467	5,467	0
15				5,119	5,467	-0,348
30				4,080	5,467	-1,387
45				2,363	5,467	-3,104
60				0,031	5,467	-5,498
75				-3,203	5,467	-8,670
0	1000	0,6	0,5	4,837	4,837	0
15				4,502	4,837	-0,335
30				3,503	4,837	-1,334
45				1,856	4,837	-2,979
60				-0,424	4,837	-5,261
75				-3,431	4,837	-8,268
0	1000	0,5	0,5	4,777	4,777	0
15				4,443	4,777	-0,334



Окончание таблицы 1

30				3,446	4,777	-1,331
45				1,806	4,777	-2,971
60				-0,467	4,777	-5,244
75				-3,458	4,777	-8,235
0	1000	0,625	0,75	1,735	1,735	0
15				1,483	1,735	-0,252
30				0,731	1,735	-1,004
45				-0,512	1,735	-2,247
60				-2,253	1,735	-3,988
75				-4,595	1,735	-6,330
0	1000	0,5	0,75	1,508	1,508	0
15				1,262	1,508	-0,246
30				0,527	1,508	-0,960
45				-0,683	1,508	-2,191
60				-2,380	1,508	-3,888
75				-4,665	1,508	-6,173
0	1000	0,5	1,0	0	0	0
15				-0,206	0	-0,206
30				-0,824	0	-0,824
45				-1,850	0	-1,850
60				-3,298	0	-3,298
75				-5,282	0	-5,282

Очевидно, что этот скин-эффект сам по себе может полностью скрыть и приуменьшить значение скин-эффекта от загрязнения. Скин-эффект, обусловленный частичным вскрытием пласта  $h'_n$ , имеет большое значение, потому что он часто является результатом других производственных обстоятельств (таких как избежание образования конуса обводнения, недоведение скважины до проектной глубины).

Упрощенная методика инженерного расчета псевдоскин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия, предложена Ворбиком [1], где величина является функцией трех безразмерных параметров:  $z_n$  – относительное смещение фильтра (перфорированной части колонны) от середины продуктивного пласта,  $\bar{h}'_n$  – отношение перфорированной части ко всей толщине продуктивного пласта и  $R$  – отношение радиуса скважины к радиусу призабойной зоны, в которой закон фильтрации газа отклоняется от закона Дарси из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и с учетом анизотропности пласта.

Если обозначить через  $k_v, k_r$  соответственно вертикальную и горизонтальную проницаемость пласта ( $m^2$ ),  $r_c$  – радиус скважины ( $m$ ),  $R_2$  – радиус призабойной зоны, в которой закон фильтрации газа отклоняется от закона Дарси из-за несовершенства скважины по степени вскрытия ( $m$ ), то параметр  $R$  определяется из следующего выражения:





$$R = \frac{r_c \left( \frac{k_B}{k_r} \right)^{0.5}}{R_2}. \quad (3)$$

С помощью безразмерных параметров упрощенная формула для расчета псевдоскин-эффекта, обусловленного гидродинамическим несовершенством скважины, выглядит так:

$$S_c = \frac{(1-\bar{z}'_n)}{\bar{z}'_n} [1,2704 - \ln(R)] - \frac{f(0) - f(\bar{z}'_n) + f(1-2\bar{h}'_n) - \frac{f(1-2\bar{h}'_n + \bar{z}'_n)}{2} - \frac{f(1-2\bar{h}'_n - \bar{z}'_n)}{2}}{(\bar{z}'_n)^2};$$

$$f(y) = y \ln(y) + (2-y) \ln(2-y) + \frac{R \ln \sin^2 \left( \frac{\pi y}{2} \right) + 0,1053 R^2}{\pi};$$

$$0 \ln(0) = 0. \quad (4)$$

Анализ показывает, что при  $R < 0,1$  и  $\bar{z}'_n > R$  (эти условия удовлетворяют всем практическим случаям) погрешность вычисления коэффициента скин-эффекта, обусловленного несовершенством скважины по степени вскрытия, невелика по сравнению с вычисленным по очень сложным формулам с помощью специальной компьютерной программы.

Существует еще одна методика оценки скин-эффекта, обусловленного несовершенством скважины по степени вскрытия продуктивного пласта (для случаев соблюдения и нарушения закона Дарси).

Уравнение притока газа к скважине при стационарной фильтрации при соблюдении закона Дарси выражается формулой:

$$\Delta p^2 = a Q_r. \quad (5)$$

При нарушении закона Дарси:

$$\Delta p^2 = a Q_r + b Q_r^2. \quad (6)$$

Здесь  $\Delta p$  – депрессия (разность пластового и забойного давления),  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта, призабойной зоны и конструкции скважины.

