

СКИН-ФАКТОР

и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта

Р. Ш. Муфазалов

НПФ «Тимурнефтегаз» г. Октябрьский



Обозначения

F	- площадь фильтрации жидкости;
g	- ускорение свободного падения;
h	- мощность пласта;
h_д, h_{ст}	- динамический и статический уровни жидкости в скважине;
Δh_д	- падение динамического уровня жидкости;
k	- коэффициент естественной проницаемости пласта;
k_s	- коэффициент проницаемости пласта при наличии скин – слоя;
Δk	- снижение (ухудшение) коэффициента проницаемости при наличии скин-слоя;
K	- коэффициент естественной продуктивности пласта;
K_s	- коэффициент продуктивности пласта при наличии скин – слоя;
ΔK	- снижение (ухудшение) коэффициента продуктивности в скин-слое;
L₀	- глубина скважины до верхних перфорационных отверстий;
P_{пл}	- пластовое давление;
P_{з(k)}	- давление у стенки скважины (забойное давление) при естественной проницаемости k пласта;
P_{з(k_s)}	- забойное давление при фильтрации жидкости с ухудшенной проницаемостью k_s пласта;
P_{Rs}	- давление пласта на контуре R_s ;
ΔP_з	- падение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ;
ΔP_S	- падение давления в скин-слое;
Q_ж	- приток жидкости в скважину;
ΔQ_ж	- снижение притока жидкости в результате скин-слоя;
Q_{ж(k)}	- приток жидкости при проницаемости пласта K , т. е. при отсутствии скин-слоя;
Q_{ж(k_s)}	- приток жидкости при проницаемости пласта k_s , т. е. при наличии скин-слоя;
r_c	- радиус скважины;

SKIN FACTOR

and its importance for evaluating borehole environmental conditions for a productive formation

P. Sh. Mufazalov

NPF "Timurneftegas", Oktyabrsky



Designations

F	- filtering area;
g	- gravity acceleration;
h	- formation thickness;
h_д, h_{ст}	- dynamic and static fluid levels in a borehole;
Δh_д	- fall of dynamic fluid level;
k	- native formation permeability;
k_s	- formation permeability in the presence of a skin layer;
Δk	- permeability decrease (degradation) in the presence of a skin layer;
K	- natural formation productivity
K_s	- formation productivity in the presence of a skin layer;
ΔK	- productivity drop (degradation) in a skin layer;
L₀	- well depth to top perforations;
P_{пл}	- formation pressure;
P_{з(k)}	- pressure at well bore (bottomhole pressure) at native formation permeability k ;
P_{з(k_s)}	- borehole pressure when filtering fluid with blocked formation permeability k_s ;
P_{Rs}	- formation pressure on external boundary R_s ;
ΔP_з	- bottomhole pressure drop caused by productivity degradation from K to K_s ;
ΔP_S	- pressure drop in a skin layer;
Q_ж	- fluid influx;
ΔQ_ж	- fluid influx reduction caused by a skin layer;
Q_{ж(k)}	- fluid influx at formation permeability k , i.e. in the absence of a skin layer;
Q_{ж(k_s)}	- fluid influx at formation permeability k_s , i.e. in the presence of a skin layer;
r_c	- well radius;
R_k	- external boundary radius;
R_s	- permeability disturbance radius;
(R_s-r_c)	- skin layer;
(R_k-R_s)	- external boundary interval;
S	- skin factor;
μ	- dynamic viscosity of formation fluid;
ρ_ж	- formation fluid density.

R_k	- радиус контура питания;
R_s	- радиус нарушения проницаемости;
(R_s-r_c)	- скрин-слой;
(R_k-R_s)	- интервал контура питания;
S	- скрин – фактор;
μ	- динамическая вязкость пластовой жидкости;
ρ_ж	- плотность пластовой жидкости.

“Нет закона выше Истины.”

Е. П. Блаватская

Предисловие

Впервые Van Everdingen A. F. и Hurst N. (1949) ввели понятие «скрин–эффект» для оценки состояния призабойной зоны скважины и указали, что падение забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта пропорционально скрин–эффекту (**S**), а в 1956 г. Hawkins M.F. предложил формулу для расчета **S**, вошедшую в учебную и научную литературу, как Hawkins' formula [4].

Термин скрин–эффект был введен в области электротехники, как поверхностный эффект в металлах задолго до вышеуказанных авторов. Более подходящим понятием применительно для оценки состояния продуктивного пласта было бы понятие «скрин–фактор».

Распространенное истолкование о скрин–факторе (**S**) и его определение в работе [6], как эффект несовершенства заканчивания скважины далеко не полностью раскрывает физический смысл и механизмы его возникновения.

Вопрос о значении **S** постоянно обсуждается в научных публикациях и конференциях. По сей день остаются открытыми и дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: область существования значений **S** и его принадлежность, неопределенность положительного и отрицательного знака его значений. Отсутствие строгой теории вывода его формулы. По формуле Hawkins M.F. **S** может иметь значение от $-\infty$ до **0** и от **0** до $+\infty$ без принадлежности области определения и существования.

В настоящее время в вузовских учебниках и учебных программах для подготовки инженеров–нефтяников отсутствует этот важный раздел науки.

В данной работе подробно и последовательно излагается аналитический вывод формулы для расчета **S**, физический смысл и геометрическая

“There is no law above truth.”

E. P. Blavatskaya

Foreword

For the first time, Van Everdingen and Hurst (1949) introduced the notion of “skin effect” for evaluating the condition of a bottom-hole area. They pointed out that loss of bottomhole pressure caused by the impairment of formation permeability is proportional to the skin effect (**S**), and in 1956 M. F. Hawkins proposed a formula for calculating **S**, which is currently known in educational and scientific terms as Hawkins' formula [4].

The term skin effect had been introduced in the field of electrical technology as a surface effect in metals long before the above-mentioned authors. In the context of evaluating the procedure of a productive formation condition, however it would be more appropriate to use the term “skin factor”.

The popular interpretation of the this effect and its definition in the work [6] as an effect of imperfect well completion are far from revealing when looking at the physical significance of its occurrence.

The question of its importance is permanently under discussion in scientific publications and at conferences. The most fundamental questions - such as the domain of existence of **S** values and the belonging domain of **S**, and the ambiguousness of the positive and negative signs of its values - are still open and debatable. There is no rigorous theory for deriving its formula. According to Hawkins' formula, it can have a value ranging from $-\infty$ to **0** and from **0** to $+\infty$ without belonging to the domain of definition and existence.

Currently, university textbooks and training programs for future oil-engineers do not include this important subdiscipline of science.

This paper deals with a detailed and consistent presentation of the development of a formula to calculate the skin factor as well as the physical significance and geometrical interpretation of its value. The development of this formula is substantiated by developing this formula through the indicator lines “flow rate-level” and “flow rate-pressure” as well as on the basis of the values of bottomhole pressure and primary productive potential. Described are sources and mechanisms that disturb the poroperm properties of the borehole environment of a productive formation and which affect the skin effect value.

интерпретация его значения. Аналитический вывод формулы **S** подтверждается выводом формулы через индикаторные линии «дебит-уровень», «дебит-давление» и по значениям забойного давления и потенциального дебита. Описываются источники и механизмы нарушения фильтрационно-емкостных параметров (ФЕП) околоскважинного пространства продуктивного пласта, влияющие на величину **S**.

На всех этапах жизнедеятельности нефтегазового месторождения ФЕП продуктивного пласта находятся в динамической взаимосвязи со всеми технологическими операциями, проводимыми в процессе нефтеизвлечения, включая его первичное вскрытие. Любые процессы, приводящие к снижению проницаемости и пористости коллектора и увеличению потери давления при фильтрации пластовой жидкости отражаются на величине **S**. В связи с этим значение Скин-фактора **S**, как комплексный интегральный параметр, принимает особый статус при гидродинамических и геофизических методах исследований скважин для оценки качества вскрытия продуктивного пласта, прогнозирования его энергетического состояния, фильтрационных свойств, продуктивности, потенциального дебита и коэффициента нефтеотдачи пласта в целом. В связи с этим данная проблема заслуживает самого внимательного подхода и изучения.

1. Вывод формулы скин-фактора

Чтобы вывести формулу для определения значения скин-фактора **S**, рассмотрим однородный продуктивный пласт вокруг стенки скважины с коэффициентом проницаемости **k**, радиусом скважины **r_c**, радиусом контура питания **R_k**, пластовым давлением **P_{пл}** и мощностью пласта **h** (см. рис. 1).

Выделим внутри пласта кольцевой слой с радиусом **r** и толщиной **dr**, ограниченной поверхностями с однородной проницаемостью **k**. Направление фильтрации жидкости – радиальное.

В соответствии с линейным законом фильтрации общий расход жидкости **Q** через единицу площади **F** равен

$$Q = \frac{k \cdot F}{\mu} \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где **k** – коэффициент проницаемости;

F – площадь фильтрации жидкости, **F=2πrh**;

μ – динамическая вязкость пластовой жидкости;

$\frac{dP}{dr}$ – радиальный градиент давления.

At all stages of the oil-and-gas deposit life-cycle, the productive formations poroperm properties dynamically interrelate with all technological operations performed in the process of oil production, including deposit opening. Any process which reduces the permeability and porosity of a collector and increases pressure loss during formation fluid filtration affects the **S** value. In this connection, the value of the skin factor as an integral parameter gains special significance in hydrodynamic and geophysical borehole exploration methods used for evaluating quality of a productive formation, forecasting its energy state, filtration properties, productivity, primary productive potential and the oil recovery efficiency of a formation as a whole. In this context, this problem deserves the most scrupulous approach and study.

