

АНАЛИЗ СТАНДАРТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ СКИН-ЭФФЕКТА

В. Н. Федоров

V. N. Fedorov

Научный руководитель

Scientific director

Р. Р. Фаизов

R. R. Faizov

Студент

Student

ФГБОУ ВО «УГНТУ»

FSBEI HE "USPTU", Ufa

Уфа, Россия

Ufa, Russia

ANALYSIS OF STANDARD SKIN EFFECT VALUES

Аннотация: В данной работе проанализированы стандартные значения скин-эффекта на примере моделей скважин. Сделаны выводы о применимости стандартных данных на практике.

Abstract: This article analyzes the standard values of the skin effect on the example of well models. Conclusions are drawn about the applicability of standard data in practice.

Ключевые слова: анализ данных, загрязнение призабойной зоны пласта, скин-эффект, скважина.

Keywords: data analysis, contamination of the bottom-hole formation zone, skin effect, well.

Определение параметров призабойной зоны пласта является ключевым при оценке эффективности скважины, на основании полученных данных можно судить о причинах изменения дебита и повышать его. Однако, при оценке каких-либо факторов, например скин-эффекта, необходимо учитывать некоторые особенности, описанные в данной статье.

Скважина является гидродинамически совершенной, если вся поверхность забоя фильтруется. В реальных условиях вблизи скважины есть небольшая область – призабойная зона пласта (ПЗП), где происходит дополнительное падение давления. Данная зависимость выражается уравнением Дюпюи [1, с. 5].

$$p - p_c = \frac{Q\mu}{2\pi hk} \left(\ln \frac{r}{r_c} + s \right).$$

Где S – скин-эффект – безразмерный параметр, учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное падением давления в призабойной зоне. В данном выражении p_c – реальное забойное давление.

На величину скин-эффекта оказывают влияние огромное количество факторов, которые определяются изменением фазового состава, скоростей фильтрации и называются псевдоскин-факторами. Их сумма и составляет скин в уравнении Дюпюи.

$$S = S_{\text{кол}} + S_p + \dots$$

Рассмотрим некоторые из них.

$S_{\text{кол}}$ – скин-фактор, вызванный загрязнением пласта [2, с. 21].

$$S_{\text{кол}} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c}$$

где r_c радиус скважины, м;
 r_s радиус зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками вокруг скважины, м;
 k - проницаемость, мД;
 k_s - проницаемость в ПЗП, мД.
 S_p - скин-фактор вследствие несовершенства вскрытия пласта [3, с. 44].
 Псевдоскин представляет функции переменных:

$$b = \frac{h_p}{h}$$

где b - коэффициент вскрытия перфорации;
 h_p - интервал перфорации;
 h - эффективная толщина пласта.

$$\frac{h_s}{r_w} \text{ (рис.1)}$$

где r_w - радиус скважины;
 h_s - высота элемента симметрии.
 Далее используя значения b и $\frac{h_s}{r_w}$, по палеткам (рис. 2), определяем S_p .

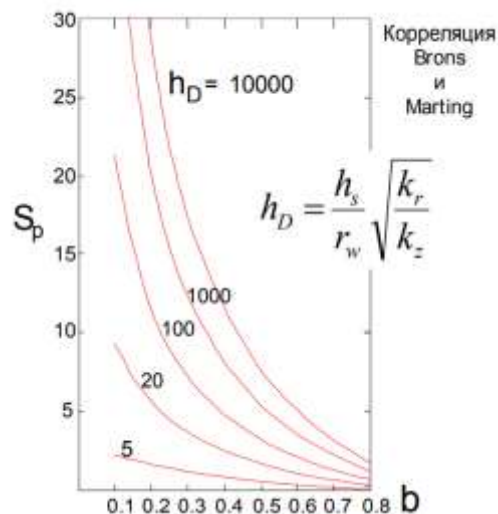
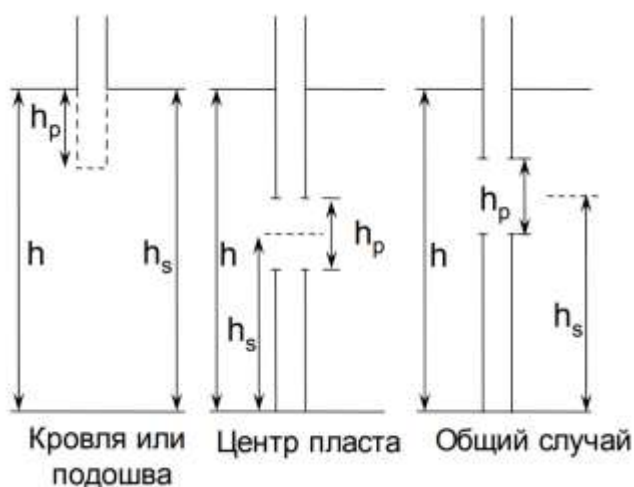