Коэффициент  $a$  называется гидравлическим сопротивлением пласта и является величиной, обратной коэффициенту продуктивности.

Для гидродинамически совершенных скважин при радиальной фильтрации эти коэффициенты выражаются формулами:

$$a = \frac{\mu z P_0 T_{пл} \ln \frac{R_k}{r_c}}{\pi k h T_{ст}}; \quad (7)$$



$$b = \frac{\rho_{\text{ар}} z P_0 T_{\text{пл}} \left( 1 - \ln \frac{R_k}{r_c} \right)}{2\pi^2 h^2 T_{\text{ст}} r_c}. \quad (8)$$

Для гидродинамически несовершенных скважин по степени вскрытия:

$$a = a^* \ln \left( \frac{R_k}{r_c} + S_1 \right), \quad a^* = \frac{\mu z P_0 T_{\text{пл}}}{r_c \pi k h T_{\text{ст}}}; \quad (9)$$

$$b = b^* \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + S_3 \right), \quad b^* = \frac{\rho_{\text{ар}} z P_0 T_{\text{пл}}}{2\pi^2 h^2 T_{\text{ст}}}. \quad (10)$$

$\mu$  – вязкость газа;

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$T_{\text{пл}}$  – пластовая температура;

$R_k$  – радиус контура питания;

$r_c$  – радиус скважины;

$k$  – коэффициент проницаемости пласта;

$h$  – толщина пласта;

$T_{\text{ст}}$  – стандартная температура;

$S_1$  и  $S_3$  – коэффициенты несовершенства скважины (скин-эффекты) по степени вскрытия.

Скин-факторы  $S_1$  и  $S_3$  можно вычислить, пользуясь выражениями:

$$S_1 = \frac{1}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}} - \ln \bar{R}; \quad S_3 = \frac{S_1 + n \bar{R}}{\bar{h} \ln \bar{R}}, \quad (11)$$

где  $\sqrt{\frac{1}{k_r}}$  – параметр анизотропии,  $\bar{R} = \frac{R_k}{r_c}$  – относительный радиус скважины;

$\bar{h} = \frac{h_{\text{п}}}{h}$  – толщина относительного вскрытия пласта;  $x = 1 - \bar{h} \cdot k_v, k_r$  – соответственно

проницаемость пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях;  $R_k$  – радиус контура;  $r_c$  – радиус скважины;

$h$  – толщина пласта;  $h_{\text{п}}$  – толщина вскрытия пласта.

С учетом (1–11) коэффициенты фильтрационного сопротивления для несовершенных по степени вскрытия скважин, вскрывших анизотропные пласты, будут определяться формулами:

$$a = \frac{a^*}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}, \quad b = b^* \frac{\ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}}{\bar{h} v \ln \bar{R}}. \quad (12)$$

## Оценка качества вторичного вскрытия пласта

Скин-эффект от перфорации  $S_{\text{п}}$  является суммой эффектов:

- плоского течения,  $S_{\text{пт}}$ ;
- вертикального схождения,  $S_{\text{вс}}$ ;



- призабойной зоны скважины,  $S_{пз}$ .

$$S_{п} = S_{пт} + S_{вс} + S_{пз}. \quad (13)$$

Псевдоскин-эффект  $S_{пт}$  определяется выражением:

$$S_{пт} = \ln \frac{r_c}{r'_c(\theta)} \quad (14)$$

$r_c$  – радиус скважины, м;

$r'_c(\theta)$  – эффективный радиус скважины, который является функцией фазового угла  $\theta$ :

$$r'_c(\theta) = \frac{l_{п}}{4} \text{ —, } (\theta = 0); \quad r'_c(\theta) = l_{п} + r_c, \quad (\theta \neq 0), \quad (15)$$

где  $l_{п}$  – длина перфорированного отверстия, м;

$\alpha_o$  – переменная, зависящая от фазы. Зависимость этой переменной от фазового угла показана в табл. 2.