1. Developing a skin factor formula

To develop a formula for determining the value of the skin factor, let us consider a uniform productive formation having permeability **k** around the hole wall, borehole radius **r_c**, radius of external boundary **R_k**, formation pressure **P_{пл}** and formation thickness **h** (see fig. 1).

Let us single out, within the formation, an annular layer having radius **r** and thickness **dr** and confined by surfaces having uniform permeability **k**. Fluid filtration proceeds radially.

According to the linear filtration law, the total flow rate **Q** through a unit area **F** is equal to

$$Q = \frac{k \cdot F}{\mu} \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

where **k** is permeability;

F is fluid filtration area, **F=2πrh**;

μ is dynamic viscosity of formation fluid;

$\frac{dP}{dr}$ is the radial pressure gradient.

Let us rewrite equation (1) in the following form

$$Q = \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \quad (2)$$

After dividing the variables, we obtain

$$\frac{dP}{dr} = \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r}. \quad (3)$$

Уравнение (1) перепишем в виде

$$Q = \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \quad (2)$$

Разделив переменные, запишем

$$dP = \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r}. \quad (3)$$

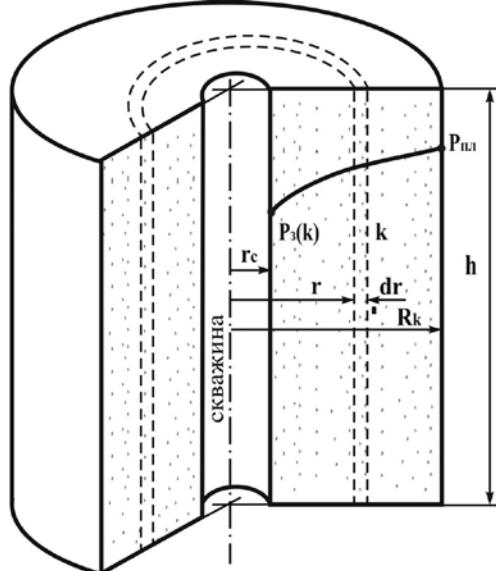


Рис. 1 Кривая изменения пластового давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта k ; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{3(k)}$ – забойное давление; r_c – радиус скважины; R_k – радиус контура питания скважины; h – мощность пласта.

Интегрирование этого уравнения дает

$$P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r + C. \quad (4)$$

Подставляя значения переменных на границах стенки участка dr , а именно при $r = R_k$, $P = P_{\text{пл}}$, при $r = r_c$, $P = P_{3(k)}$ в уравнение (4), получим следующие два уравнения

$$P_{\text{пл}} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C; \quad (5)$$

$$P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r_c + C, \quad (6)$$

где $P_{3(k)}$ – давление у стенки скважины (забойное давление) при естественной проницаемости k пласта.

Вычитая из уравнения (5) уравнение (6), находим потери давления при фильтрации пластовой жидкости

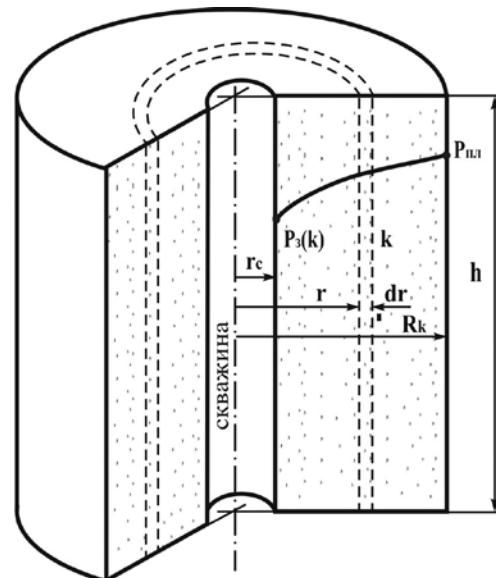


Figure 1. formation pressure curve in the borehole environment at native formation permeability k ; $P_{\text{пл}}$ – formation pressure; $P_{3(k)}$ – bottom hole pressure; r_c – wellbore radius; R_k – radius of external boundary; h – formation thickness.

Integrating this equation provides the following results

$$P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r + C. \quad (4)$$

Inserting the values of the variables at the wall boundary of section dr , specifically, at $r = R_k$, $P = P_{\text{пл}}$, at $r = r_c$, $P = P_{3(k)}$ into equation (4), we obtain the following two equations

$$P_{\text{пл}} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C; \quad (5)$$

$$P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r_c + C, \quad (6)$$

where $P_{3(k)}$ is pressure at the well bore (bottomhole pressure) at native formation permeability k .

Deducting equation (6) from equation (5), we obtain pressure loss during formation fluid filtration into the well.

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad (7)$$

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (8)$$

Hence, during fluid filtration, pressure difference in the borehole environment is directly proportional to the natural logarithm of the ratio of the radius of the external boundary R_k to the well radius r_c and inversely proportional to the formation permeability k .

в скважину

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad (7)$$

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (8)$$

Следовательно, перепад давления в околоскважинном пространстве при фильтрации жидкости прямо пропорционален естественному логарифму отношения радиуса контура питания пласта R_k к радиусу скважины r_c , и обратно пропорционален коэффициенту проницаемости k пласта.

Следует отметить, что вывод уравнения (8) аналогичен выводу уравнения теплопроводности цилиндрической стенки [2], а в теории однофазной фильтрации уравнение (8) называется формулой Дюпюи.

Уравнение (8) представляет собой уравнение логарифмической кривой, следовательно, при фильтрации жидкости через пласт с постоянной (естественной) проницаемостью k , давление пласта $P_{\text{пл}}$ уменьшается по логарифмической кривой (см. рис. 1). Для дальнейших рассуждений логарифмическую кривую снижения давления из рис. 1 перенесем на рис. 2 и 3 (кривая 1).

Ухудшение проницаемости околоскважинного пространства от k до k_s приводит к снижению забойного давления от $P_{3(k)}$ до $P_{3(k_s)}$ на величину ΔP_s (см. рис. 2), где $P_{3(k)}$ – забойное давление при естественной проницаемости k пласта, а $P_{3(k_s)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости k_s пласта.

Давление пласта $P_{\text{пл}}$ в контуре питания при $R_k = R_s$ равно P_{Rs} .

Кривая 1 характеризует падение пластового давления при фильтрации жидкости в околоскважинном пространстве с естественной проницаемостью k пласта, следовательно, уравнение (8) примет вид

$$P_{Rs} - P_{3(k)} = \frac{Q \mu}{2 \pi h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (8^1)$$

Кривая 2 характеризует падение пластового давления при фильтрации жидкости с ухудшенной проницаемостью пласта k_s , следовательно, уравнение (8) примет вид

It should be noted that the development of equation (8) is similar to that of the thermal conductivity equation of a cylindrical wall [2], and in the single-phase filtration theory, equation (8) is referred to as the Dupuis formula.

Equation (8) is a logarithmic curve equation, hence during fluid filtration through the formation with a constant (native) permeability k , the formation pressure $P_{\text{пл}}$ decreases along the logarithmic curve (see fig. 1). For further analysis, the logarithmic curve of pressure drop from fig. 1 is transferred to fig. 2 and 3 (curve 1).

Degradation of the borehole environment permeability from k to k_s reduces the bottomhole pressure from $P_{3(k)}$ to $P_{3(k_s)}$ by the value of ΔP_s (see fig. 2) where $P_{3(k)}$ is the bottomhole pressure at the native formation permeability and k and $P_{3(k_s)}$ is the bottomhole pressure at the degraded formation permeability, k_s .

The formation pressure $P_{\text{пл}}$ within the external boundary at $R_k = R_s$ is equal to P_{Rs} .

Curve 1 describes the pressure drop of the formation during fluid filtration in the borehole environment at its original permeability k , so equation (8) will look as follows

$$P_{Rs} - P_{3(k)} = \frac{Q \mu}{2 \pi h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (8^1)$$

Curve 2 describes the formation pressure drop during fluid filtration with degraded formation permeability k_s , so equation (8) will look as follows

$$P_{Rs} - P_{3(k_s)} = \frac{Q \mu}{2 \pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (9)$$

The pressure difference ΔP_s , obtained through the value difference between $P_{3(k)}$ and $P_{3(k_s)}$ (see fig. 2), is the result of the skin factor S , that is

$$\Delta P_s = P_{3(k)} - P_{3(k_s)} \quad (10)$$

The formation pressure drop $\Delta P_{(k_s)}$ in the skin layer will give (see fig. 2 and formula (9))

$$\Delta P_{(k_s)} = P_{Rs} - P_{3(k_s)} \quad (11)$$

The bottomhole pressure drop by the value of ΔP_s is proportional to the skin factor S , hence

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{3(k_s)}) S. \quad (12)$$

Using equations (9) and (12), we can write down the

$$P_{Rs} - P_{3(kS)} = \frac{Q\mu}{2\pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \quad (9)$$

Перепад давления ΔP_s , полученный разностью значений между $P_{3(k)}$ и $P_{3(kS)}$ (см. рис. 2), является результатом скин-фактора S , т. е.

$$\Delta P_s = P_{3(k)} - P_{3(kS)} \quad (10)$$

Падение пластового давления $\Delta P_{(ks)}$ в скин-слое составляет (см. рис.2) и формулу (9)

$$\Delta P_{(ks)} = P_{Rs} - P_{3(ks)} \quad (11)$$

Падение забойного давления на величину ΔP_s пропорционально скин-фактору S , следовательно