Рис. 1. Геометрия Рис. 2. Скин-фактор
 несовершенной скважины в несовершенной скважине

Кроме рассмотренных, существуют псевдоскин-факторы, вызванные отклонением ствола скважины от вертикали, размерами перфорационных отверстий и многие другие.

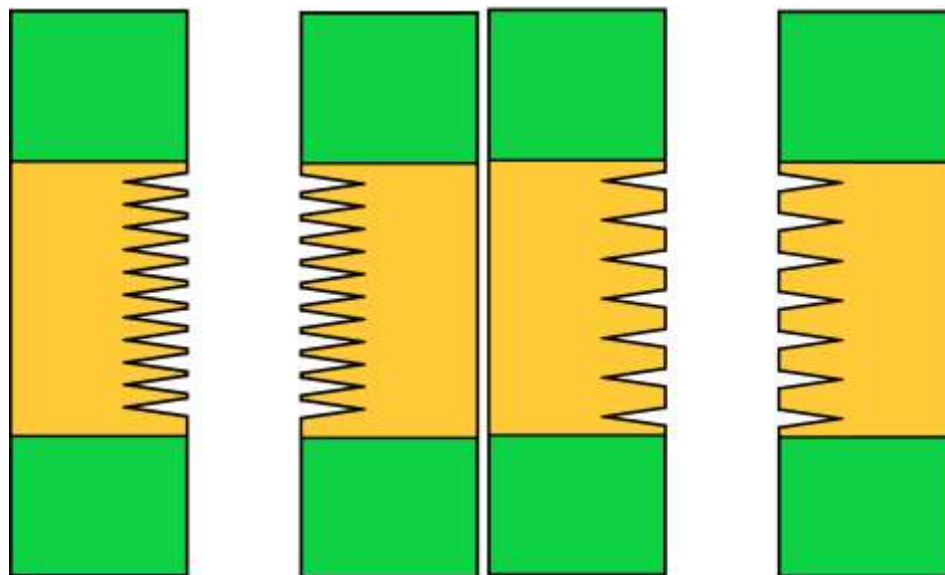
Согласно пособию Томского политехнического университета, значения S варьируется от + до -5,5 и на основании полученных значений можно сделать предположения приведенные в таблице 1 [3, с. 40].

Таблица 1.

Стандартные значения скин-эффекта

Значение	Интерпретация
$S < 0$	Интенсификация притока
$S > 0$	Загрязнение ПЗП
$S \approx 1-2$	Умеренное загрязнение ПЗП
$S \approx -3$	Предел кислотной обработки
$S \approx -4$	Хороший гидроразрыв пласта
$S \approx -5$	Серьезные загрязнение ПЗП
$S \approx -5,5$	Нижний предел
$S > 10$	Механические проблемы

На практике, одним из параметров выбора скважины под геолого-технологические мероприятия является положительный скин-эффект. Такое же предположение можно сделать на основании вузовских учебников или таблицы, приведенного с пособия. Однако, всегда ли при $S > 0$ можно судить о загрязнении ПЗП. Для этого рассмотрим различные примеры на основе моделей.