Таблица 2

Фазовый угол $\theta$ , град	$\alpha_o$
0(360)	0,25
180	0,5
120	0,648
90	0,726
60	0,813
45	0,86

Вертикальный псевдофактор  $S_{вс}$  может быть вычислен после определения некоторых безразмерных переменных:

$$\bar{h}_{по} = \frac{h_{по}}{l_{п} \sqrt{\frac{k_{г}}{k_{в}}}}, \quad (16)$$

где  $h_{по}$  – расстояние между перфорационными отверстиями (обратно пропорционально плотности отверстий);

$k_{в}, k_{г}$  – соответственно горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта.

$$\bar{r}_{по} = \frac{d_{по} \left[ 1 + \left( \frac{k_{в}}{k_{г}} \right)^{1/2} \right]}{2h_{по}}, \quad (17)$$

где  $d_{по}$  – диаметр перфорационных отверстий.

$$\bar{r}_c = \frac{r_c}{l_{п} + r_c}. \quad (18)$$

Скин-фактор вертикального схождения определяется уравнением:

$$S_{вс} = 10^a \cdot h_c^{-b-1} \cdot \bar{r}_{по}^{-b}, \quad (19)$$



где  $a$  и  $b$  определяются выражениями:

$$a = a_1 \cdot \log \bar{r}_{\text{по}} + a_2, \quad b = b_1 \cdot \bar{r}_{\text{по}} + b_2. \quad (20)$$

Значения констант  $a_1, a_2, b_1, b_2$  являются функциями угла фазирования. Их величины приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Коэффициенты корреляции вертикального скина

Угол фазирования, град.	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
0(360)	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120	-2,018	0,0634	1,6136	1,7771
90	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60	-1,898	0,1623	1,3654	1,6490
45	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Скин-фактор призабойной зоны скважины  $S_{\text{пз}}$  может быть описан следующим выражением:

$$S_{\text{пз}} = -1 \cdot e^d, \quad (d = c^2 r_{\text{по}}). \quad (21)$$

Константы  $c_1, c_2$  могут быть получены из табл. 4.

Таблица 4

Угол фазирования, град.	$c_1$	$c_2$
0(360)	$1,6 \cdot E-1$	2,675
180	$2,6 \cdot E-2$	4,532
120	$6,6 \cdot E-2$	5,320
90	$1,9 \cdot E-3$	6,155
60	$3,0 \cdot E-4$	7,509
45	$4,6 \cdot E-5$	8,791

Еще один метод оценки скин-эффекта от перфорации предложен в [2]. Задача решена методом математического моделирования. На рис. 2 показаны номограммы для определения коэффициента скин-эффекта для разнообразных практических случаев (разных значений фазовых углов, плотностей перфорации, длин каналов перфорации, отношений проницаемостей ухудшенной и удаленной зон и др.). В ра-

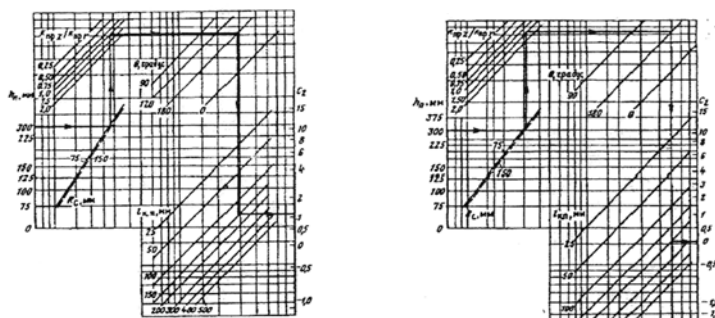


Рисунок 2 – Номограммы для определения коэффициента скин-эффекта от перфорации. Сетка перфорации: а – простая, б – шахматная



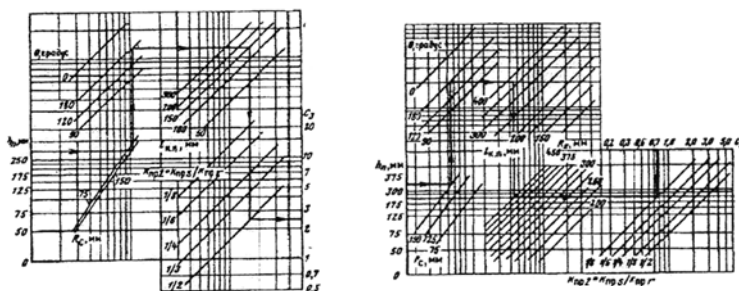


Рисунок 3 – Номограммы для определения коэффициента скин-эффекта от перфорации при ухудшенной проницаемости призабойной зоны пласта

боте [2] предложена методика расчета скин-эффекта от перфорации упрощенным аналитическим методом.

В [1] показано, что скин-эффект от загрязнения и перфорации можно выразить как

$$(S_3)_п = \left( \frac{k}{k_y} - 1 \right) \cdot \left[ \ln \frac{r_3}{r_c} + S_п \right] = (S_3)_{oc} + S_п \frac{k}{k_y}. \quad (22)$$

Если перфорационные отверстия заканчиваются в зоне загрязнения ( $l_п < l_3$ ). В этом выражении  $r_3$  – радиус загрязненной зоны, а  $(S_3)_{oc}$  скин-эффект эквивалентного открытого ствола (1).