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{3(ks)}) S . \quad (12)$$

Пользуясь уравнениями (9) и (12), запишем падение забойного давления в результате нарушения проницаемости пласта

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S . \quad (13)$$

Вычитая из уравнения (9) уравнение (8'), получим разницу в потерях давления в пласте с нарушенной и естественной проницаемостью

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{3(ks)}) - (P_{Rs} - P_{3(k)}) ,$$

или

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \quad (14)$$

Околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта

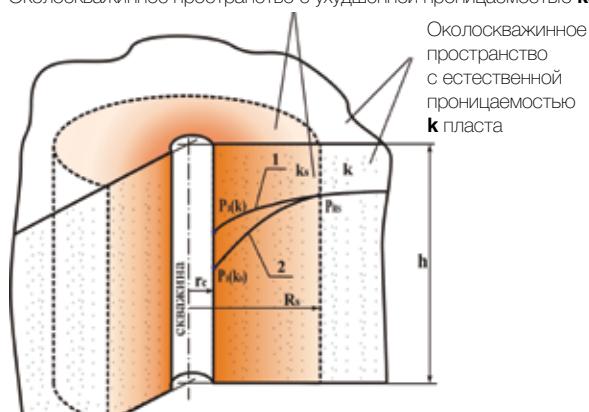


Рис. 2. Схема для вывода формулы скин-фактора: 1- кривая изменения пластового давления при естественной проницаемости пласта; 2- кривая изменения пластового давления при ухудшенной проницаемости пласта. k – коэффициент естественной проницаемости пласта; ks – коэффициент ухудшенной проницаемости пласта; P_{Rs} – пластовое давление на контуре питания; $P_{3(ks)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости пласта; R_s – радиус нарушенной проницаемости; h – мощность пласта.

bottomhole pressure drop caused by the formation permeability disturbance as

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S . \quad (13)$$

Deducting equation (8') from equation (9) provides the difference in pressure loss between the formation with disturbed permeability and the one with its original permeability.

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{3(ks)}) - (P_{Rs} - P_{3(k)}) ,$$

or

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \quad (14)$$

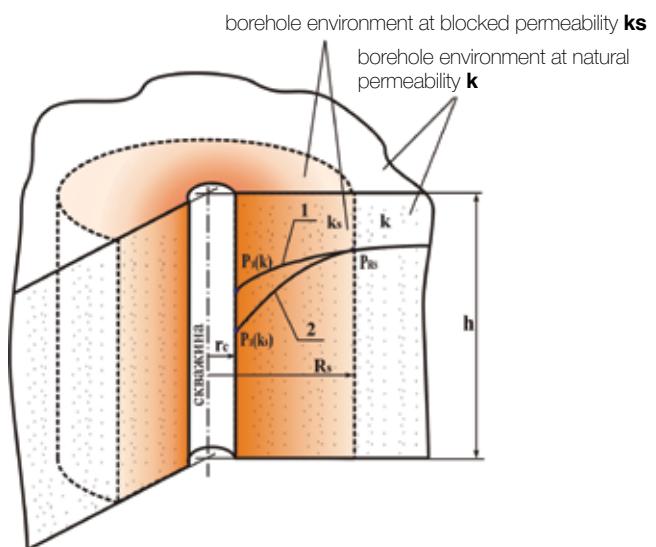


Figure 2. derivation of the skin-effect formula: 1 - formation pressure curve at native formation permeability; 2 - formation pressure curve at blocked formation permeability; k – native formation permeability coefficient; ks - blocked formation permeability coefficient; P_{Rs} – formation pressure on external boundary; $P_{3(ks)}$ – bottom hole pressure at blocked formation permeability; R_s – formation damage zone radius; h – formation thickness.

Equating the right parts of equations (13) and (14), we obtain

$$\begin{aligned} & \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S = \\ & = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \end{aligned} \quad (15)$$

Приравнивая правые части уравнений (13) и (14), имеем

$$\begin{aligned} \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S &= \\ = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \end{aligned} \quad (15)$$

Из (15) получим формулу для вычисления значения скин – фактора:

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \quad (16)$$

1.1. Вывод формулы скин-фактора с учетом потери давления в контуре питания скважины и скин-слое

Более привлекательным является вывод уравнения скин-фактора с учетом потери давления при плоско-радиальной фильтрации пластовой жидкости в интервале контура питания (R_k-R_s) с проницаемостью пласта k и в скин-слое (R_s-r_c) с проницаемостью k_s (см. рис. 3).

При этом общий перепад давления в околоскважинном пространстве составит

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k_s)} = (P_{\text{пл}} - P_{R_s}) + (P_{R_s} - P_{3(k_s)}). \quad (17)$$

Потери давления в контуре питания с проницаемостью k составят

$$P_{\text{пл}} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} . \quad (18)$$

Потери давления в скин-слое составят

$$P_{R_s} - P_{3(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \quad (19)$$

Подставляя значения (18) и (19) в (17), получим

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}} - P_{3(k_s)} &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) . \end{aligned} \quad (20)$$

Потери давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта (кривая 1) составят

from (15) a formula for calculating the skin factor value:

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \quad (16)$$

1.1. Developing the skin factor formula taking into account pressure loss within the external boundary borehole and skin layer

More compelling is deriving the skin factor equation with account of pressure loss during plato-radial filtration of formation fluid within the external boundary interval (R_k-R_s) at the formation permeability k and in the skin layer (R_s-r_c) at the permeability k_s (see fig. 3).

In this case, the general pressure difference in the borehole environment will be:

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k_s)} = (P_{\text{пл}} - P_{R_s}) + (P_{R_s} - P_{3(k_s)}). \quad (17)$$

Pressure loss within the external boundary at permeability k will be:

$$P_{\text{пл}} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} . \quad (18)$$

Pressure loss in the skin layer will be:

$$P_{R_s} - P_{3(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \quad (19)$$

Inserting values (18) and (19) into (17), we obtain:

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}} - P_{3(k_s)} &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) . \end{aligned} \quad (20)$$

Pressure loss in the borehole environment at the original formation permeability (curve 1) will be

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} . \quad (21)$$

COMING SOON!

POWERTEC

RUSSIA & CIS

The Regions Leading Media Source for Power Generation

Launching February 2010

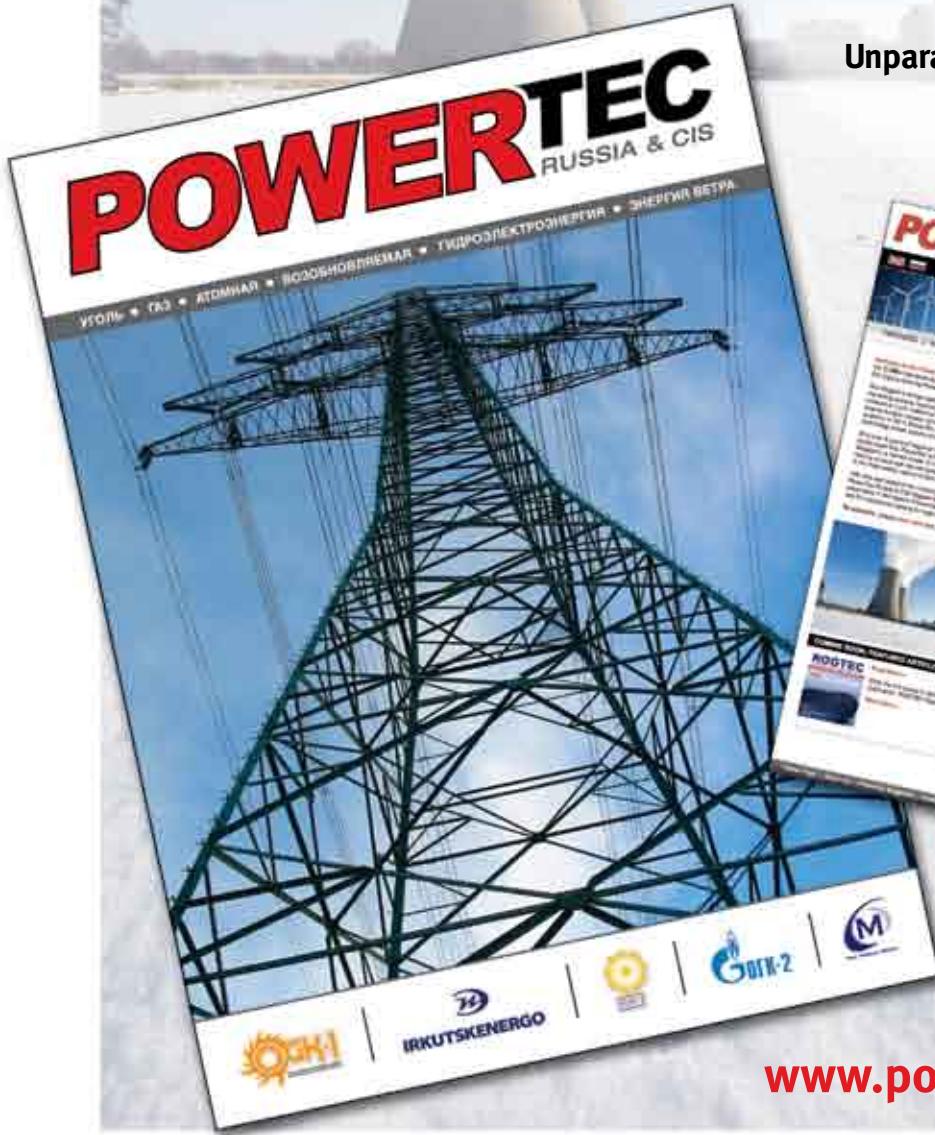
6500 Copies Distributed Bi-Annually

Backed by the Regions Leading Authorities

Print & Digital Issues

Unparalleled Market Penetration

DON'T MISS OUT!