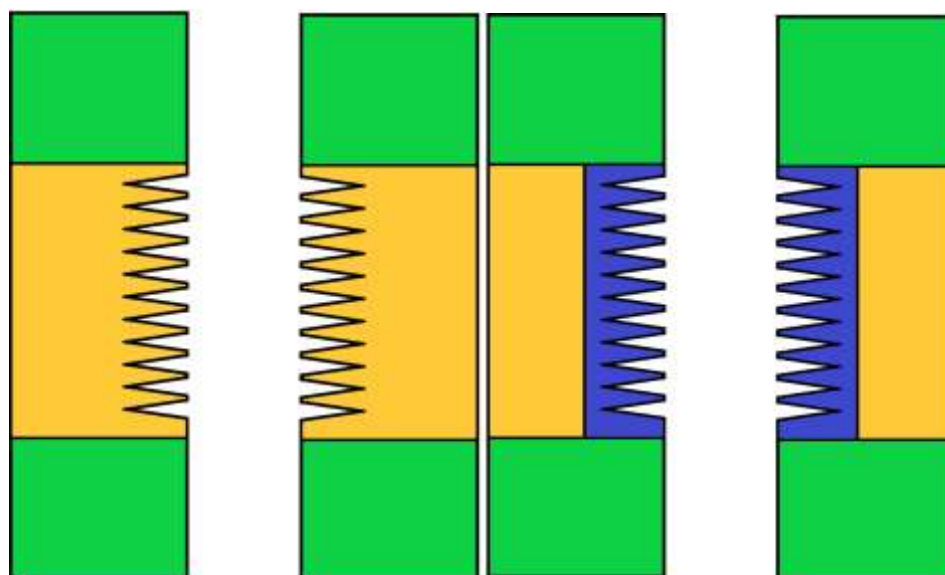
А Б

Рис. 3. Обсаженные и перфорированные скважины

Таблица 2

Анализ скважин на основе их характеристик

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=140$ т/сут и $S=-0,9$ (Рис. 3. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=95$ т/сут и $S=2$ (Рис. 3. Б)
глубина перфорации 400	глубина перфорации 200
плотность перфорации 20 зарядов на метр	плотность перфорации 7 зарядов на метр
угол фазировки 80°	угол фазировки 180°
повреждений нет	повреждений нет
Анализ	
Скин эффект по таблице для рисунка 3 Б, положительный, при этом ПЗП не загрязнена, такое значение S вызвано методом перфорации.	



А Б

Рис. 4. Обсаженные и перфорированные скважины с загрязнением ПЗП и без

Продолжение таблицы 2

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=140$ т/сут и $S=0,9$ (Рис. 4. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=86$ т/сут и $S=3$ (Рис. 4. Б)
глубина перфорации 400	глубина перфорации 400
плотность перфорации 20 зарядов на метр	плотность перфорации 20 зарядов на метр
угол фазировки 80°	угол фазировки 80°
повреждений нет	Глубина повреждений 600 мм
Анализ	
Классический случай, при котором существенное падение дебита связано с загрязнение ПЗП.	

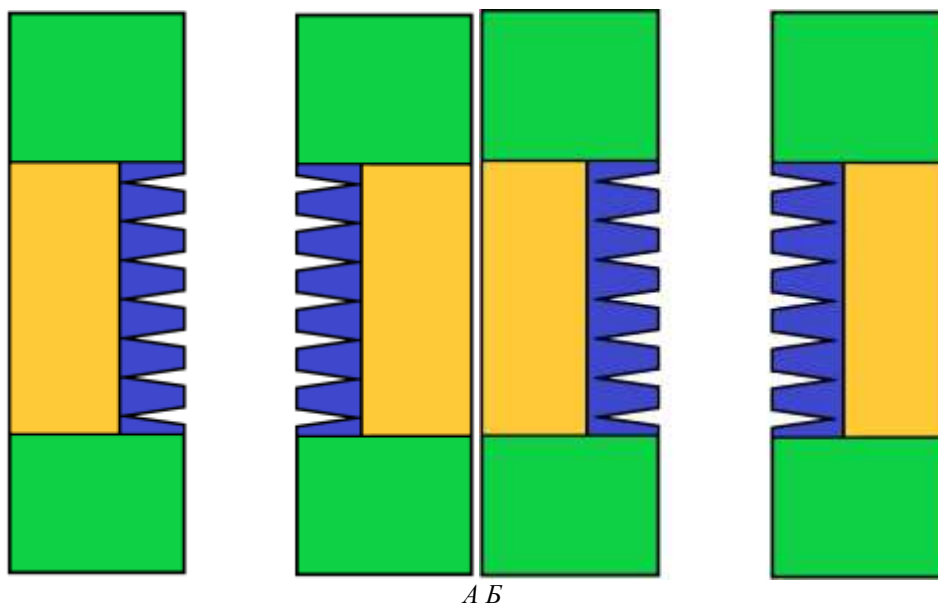
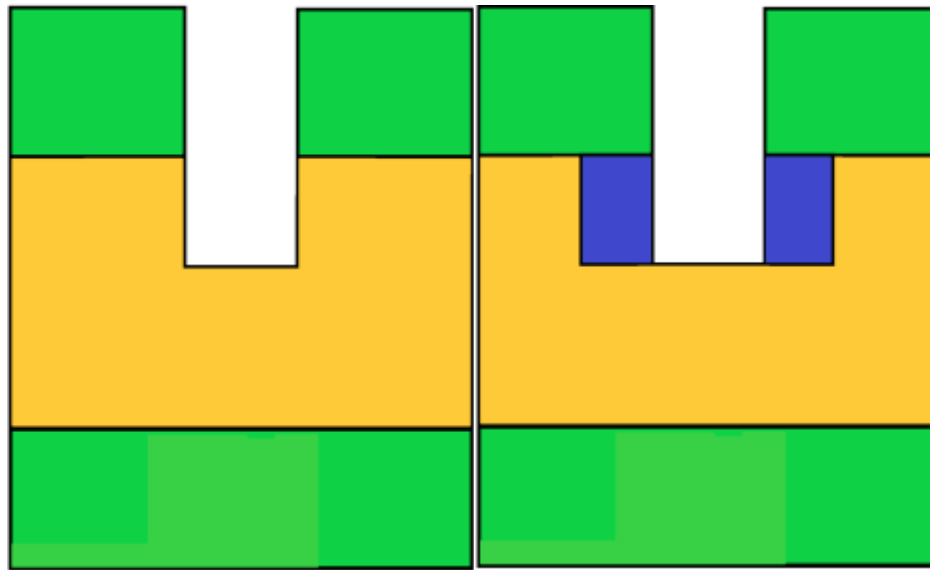