Если, например,  $l_п = 36,6$  см ( $r_3 = 48,82$  см), а коэффициент уменьшения проницаемости  $\left( \frac{k}{k_y} \right)$  равен 5, то из выражения 22 и значения скин-эффекта от перфорации, вычисленного ранее, можно определить величину  $(S_3)_п = 12$ .

Там же показано, что скин-эффект для перфорационных отверстий, заканчивающихся за пределами загрязненной зоны, может быть подсчитан по формуле:

$$(S_3)_п = S_п - S'_п, \quad (23)$$

где  $S'_п$  – значение скин-эффекта от перфорации, рассчитанное для приведенного перфорационного отверстия  $l'_п$ , приведенного радиуса  $r'_c$ , которые определяются выражениями:

$$l'_п = l_п - \left( 1 - \frac{k_y}{k} \right) l_3; \quad (24)$$

$$r'_c = r_c - \left( 1 - \frac{k_y}{k} \right) l_п. \quad (25)$$

Величины  $l'_п$  и  $r'_c$  используются вместо  $l_п$  и  $r_c$  для вычисления  $S_п$  способом, показанным ранее.

Если в предыдущем примере  $l_п = 12,16$  см, то значения  $l'_п$  и  $r'_c$  соответственно равны 10,55 и 22,07 см. Вычисленное с помощью (23) значение  $(S_3)_п$  равно 1, которое показывает уменьшение по сравнению с величиной, рассчитанной для значения радиуса загрязнения, большего, чем длина перфорации.

Существует один метод оценки коэффициента скин-эффекта от перфорации при ухудшенной проницаемости ПЗП. На рис. 3 показана номограмма для определения дополнительного скин-эффекта, обусловленного загрязнением ПЗП в зоне перфорации. Одним из параметров является

относительная проницаемость зоны ухудшенной проницаемости  $K_{пс2} = \frac{K_{пс}}{K_{пг}}$ .

23. ( $K_{пс}$  – ухудшенная проницаемость ПЗП). Все остальные параметры, как на рис. 2. →

## Оценка качества первичного и вторичного вскрытия пласта

На основании вышеизложенного можно предложить последовательность шагов по оценке качества первичного и вторичного вскрытия пластов:

- 1) На основании проведенных гидродинамических исследований и испытаний скважины в процессе бурения и освоения, а также имеющихся данных о характеристиках продуктивного объекта определяются важнейшие параметры.
- 2) Определяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины ОП.
- 3) Определяется суммарный скин-эффект  $S$  в исследуемой скважине.
- 4) Описанными методами определяются коэффициенты скин-эффекта от гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия  $S_{c+\theta}$  и от перфорации  $S_{II}$ .
- 5) Из выражения (22) определяется величина скин-эффекта  $S_3$ , обусловленного загрязнением ПЗП в процессе бурения и при перфорации. Полученные значения скин-эффектов характеризуют:  $S_{c+\theta} + S_{II}$  ухудшение гидродинамических характеристик при вторичном скрывании, а  $S_3$  при первичном вскрытии от загрязнения.

## Оценка элемента качества

Предлагаются следующие оценки качества скважины:

- 1) Оценка элемента качества скважины по показателю «качества вскрытия продуктивного пласта и освоения пласта»:

$$M1 = ОП. \quad (26)$$

- 2) Оценка элемента качества скважины по показателю «первичное вскрытие продуктивного пласта»:

$$M1.1 = \frac{S_3 + S_{c+\theta}}{S}. \quad (27)$$

- 3) Оценка элемента качества скважины по показателю «вторичное вскрытие продуктивного пласта и освоение скважины»:

$$M1.2 = \frac{S_{II}}{S}. \quad (28)$$

В заключение вышеизложенного хотелось бы отметить, что колтюбинговая установка имеет очень важную особенность – не загрязнять ствол скважины, а значит, и не повышать скин-эффект. В колтюбинге есть все необходимое для проведения подземных ремонтных работ в скважине, самое главное – гибкие трубы с различными диаметрами нефтяного сортамента. Очень важно, что колтюбинговая установка является «врагом скин-эффекта», поскольку без помощи так называемых посредников сама закачивает под большим давлением нужные технологические жидкости до нужной глубины, без лишних «случайных» веществ-загрязнителей.

Таким образом, колтюбинговая установка позволяет бороться за чистоту в стволе скважины до призабойной зоны пласта с обеспечением повышения производительности скважины после ремонта. ■

### Литература

1. Балакиров Ю.А. Инновационные технологии в нефтегазодобыче / Ю.А. Балакиров, Ю.Н. Бугай. – К.: МНТУ, 2000. – 476 с.
2. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. / под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 288 с.