Contact us at:

info@powertecrussia.com

www.powertecrussia.com

$$P_{\text{пл}} - P_{3(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} . \quad (21)$$

Околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта

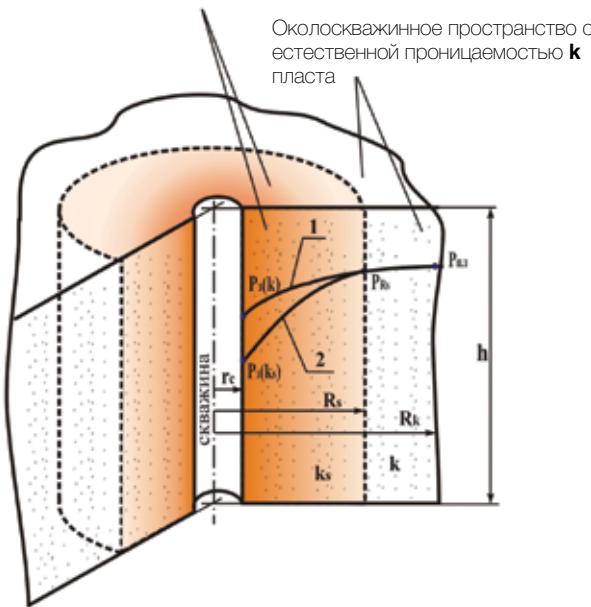


Рис. 3. $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в контуре питания при отсутствии притока; R_k – радиус контура питания; (остальные обозначения см. на рис.2).

Вычитая (21) из (20), получим потери давления ΔP_S в скин-слое

$$\begin{aligned} \Delta P_S &= P_{3(k)} - P_{3(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \right. \\ &\quad \left. - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \right) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_c}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{k} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \end{aligned} \quad (22)$$

Пользуясь уравнением (12), запишем

$$S = \frac{\Delta P_S}{P_{Rs} - P_{3(k_s)}} . \quad (23)$$

Подставляя (19) и (22) в (23), получим

$$\begin{aligned} S &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{(k - k_s) \cdot k_s}{k \cdot k_s} = \frac{k - k_s}{k} , \end{aligned}$$

borehole environment at blocked formation permeability k_s

borehole environment at native formation permeability k

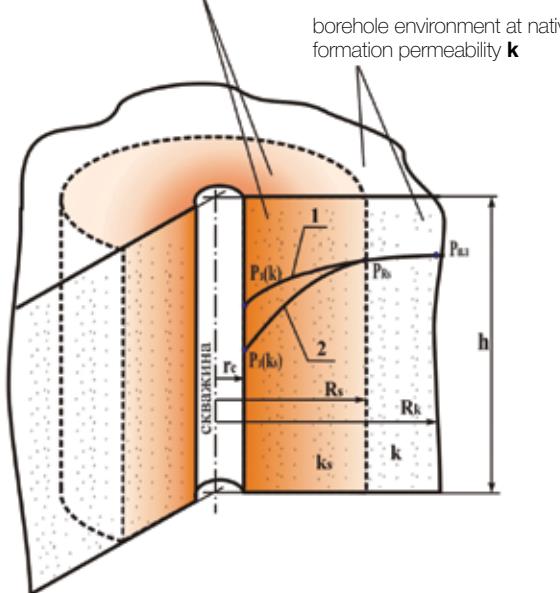


Figure 3. $P_{\text{пл}}$ – formation pressure at closed boundary; R_k – radius of external boundary; (other symbols are shown in Figure 2).

Deducting (21) from (20), we obtain pressure loss Δs in the skin layer:

$$\begin{aligned} \Delta P_S &= P_{3(k)} - P_{3(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \right. \\ &\quad \left. - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \right) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_c}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{k} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \end{aligned} \quad (22)$$

Using equation (12) we can determine:

$$S = \frac{\Delta P_S}{P_{Rs} - P_{3(k_s)}} . \quad (23)$$

Inserting (19) and (22) into (23), we obtain:

$$\begin{aligned} S &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{(k - k_s) \cdot k_s}{k \cdot k_s} = \frac{k - k_s}{k} , \end{aligned}$$

or

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \quad (24)$$

или

$$S = \left(1 - \frac{\kappa_s}{\kappa}\right) \quad (24)$$

1.2. Влияние скин-слоя (радиуса загрязнения) и нарушение проницаемости на величину притока жидкости в скважину

Рассмотрим отношение потери давления ΔP_s в скин-слое (22) к потери давления при отсутствии скин-слоя ($P_{пл} - P_{3(k)}$) (21).

$$\Delta P_s = \frac{Q_{ж(kS)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}\right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \quad (25)$$

где $Q_{ж(kS)}$ - приток жидкости при проницаемости пласта κ_s , т. е. при наличии скин-слоя.

$$P_{пл} - P_{3(k)} = \frac{Q_{ж(k)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (26)$$

где $Q_{ж(k)}$ – приток жидкости при проницаемости пласта κ , т. е. при отсутствии скин-слоя.

1.2. Effect of the skin layer contamination radius and permeability disturbance on the fluid influx value

Let us consider the ratio of pressure loss ΔP_s in the skin layer (22) to pressure loss in the absence of a skin layer ($P_{пл} - P_{3(k)}$) (21).

$$\Delta P_s = \frac{Q_{ж(kS)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}\right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \quad (25)$$

where $Q_{ж(kS)}$ is fluid influx at formation permeability κ_s , i.e. in the presence of a skin layer.

$$P_{пл} - P_{3(k)} = \frac{Q_{ж(k)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (26)$$

where $Q_{ж(k)}$ is fluid influx at the formation permeability κ , i.e., in the absence of a skin layer.



BEL VALVES

Компания **BEL Valves** выпускает вентили, клапаны, исполнительные механизмы и регулирующие устройства для нефтегазовой отрасли, сосредоточивая свои основные усилия на устройствах высокого давления с высоким уровнем интеграции. Изготавливаемые на заказ изделия удовлетворяют повышенным требованиям по применению, жестким критериям по выбросу загрязняющих веществ в атмосферу и всем основным отраслевым нормам и стандартам – для диаметров от ½ дюйма до 42 дюймов, для давлений до 16 500 фунтов на квадратный дюйм, для морских глубин до 3000 метров и для широкого ассортимента материалов для работы как с бессернистыми или малосернистыми, так и сероводородными нефтепродуктами – пригодных для использования в условиях высоких давлений и температур.

www.belvalves.com

BEL Valves, подразделение British Engines Ltd.

Головной офис BEL Valves

St. Peters, Newcastle Upon Tyne, NE6 1BS, UK / Великобритания
Тел: +44 (0) 191 265 9091, факс: +44 (0) 191 276 3244

Электронная почта: sales@belvalves.com

Превосходная техника вентилей

$$\frac{\Delta P_s}{P_{\text{пл}} - P_{3(\kappa)}} = \frac{Q_{\text{ж(к)}} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (27)$$

$$\div \frac{Q_{\text{ж(к)}} \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \left[\left(\frac{\kappa}{\kappa_s} - 1 \right) \cdot \frac{Q_{\text{ж(к)}}}{Q_{\text{ж(к)}}} \right] \frac{\ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}.$$

Из анализа безразмерного выражения (27) следует важный вывод, что в снижение притока главный вклад вносит ухудшение проницаемости пласта, а радиус загрязнения (скин-слой) на приток влияет логарифмически, т.е. незначительно по сравнению с ухудшением проницаемости.

1.3. Некоторые неточности, допущенные в вопросах гидродинамики нефтяного пласта при выводе формулы Skin Effect (1949)

Van Everdingen A.F., Hurst N.(1949) [4]	Муфазалов Р.Ш. (формула13)
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \quad (1)$	$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} S \quad (1)$
Разница в потерях давления с нарушенной и естественной проницаемостью пласта составит [4] и (формула14)	
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (2)$	
Решая совместно (1) и (2), получена формула (3) для расчета Скин-фактора S	
Hawkin M.F. (1956)	Муфазалов Р.Ш. (формула16)
$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3)$	$S = \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \quad (3)$
Так как $k_s < k$, область принадлежности S	
$S \in (-\infty; 0) \cup (0; +\infty)$	$S \in (0; 1]$

Анализ формулы (1) V. Everdingen A. F. и Hurst N. показывает что, во-первых, по закону гидродинамики нефтяного пласта, при фильтрации жидкости значение ΔP_s имеет логарифмическую природу, т.е. ΔP_s снижается по логарифмической кривой, а в формуле (1) V. Everdingen A. F. и Hurst N. (см. табл.) это не учтено. Эта ошибка внесла в значение **S** неопределенность и $\pm \infty$. Во-вторых, согласно формуле(1) V.Everdingen A.F. и Hurst N., потери забойного давления ΔP_s не зависят от радиуса нарушения проницаемости пласта (скин-слоя), это противоречит законам гидродинамики пласта и занижает реальное значение **S**, с чем нельзя согласиться. В-третьих, в формуле (1) при определении ΔP_s не учтен коэффициент проницаемости k_s скин-зоны. Эта ошибка привела к полному искажению

$$\frac{\Delta P_s}{P_{\text{пл}} - P_{3(\kappa)}} = \frac{Q_{\text{ж(к)}} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div \frac{Q_{\text{ж(к)}} \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \left[\left(\frac{\kappa}{\kappa_s} - 1 \right) \cdot \frac{Q_{\text{ж(к)}}}{Q_{\text{ж(к)}}} \right] \frac{\ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (27)$$

The analysis of dimensionless expression (27) leads to the important conclusion that the formation permeability degradation makes the most important contribution to influx reduction and the contamination radius (skin layer) affects influx logarithmically, i.e. insignificantly compared to permeability degradation.