Рис. 5. Обсаженные и перфорированные с загрязнением ПЗП

Продолжение таблицы 2

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=41$ т/сут и $S=15$ (Рис. 5. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=38$ т/сут и $S=17,2$ (Рис. 5. Б)
глубина перфорации 200	глубина перфорации 200
плотность перфорации 7 зарядов на метр	плотность перфорации 7 зарядов на метр
угол фазировки 180°	угол фазировки 180°
глубина повреждений 300 мм	Глубина повреждений 600 мм
Анализ	
Случай, при котором накладывается псевдоскин-факторы загрязнения и выбора метода перфорации, вследствие получаем значения $S=15$, $S=17,2$. Следует отметить, что механических проблем не наблюдается, а лишь умеренное загрязнение ПЗП.	

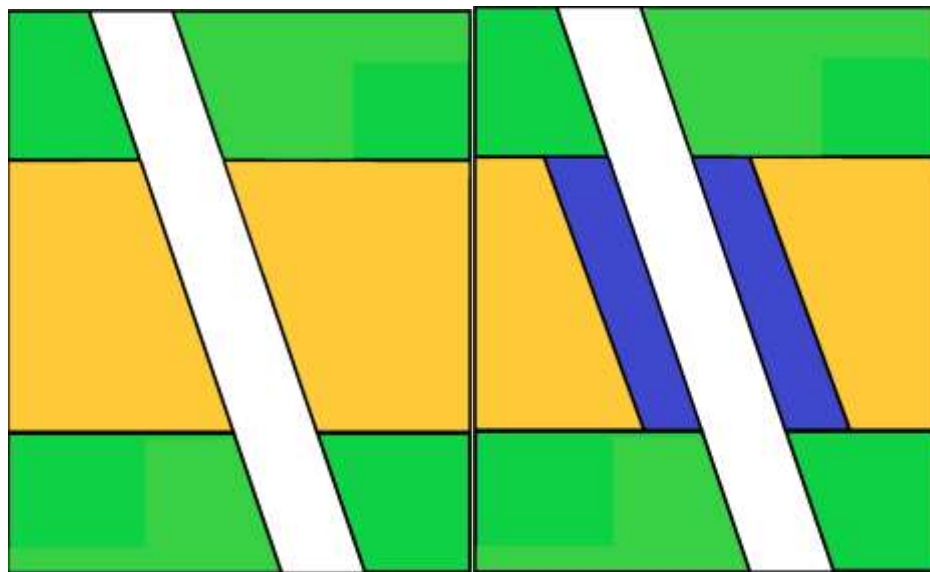


А Б

Рис. 6. Скважины с частичным вскрытием

Продолжение таблицы 2

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=83$ т/сут и $S=3,4$ (Рис. 6. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=66$ т/сут и $S=6,3$ (Рис. 6. Б)
Вскрыто верхних 30 метров пласта	Вскрыто верхних 30 метров пласта
Повреждений нет	Снижение проницаемости на 50% от начальной
Анализ	
Значение $S=3,4$ вызвано вследствие несовершенства вскрытия пласта, а в результате загрязнения S стал равным 6,3.	