1.3. Oil Formation Problems: Errors committed during calculation of the skin effect formula (1949)

Van Everdingen A. F., Hurst N.(1949)	Mufazalov R. Sh. (formula 13)
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \quad (1)$	$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} S \quad (1)$
The difference in pressure loss at the disturbed and original formation permeability will give [4] and (formula 14) is	
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (2)$	
Jointly solving formula's (1) and (2) (3) for calculating Skin Factor S	
Hawkin M. F. (1956)	Mufazalov R. Sh (formula 16)
$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3)$	$S = \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \quad (3)$
Since $k_s < k$ the belonging domain of S is	
$S \in (-\infty; 0) \cup (0; +\infty)$	$S \in (0; 1]$

According to the Van Everdingen and Hurst formula (1), the bottomhole pressure loss due to the presence of a skin layer does not depend on the permeability disturbance radius (skin layer). This undoubtedly contradicts the hydrodynamic laws relating to formations. Secondly, according to the same laws, the value changes along a logarithmic curve during fluid filtration, which is disputed in formula (1). Thirdly, the skin layer permeability skin is disregarded in its determination. Mathematical logic was ignored in the Van Everdingen and Hurst formula (1), and the above mentioned errors were made. Using the erroneous formula and solving (1) and (2) together, M. F. Hawkin obtained erroneous formula (3) which is currently known in education and scientific literature as the Hawkins formula. According to this formula, **S** can

значения **S**. Таким образом, при выводе формулы (1) V.Everdingen A.F. и Hurst N. (1949) нарушена математическая логика и допущены серьезные ошибки. Hawkin M.F. (1956), используя ошибочную формулу (1) и решая совместно (1) и (2), получил формулу (3) со всеми вышеуказанными ошибками для определения Скин-фактора **S**, которая вошла в учебную и научную литературу как Hawkins' formula. Согласно этой формуле, **S** может принимать значения от минус бесконечности до нуля и от нуля до плюс бесконечности без принадлежности области определения, существования и практического применения.

В связи с этим, в предыдущих разделах данной работы подробно и последовательно изложен аналитический вывод формулы зависимости P_s (13) и формулы для расчета Скин-фактора **S**. В следующих разделах аналитический вывод формулы **S** подтверждается выводом формулы **S** через индикаторные линии «дебит-давление», «дебит-уровень» и по значениям забойного давления и потенциального дебита и, как следствие, приводится обобщенная формула (58) для определения значения **S**.

2. Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии $P=f(Q_{ж})$ и $h=f(Q_{ж})$

Рассмотрим геометрическую интерпретацию совместной работы пласта и скважины (см. рис. 4) в координатах: $P, h=f(Q_{ж})$, (более подробно см. [3 и 7]).

2.1. Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит-давление» при $P_3=\text{const}$ и $h_d=\text{const}$

Приток жидкости при естественной продуктивности пласта **K**:

$$Q_{ж(K)} = K \cdot (P_{пл} - P_3), \quad (\text{обозначения на рис.4}). \quad (28)$$

Приток при ухудшенной продуктивности пласта **K_s**

$$Q_{ж(Ks)} = K_s \cdot (P_{пл} - P_3). \quad (29)$$

Снижение притока жидкости $\Delta Q_{ж}$ в скважину в результате ухудшения продуктивности пласта от **K** до **K_s**:

$$\Delta Q_{ж} = Q_{ж(K)} - Q_{ж(Ks)} = K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \quad (30)$$

Так как снижение притока жидкости в скважину пропорционально скин-фактору, введем обозначение

$$S = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}}. \quad (31)$$

assume values from minus infinity to zero and from zero to plus infinity without belonging to the domain of definition, existence and practical application. In this connection, a detailed and consistent presentation of the analytical development of the ΔP_s dependence formula (13) and skin factor calculation formula was given in the previous sections of this paper.

2. Developing the skin factor formula through indicator lines $P=f(Q_{ж})$ and $h=f(Q_{ж})$

Let us consider the geometrical interpretation of the joint operation of a formation and a borehole (see fig. 4) in coordinates: $P, h=f(Q_{ж})$ (for more details see [3 and 7]).

2.1. Developing the skin factor formula through the “flow rate-pressure” indicator lines at $P_3=\text{const}$ и $h_d=\text{const}$

Fluid influx productivity at the original formation, **K** is:

$$Q_{ж(K)} = K \cdot (P_{пл} - P_3), \quad (\text{обозначения в рис. 4}) \quad (28)$$

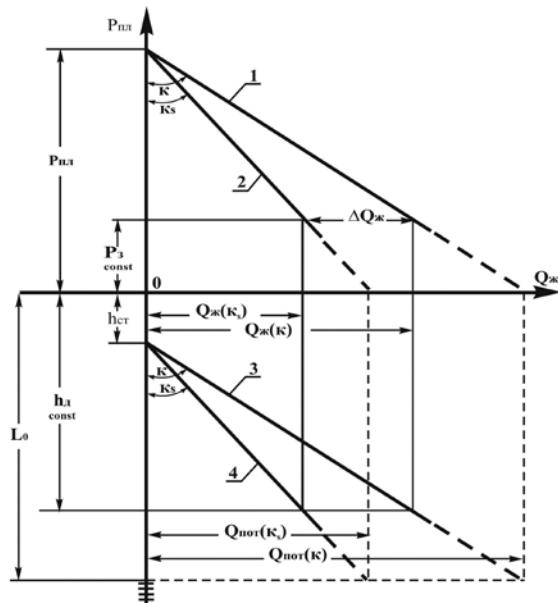


Figure 4. Geometrical representation of the borehole-formation correlation to calculate the skin-effect if $P_3=\text{const}$ and $h_d=\text{const}$: 1: indicator line $P_3 = f(Q_{ж(K)})$; 2: indicator line $P_3 = f(Q_{ж(Ks)})$; 3: indicator line $h_d = f(Q_{ж(K)})$; 4: indicator line $h_d = f(Q_{ж(Ks)})$; **K** – productivity index with natural formation permeability; **K_s** – productivity index with blocked formation permeability; $Q_{ж(K)}$ – fluid influx at formation productivity **K**; $Q_{ж(Ks)}$ – fluid influx at formation productivity **K_s**; $\Delta Q_{ж}$ – fluid influx reduction due to productivity degradation from **K** to **K_s**; h_{CT} – static fluid level in the borehole; h_d – dynamic fluid level in the borehole; $Q_{пот(K)}$ – potential influx rate at formation productivity **K**; $Q_{пот(Ks)}$ – potential influx rate at formation productivity **K_s**; **L₀** – well depth to top perforations;

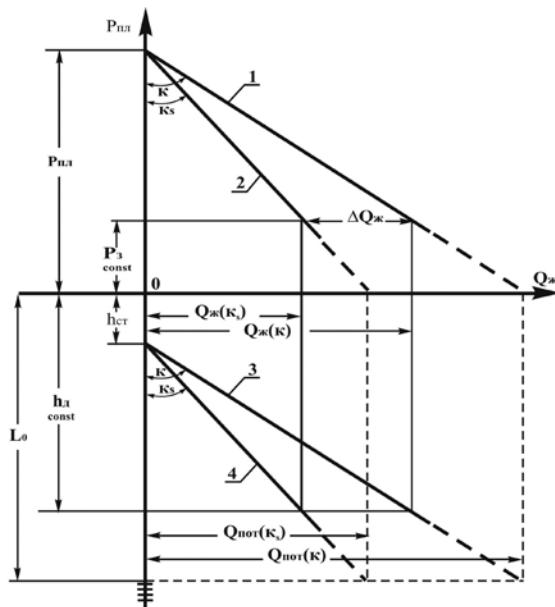


Рис. 4. Геометрическая интерпретация совместной работы пласта и скважины для определения скин-фактора при $P_3=\text{const}$ и $h_d - \text{const}$: 1- индикаторная линия $P_3 = f(Q_{ж(K)})$; 2- индикаторная линия $P_3 = f(Q_{ж(KS)})$; 3- индикаторная линия $h_d = f(Q_{ж(K)})$; 4 - индикаторная линия $h_d = f(Q_{ж(KS)})$; K – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{ж(K)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K ; $Q_{ж(KS)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{ж}$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; h_{ct} – статический уровень жидкости в скважине; h_d – динамический уровень в скважине; $Q_{пот(K)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K ; $Q_{пот(KS)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K_s ; L_0 – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий.

Подставляя (28) и (30) в (31), получим

$$\frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}} = K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \div (32)$$

$$\div K \cdot (P_{пл} - P_3) = 1 - \frac{K_s}{K} .$$

или

$$S = (1 - \frac{K_s}{K})$$

2.2. Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит-уровень» при $Q_{ж}=\text{const}$ (см. рис. 5)

Приток жидкости $Q_{ж}$ при естественной продуктивности пласта K составит

Fluid influx at the degraded formation productivity K_s is:

$$Q_{ж(KS)} = K_s \cdot (P_{пл} - P_3) . \quad (29)$$

Fluid influx reduction $\Delta Q_{ж}$ caused by the formation productivity degradation from K to K_s is:

$$\Delta Q_{ж} = Q_{ж(K)} - Q_{ж(KS)} = K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \quad (30)$$

Because the fluid influx reduction is proportional to the skin factor, we will introduce the following term

$$S = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}} . \quad (31)$$

Inserting (28) and (30) into (31), we obtain

$$\frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}} = K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \div$$

$$\div K \cdot (P_{пл} - P_3) = 1 - \frac{K_s}{K} . \quad (32)$$

or

$$S = (1 - \frac{K_s}{K})$$

2.2. Developing the skin factor formula through the “flow rate-level” indicator lines at $Q_{ж}=\text{const}$ (see fig. 5)

Fluid influx $Q_{ж}$ at the natural formation productivity K will be

$$Q_{ж} = K [L_0 - (L_0 - h_{d(K)}) - h_{ct}] \cdot \rho_{ж} \cdot g . \quad (34)$$

With permanent drainage, the productivity degradation from K to K_s causes the dynamic level to decrease from $h_{d(K)}$ to $h_{d(KS)}$, hence:

$$Q_{ж} = K_s [L_0 - (L_0 - h_{d(KS)}) - h_{ct}] \cdot \rho_{ж} \cdot g . \quad (35)$$

Using (34) and (35), we determine dynamic levels at productivities K and K_s :

$$h_{d(K)} = \frac{Q_{ж}}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} + h_{ct}; \quad (36)$$

$$h_{d(KS)} = \frac{Q_{ж}}{K_s \cdot \rho_{ж} \cdot g} + h_{ct}; \quad (37)$$

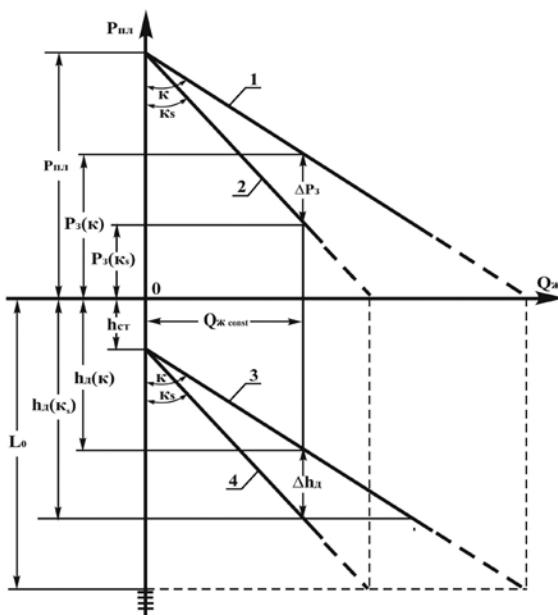


Рис. 5. Географическая интерпретация совместной работы пласта и скважины для определения скин-фактора при $Q_{жк}\text{-const}$: 1 - индикаторная линия $P_3 = f(Q_{жк}(k))$; 2- индикаторная линия $P_3 = f(Q_{жк}(ks))$; 3 - индикаторная линия $h_d = f(Q_{жк}(k))$; 4 - индикаторная линия $h_d = f(Q_{жк}(ks))$; K - коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{жк}$ – приток пластовой жидкости в скважину; h_{ct} – статический уровень жидкости в скважине; $h_d(k)$ – динамический уровень жидкости при продуктивности пласта K ; $h_d(ks)$ – динамический уровень жидкости при продуктивности пласта K_s . Δh_d – снижение динамического уровня в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s , L_0 – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий.

$$Q_{жк} = K \left[L_0 - (L_0 - h_{d(k)}) - h_{ct} \right] \cdot \rho_{жк} \cdot g. \quad (34)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности от K до K_s приводит к снижению динамического уровня от $h_{d(k)}$ до $h_{d(ks)}$, следовательно:

$$Q_{жк} = K_s \left[L_0 - (L_0 - h_{d(ks)}) - h_{ct} \right] \cdot \rho_{жк} \cdot g. \quad (35)$$

Пользуясь (34) и (35), определим динамические уровни при коэффициентах продуктивности K и K_s :

$$h_{d(k)} = \frac{Q_{жк}}{K \cdot \rho_{жк} \cdot g} + h_{ct}; \quad (36)$$

The dynamic level drop Δh_d gives

$$\Delta h_d = h_{d(ks)} - h_{d(k)}. \quad (38)$$

Inserting values (36) and (37) into (38), we obtain

$$\begin{aligned} \Delta h_d &= \left(\frac{Q_{жк}}{K_s \cdot \rho_{жк} \cdot g} + h_{ct} \right) - \left(\frac{Q_{жк}}{K \cdot \rho_{жк} \cdot g} + h_{ct} \right) = \\ &= \frac{Q_{жк}}{\rho_{жк} \cdot g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \end{aligned} \quad (39)$$

The dynamic level drop by the value of Δh_d is proportional to the skin factor S ,

We introduce the term

$$S = \frac{\Delta h_d}{h_{d(ks)} - h_{ct}}. \quad (40)$$

Using equation (37), we write down

$$h_{d(ks)} - h_{ct} = \frac{Q_{жк}}{K_s \cdot \rho_{жк} \cdot g} + h_{ct} - h_{ct} = \frac{1}{K_s} \cdot \frac{Q_{жк}}{\rho_{жк} \cdot g}. \quad (41)$$

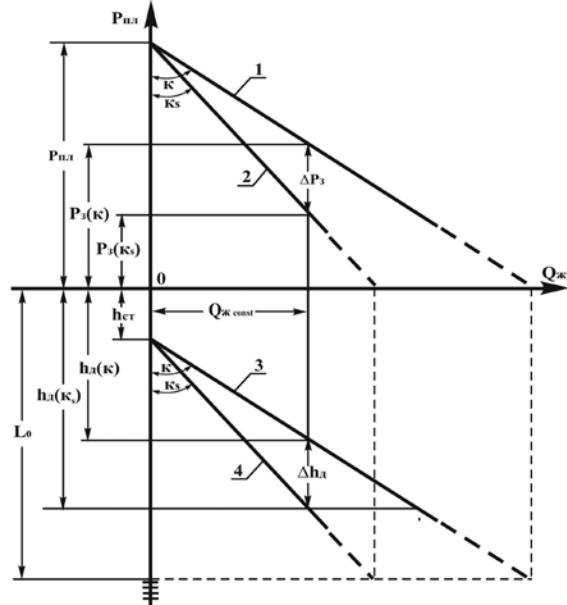


Figure 5. Geometrical representation of the borehole-formation correlation to calculate the skin-effect if $Q_{жк}\text{-const}$: 1: indicator line $P_3 = f(Q_{жк}(k))$; 2: indicator line $P_3 = f(Q_{жк}(ks))$; 3: indicator line $h_d = f(Q_{жк}(k))$; 4 - indicator line $h_d = f(Q_{жк}(ks))$; K - productivity index at natural formation permeability; K_s - productivity index at blocked formation permeability; $Q_{жк}$ - formation fluid influx into the borehole; h_{ct} - static fluid level in the borehole; $h_d(k)$ - dynamic fluid level at formation productivity K ; $h_d(ks)$ - dynamic fluid level at formation productivity K_s , Δh_d - fall of dynamic fluid level due to formation productivity degradation from K to K_s ; L_0 - well depth to top perforations;

$$h_{\Delta(K)} = \frac{Q_K}{K_s \cdot \rho_K g} + h_{CT}; \quad (37)$$

Падение динамического уровня Δh_{Δ} составит

$$\Delta h_{\Delta} = h_{\Delta(KS)} - h_{\Delta(K)}. \quad (38)$$

Подставляя значения (36) и (37) в (38), получим

$$\begin{aligned} \Delta h_{\Delta} &= \left(\frac{Q_K}{K_s \cdot \rho_K g} + h_{CT} \right) - \left(\frac{Q_K}{K \cdot K_s} + h_{CT} \right) = \\ &= \frac{Q_K}{\rho_K g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \end{aligned} \quad (39)$$

Падение динамического уровня на величину Δh_{Δ} пропорционально скин-фактору S ,

введем обозначение

$$S = \frac{\Delta h_{\Delta}}{h_{\Delta(KS)} - h_{CT}}. \quad (40)$$

Пользуясь уравнением (37), запишем

$$h_{\Delta(KS)} - h_{CT} = \frac{Q_K}{K_s \rho_K g} + h_{CT} - h_{CT} = \frac{1}{K_s} \cdot \frac{Q_K}{\rho_K g}. \quad (41)$$

После подстановки (39) и (41) в (40) получим

$$\begin{aligned} S &= \frac{\Delta h_{\Delta}}{h_{\Delta(KS)} - h_{CT}} = \frac{Q_K}{\rho_K g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_K}{\rho_K g} \cdot \frac{1}{K_s} = \\ &= 1 - \frac{K_s}{K}. \quad S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right) \end{aligned} \quad (42)$$

2.3. Вывод формулы скин-фактора по значению забойного давления при $Q_K = \text{const}$

Уравнение притока жидкости Q_K при значениях продуктивности K и K_s , запишем в виде (см. рис. 5)

$$Q_K = K(P_{pl} - P_{3(K)}), \quad (43)$$

$$Q_K = K(P_{pl} - P_{3(KS)}), \quad (44)$$

Из формулы (43) определяем забойное давление $P_{3(K)}$ при естественной продуктивности пласта K :

$$P_{3(K)} = \frac{K \cdot P_{pl} - Q_K}{K} = P_{pl} - \frac{Q_K}{K}. \quad (45)$$

Inserting (39) and (41) into (40) provides

$$\begin{aligned} S &= \frac{\Delta h_{\Delta}}{h_{\Delta(KS)} - h_{CT}} = \frac{Q_K \cdot (K - K_s)}{K \cdot K_s} \div \frac{Q_K}{\rho_K g} \cdot \frac{1}{K_s} = \\ &= 1 - \frac{K_s}{K}. \quad S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right) \end{aligned} \quad (42)$$

2.3. Developing the skin factor formula through the value of the bottomhole pressure at $Q_K = \text{const}$

Let us write down the fluid influx Q_K equation at the productivity values K and K_s in the form of (see fig. 5)

$$Q_K = K(P_{pl} - P_{3(K)}), \quad (43)$$

$$Q_K = K(P_{pl} - P_{3(KS)}), \quad (44)$$

The bottomhole pressure $P_{3(K)}$ at the natural formation productivity K is determined from formula (43):

$$P_{3(K)} = \frac{K \cdot P_{pl} - Q_K}{K} = P_{pl} - \frac{Q_K}{K}. \quad (45)$$

The bottomhole pressure $P_{3(KS)}$ at the degraded formation productivity K_s , i.e., in the presence of a skin layer, is determined from formula (44)

$$P_{3(KS)} = \frac{K_s \cdot P_{pl} - Q_K}{K_s} = P_{pl} - \frac{Q_K}{K_s}. \quad (46)$$

At a constant drainage, the formation productivity degradation from K to K_s causes bottomhole pressure to drop from $P_{3(K)}$ to $P_{3(KS)}$.