А Б

Рис. 7. Наклонные скважины

Продолжение таблицы 2

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=153$ т/сут и $S=-1,8$ (Рис. 7. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=85$ т/сут и $S=+3,2$ (Рис. 7. Б)
Угол наклона 55°	Угол наклона 55°
Повреждений нет	Глубина проникновения фильтрата 600 мм
Анализ	
Этот случай относится к описанным в монографии, следует отметить, что $S=-1,8$ получается из-за угла наклона скважины.	

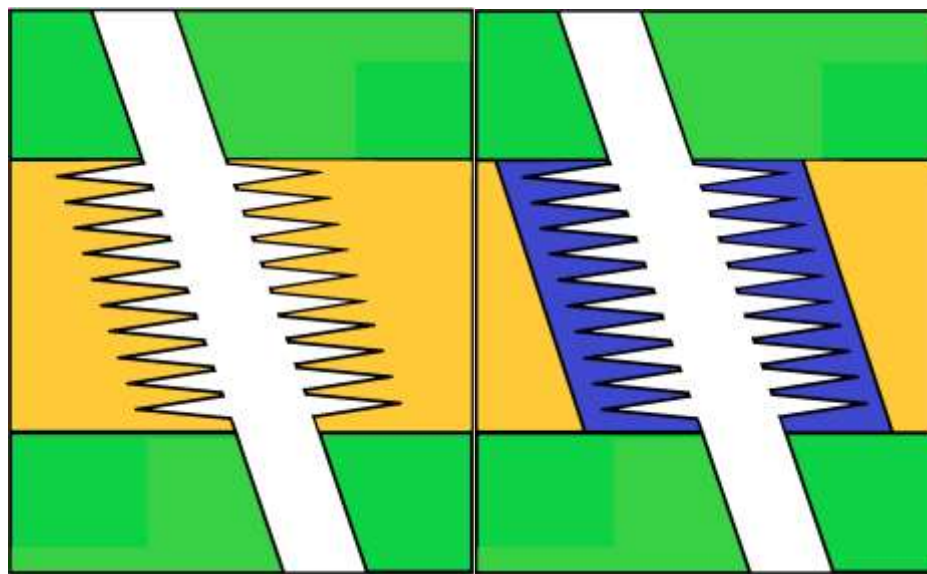


Рис. 8. Наклонные скважины с перфорацией

Продолжение таблицы 2

Характеристики схемы заканчивания, при $Q=173$ т/сут и $S=-2,5$ (Рис. 8. А)	Характеристики схемы заканчивания при $Q=66$ т/сут и $S=-0,2$ (Рис. 8. Б)
Угол наклона 55°	Угол наклона 55°
Угол фазировки 60°	Угол фазировки 60°
Повреждений нет	Глубина проникновения фильтра 600 мм
Анализ	
Значение S было равным $-1,8$, провели реперфорацию и понизили до $-2,5$. Со временем ПЗП загрязнилась и значение изменилось до $-0,2$. Согласно учебному пособию у нас отрицательное значение, близкое к 0, т.е. стандартное значение из таблицы 1 не подходит.	

Выводы: Анализ скин фактора при помощи моделей показал, что отрицательное или положительное значение не всегда свидетельствует о загрязнение ПЗП. Для качественной оценки состояния призабойной зоны необходимо выяснить причины т.е. псевдоскин-факторы, влияющие на S .

Библиографический список:

1. Куштанова Г.Г. Волновые и импульсные методы исследования пластов скважин. Учебно-методическое пособие для магистрантов физического факультета по направлению «Радиофизические методы по областям применения»/ Г.Г. Куштанова.– Казань: Изд-во Казан.(Приволж.) федер. ун-та, 2010, 5 с.
2. Hydrodynamic Studies in Compression Well Development: Monograph/ M.V. Ponomareva; Karaganda State Technical University. – Karaganda: KSTU Publ. House, 2019., 21 p.
3. Гидродинамические исследования скважин/ П.В. Мангазеев, М.В.Панков, Т.Е.Кулагина, М.Р.Камартдинов, Т.А.Деева.-Томск: Изд-во ТПУ, 2004., 40-44 с.

© В. Н. Федоров, Р. Р. Фаизов, 2022