The bottomhole pressure drop ΔP_3 will be

$$\Delta P_3 = P_{3(K)} - P_{3(KS)}. \quad (47)$$

Inserting the values $P_{3(K)}$ and $P_{3(KS)}$ into (47), we obtain

$$\Delta P_3 = (P_{pl} - \frac{Q_K}{K}) - (P_{pl} - \frac{Q_K}{K_s}) = Q_K \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \quad (48)$$

The bottomhole pressure drop by the value of ΔP_3 is proportional to the skin factor S .

$$\Delta P_3 = (P_{pl} - P_{3(KS)}) S.$$

or

$$S = \frac{\Delta P_3}{P_{pl} - P_{3(KS)}}. \quad (49)$$

Из формулы (44) определяем забойное давление $P_{3(KS)}$ при ухудшенной продуктивности пласта K_s , т.е. при наличии скин - слоя

$$P_{3(KS)} = \frac{K_s \cdot P_{\text{пл}} - Q_{\text{ж}}}{K_s} = P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s}. \quad (46)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности пласта от K до K_s приводит к падению забойного давления от $P_{3(K)}$ до $P_{3(KS)}$.

Падение забойного давления ΔP_3 составит

$$\Delta P_3 = P_{3(K)} - P_{3(KS)}. \quad (47)$$

Подставляя значения $P_{3(K)}$ и $P_{3(KS)}$ в (47), получим

$$\Delta P_3 = (P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ж}}}{K}) - (P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s}) = Q_{\text{ж}} \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \quad (48)$$

Падение забойного давления на величину ΔP_3 пропорционально скин-фактору S .

$$\Delta P_3 = (P_{\text{пл}} - P_{3(KS)}) S.$$

или

$$S = \frac{\Delta P_3}{P_{\text{пл}} - P_{3(KS)}}. \quad (49)$$

Из формулы (44) запишем

$$P_{\text{пл}} - P_{3(KS)} = \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s}. \quad (50)$$

Подставляя значения из (48) и (50) в (49), получим

$$S = Q_{\text{ж}} \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s} = \frac{K - K_s}{K} = 1 - \frac{K_s}{K}. \quad (51)$$

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right)$$

2.4. Вывод формулы скин-фактора по значению потенциального дебита (см. рис.6)

Потенциальным дебитом скважины называется дебит, который может быть получен при $P_{3(K)} = 0$. Динамический уровень скважинной жидкости при этом снижается до верхних перфорационных отверстий т.е. $h_d = L_0$.

Пластовое давление остается без изменения, $P_{\text{пл}} = \text{const}$.

Из уравнения притока потенциальный дебит при коэффициенте продуктивности K составит

From formula (44) we write down

$$P_{\text{пл}} - P_{3(KS)} = \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s}. \quad (50)$$

Inserting the values from (48) and (50) into (49), we obtain

$$S = Q_{\text{ж}} \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s} = \frac{K - K_s}{K} = 1 - \frac{K_s}{K}. \quad (51)$$

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right)$$

2.4. Developing the skin factor formula through the primary production potential value (see fig. 6)

The primary production potential of a well is a potential that can be obtained at $P_{3(K)} = 0$. In this case, the dynamic level of borehole fluid sinks to the top perforations, i.e. $h_d = L_0$. The formation pressure remains unchanged, $P_{\text{пл}} = \text{const}$.

It follows from the influx equation that the primary production potential K will be

$$Q_{\text{nom}(K)} = K \cdot P_{\text{пл}}. \quad (52)$$

In the presence of a skin layer, the productivity falls from K to K_s , so the primary production potential will be

$$Q_{\text{nom}(K_s)} = K_s \cdot P_{\text{пл}} \quad (53)$$

The reduction of the primary production potential $Q_{\text{пот}}$ due to the formation productivity degradation from K to K_s will make

$$\Delta Q_{\text{pot}} = Q_{\text{nom}(K)} - Q_{\text{nom}(K_s)} = K \cdot P_{\text{пл}} - K_s \cdot P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} \cdot (K - K_s). \quad (54)$$

The reduction of the primary production potential by the value of ΔQ_{pot} is proportional to the skin factor S

$$\Delta Q_{\text{pot}} = S \cdot Q_{\text{nom}(K)}$$

or

$$S = \frac{\Delta Q_{\text{pot}}}{Q_{\text{nom}(K)}}. \quad (55)$$

Inserting values (52) and (54) into (55), we obtain:

$$S = \frac{P_{\text{пл}} (K - K_s)}{K \cdot P_{\text{пл}}} = \frac{K - K_s}{K},$$

or

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right) \quad (56)$$

$$Q_{nom(K)} = K \cdot P_{pl}. \quad (52)$$

При наличии скин-слоя коэффициент продуктивности падает от K до K_s , тогда потенциальный дебит составит

$$Q_{nom(K_s)} = K_s \cdot P_{pl} \quad (53)$$

Снижение потенциального дебита Q_{pot} в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s составит

$$\Delta Q_{nom} = Q_{nom(K)} - Q_{nom(K_s)} = K \cdot P_{pl} - K_s \cdot P_{pl} = P_{pl} \cdot (K - K_s). \quad (54)$$

Снижение потенциального дебита на величину ΔQ_{pot} пропорционально скин-фактору S $\Delta Q_{nom} = S \cdot Q_{nom(K)}$ или

$$S = \frac{\Delta Q_{nom}}{Q_{nom(K)}} \quad (55)$$

Подставляя значение (52) и (54) в (55), получим

$$S = \frac{P_{pl}(K - K_s)}{K \cdot P_{pl}} = \frac{K - K_s}{K},$$

или

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) \quad (56)$$

3. Формула Тима

В уравнениях (16) и (24) отношение $\frac{K_s}{K}$ является относительной проницаемостью, а в (33),(42), (51) и (56) $-\frac{K_s}{K}$ – относительной продуктивностью пласта.

На основе анализа вышеуказанных формул и формул (12), (23), (31), (40) и (55) можно сделать важный вывод, что снижение проницаемости продуктивного пласта является результатом скин-фактора S и, как следствие, это приводит к снижению продуктивности пласта, падению забойного давления и динамического уровня жидкости, снижению притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой

$$\frac{\kappa_s}{\kappa} = \frac{K_s}{K} = \frac{P_{z(K_s)}}{P_{z(K)}} = \frac{h_{d(K_s)}}{h_{d(K)}} = \frac{Q_{xc(K_s)}}{Q_{xc(K)}} = \frac{Q_{nom(K_s)}}{Q_{nom(K)}}. \quad (57)$$

На основе (57) запишем обобщенную формулу для определения значения скин – фактора:

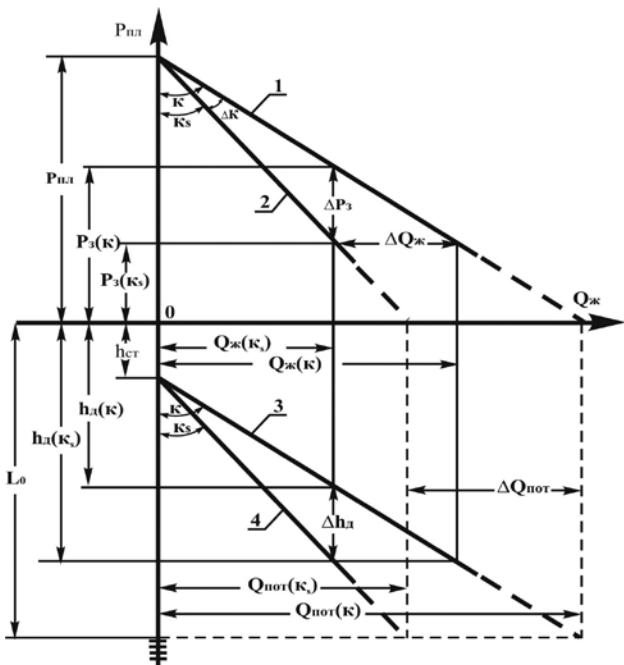


Fig. 6. Overall representation of the borehole-formation correlation to calculate the skin-effect:

- 1: indicator line $P_3 = f(Q_{jk}(K))$;
- 2: indicator line $P_3 = f(Q_{jk}(K_s))$;
- 3: indicator line $h_D = f(Q_{jk}(K))$;
- 4: indicator line $h_D = f(Q_{jk}(K_s))$;
- K – productivity index at natural formation permeability;
- K_s – productivity index at blocked formation permeability;
- $Q_{jk}(K_s)$ – fluid influx at formation productivity K ; $Q_{jk}(K)$ – fluid influx at formation productivity K_s ; ΔQ_{jk} – fluid influx reduction due to formation productivity degradation from K to K_s ; h_{ct} – static fluid level in the borehole; $h_D(K)$ – dynamic fluid level at formation productivity K ; $h_D(K_s)$ – dynamic fluid level at formation productivity K_s ; Δh_D – dynamic fluid influx reduction due to formation productivity degradation from K to K_s ; L_0 – well depth to top perforations; ΔP_3 – bottom-hole pressure drop caused by productivity degradation from K to K_s ; $Q_{pot(K)}$ – potential output rate at productivity impairment K ; $Q_{pot(Ks)}$ – potential output rate at productivity impairment K_s ; ΔQ_{pot} – potential output loss due to productivity degradation from K to K_s ;

3. Tim formula

In equations (16) and (24), the ratio $\frac{K_s}{K}$ is the relative permeability and in (33),(42), (51) and (56), $\frac{K_s}{K}$ is the relative formation productivity.

The analysis of the above-mentioned formulas and formulas (12), (23), (31), (40) and (55) leads to the important conclusion that the reduction of the productive formation permeability is caused by the skin factor which, as a consequence, leads to the a drop in bottomhole pressure and fluid level, reduction of fluid influx and primary production potential, and their dimensionless relative values are equal to each other.

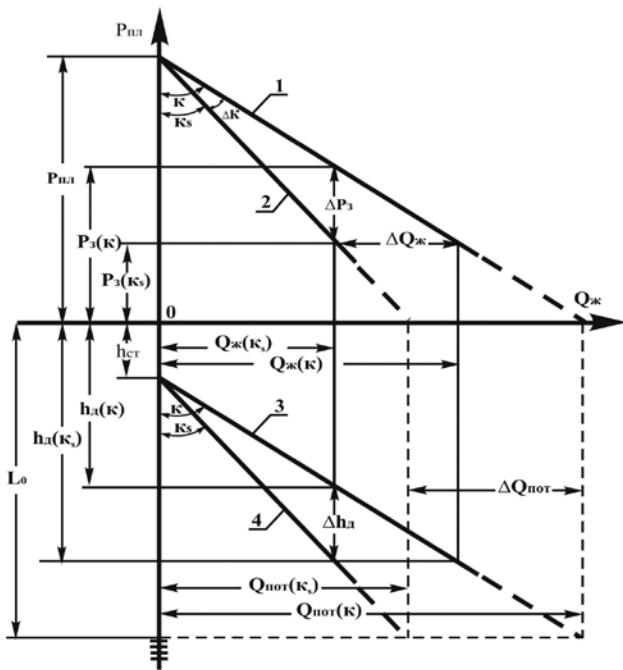


Рис. 6. Полная интерпретация совместной работы пласта и скважины для определения скин-фактора:
 1- индикаторная линия $P_3 = f(Q_{ж(K)})$;
 2- индикаторная линия $P_3 = f(Q_{ж(Ks)})$;
 3- индикаторная линия $h_D = f(Q_{ж(K)})$;
 4- индикаторная линия $h_D = f(Q_{ж(Ks)})$;
 K – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{ж(Ks)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{ж}$ - снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; h_{ct} - статический уровень жидкости в скважине; $h_D(K)$ - динамический уровень при продуктивности пласта K ; $h_D(Ks)$ - динамический уровень при продуктивности пласта K_s ; Δh_D – снижение динамического уровня в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; L_0 - глубина скважины до верхних перфорационных отверстий; ΔP_3 – падение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $Q_{пот(K)}$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта K ; $Q_{пот(Ks)}$ - потенциальный дебит при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{пот}$ - снижение потенциального дебита в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s .

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \frac{\Delta P_S}{P_{Rs} - P_{3(K_s)}} = \frac{\Delta h_\vartheta}{h_{\vartheta(K_s)} - h_{cm}} = \\ = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}} = \frac{\Delta Q_{nom}}{Q_{nom(K)}} \quad (58)^*$$

$$\frac{K_s}{K} = \frac{K_s}{K} = \frac{P_{3(K_s)}}{P_{3(K)}} = \frac{h_{\vartheta(K)}}{h_{\vartheta(K_s)}} = \frac{Q_{ж(K_s)}}{Q_{ж(K)}} = \frac{Q_{nom(K_s)}}{Q_{nom(K)}} . \quad (57)$$

Based on (57), we can write down a generalized formula for determining the skin factor value:

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \frac{\Delta P_S}{P_{Rs} - P_{3(K_s)}} = \frac{\Delta h_\vartheta}{h_{\vartheta(K_s)} - h_{cm}} = \\ = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(K)}} = \frac{\Delta Q_{nom}}{Q_{nom(K)}} \quad (58)^*$$

* Because this paper has been written by "Timurneftegas", we recommend introducing formula (58) into scientific and education literature under the name of the "Tim Formula".

Conclusion

The analysis of formulas (16), (24), (42), (51) and (56) allows the following conclusions:

- » the numerical value of the skin factor S is a dimensionless quantity;
- » the numerical value of the skin factor S only has a positive quantity;
- » the domain of definition of S (belonging) $S \in (0, 1]$;
- » the domain of existence of S , $0 < S \leq 1$;
- » at $K_s = K$, the skin factor S is absent (the case in which a formation is not disturbed);
- » at $K_s = 0$ the skin factor assumes a maximum value, i.e. $S = 1$ (the case in which the formation is absolutely impermeable).

The skin factor is a complex parameter which integrally reflects all kinds of collector disturbance mechanisms affecting the degradation of the permeability and porosity of the productive formation borehole environment and the reduction of the formation water influx.

The skin factor has a huge negative effect at all stages of a hydrocarbon deposit - from reservoir engineering to well abandonment:

- » at the engineering stage, the skin factor is taken into account as introduced design errors;

* Поскольку данная работа выполнена в научно – производственной фирме «Тимурнефтегаз», мы рекомендуем

ввести формулу (58) в научную и учебную литературу под наименованием «Формула Тима»

Заключение

На основе анализа формул (16), (24), (42), (51) и (56) можно сделать следующие выводы:

- » числовое значение скин-фактора **S** представляет безразмерную величину;
- » числовое значение скин-фактора **S** имеет только положительную величину;
- » область определения **S** (принадлежность) **S** (0,1];
- » область существования **S**, **0<S≤1**;
- » при **K_S=K** скин-фактор **S** отсутствует (случай, когда пласт не имеет нарушений);
- » при **K_S=0** скин-фактор принимает максимальное значение, т. е. **S=1** (случай, когда пласт абсолютно непроницаемый).

Скин-фактор – комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока пластовой жидкости.

Скин-фактор вносит свой огромный негативный вклад на всех этапах жизни месторождения - начиная от проектирования разработки и завершая его списанием:

- » в стадии проектирования разработки месторождения скин-фактор закладывается в виде допущенных ошибок проектирования;
- » в стадии строительства и разработки месторождения скин-фактор обеспечивается в виде реализованных ошибок проектирования;
- » в стадии эксплуатации месторождения скин-фактор реализуется в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождения с необратимыми нарушениями параметров пласта и на восстановление разрушенной гидрогеоэкологии.

Список литературы

1. Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: Струна, 1998. - 628с.
2. Михеев М. А., Основы теплопередачи: Учебник для вузов. – М.: Госэнергоиздат, 1949.-396с.
3. Муфазалов Р. Ш., Муслимов Р. Х. , Бурцев И. Б., Гидромеханика совместной работы пласта, добывающих и нагнетательных скважин: Учебник для вузов. - Казань,2000.-282с.
4. Petroleum production systems / Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig. – Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.

» at the construction and development stage, the skin factor is accounted for as current design errors;

» at the production stage, the skin factor is large cost overruns deposit on exploitation with formation disturbances parameters and the restoration of ruined hydroecology.

List of Literature

1. Zakirov, S. N., Development of Gas, Gas Condensate and Oil-Gas Condensate Deposits. - M.: Struna, 1998. – 628 p.
2. Mikheev, M. A., Heat Transmission Foundations: text book for higher education institutions. - M.: Gosenergoizdad, 1949. - 396 p.
3. Mufazalov, R. Sh., Muslimov, R. Kh., Burtsev, I. B. Fluid Mechanics of Joint Work of Formation, Output Wells and Injection Wells : textbook for higher education institutions. - Kazan, 2000. – 282 p.
4. Petroleum Production Systems / Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig. – Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.
5. Sannikov, V. A., Improving the Well Productivity of Jurassic Formations-Collectors / Interval. – 2003. – № 5. – p. 4-18.
6. Reference Manual on Development and Exploitation Engineering of Oil Deposits / Ed. Sh. K. Gimatudinov. - M.: Nedra, 1983. - 455 p.
7. Mufazalov, R. Sh., Fluid Mechanics of Oil Production: training manual for higher education institutions. - M.: Izdatelstvo "Gornaya Kniga", 2005, - 328 p.
5. Санников В. А., Увеличение продуктивности скважин юрских пластов–коллекторов / Интервал.- 2003. – №5. – С.4 –18.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Под общ. ред. Ш. К. Гиматудина. – М.: Недра,1983. – 455с.
7. Муфазалов Р.Ш., Гидромеханика добычи нефти: Учебное пособие для вузов. -М.: Изд-во «Горная книга», 2005, - 328с.