

СКИН-ФАКТОР

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ И ВЗАИМОСВЯЗЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗОНАЛЬНО- НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА И СКВАЖИНЫ

SKIN FACTOR

RELATIONSHIPS, CONCLUSIONS AND THE FORMULA FOR THE KEY HYDRODYNAMIC PARAMETERS

Р.Ш. Муфазалов,
НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский, Республика Башкортостан

1. Скин-зона $[r_c, R_s]$ и ее коэффициент проницаемости k_s .

Околоскважинное пространство продуктивного пласта – особая высокоактивная и энергодинамически нестабильная зона. В процессе первичного вскрытия продуктивного горизонта бурением, заканчивания скважины (вторичного вскрытия) и ее эксплуатации нарушается природное геомеханическое равновесие пласта, и в околоскважинном пространстве происходят физико-механические и гидротермодинамические изменения свойства и характеристики породы, пластовой жидкости, и совершаются физико-химические, химико-биологические превращения, в т. ч. отложение АСПО, образование гидратов, разбухание глинистых минералов и разрушение коллектора, микробиологическая и газовая блокировка притока. Происходит нарушение электромагнитодинамического равновесия пласта и в связи с этим в капиллярах и трещинах пристенной зоны скважины образуются (до 40 кДж/моль) удерживающие водородные связи в углеводородных системах и происходит перераспределение энергии связи, определяемой силами Ван-дер-Ваальса. Все эти технологические процессы и далеко не полностью указанные

R. S. Mufazalov,
NPF Timurneftegaz, City of Oktyabrskiy, Bashkortostan

1. Skin zone $[r_c, R_s]$ and its permeability factor k_s .

The area near the wellbore of an oil and gas formation is a very active and unstable zone. During the process of drilling the first well into the payzone, well completion, and the operations that take place during this process, the natural energy- and mechanical equilibrium of the formation is upset. The near-wellbore area goes through physico-mechanical and hydro-thermodynamic changes of the rock property and characteristic, changes of the formation fluid, and physiochemical, chemical-biological transformation take place, including deposits of asphalt, resin and paraffin, hydrate build-up, swelling of clayey minerals and reservoir breakdown, as well as microbiological and gas blockage of the inflow. The electromagnetic equilibrium of the formation is upset, and, because of this, hydrogen bonds are formed within the hydrocarbon systems (up to 40 kJ/mol). These form in the capillaries and fractures of the near-wall area of the wellbore, and the bond energy - determined by van der Waals forces - is redistributed. All of these factors, and many more which have not been mentioned here, considerably upset the permeability and porosity of the near-wellbore area, forming the non-uniform permeable and porous skin zone and lead to reduced flowrate to the wellbore.

The permeability factor k_s of the skin zone (see Fig. 1) in the interval $[r_c, R_s]$ continuously decreases from the outer

факторы существенно нарушают проницаемость и пористость оклоскважинного пространства, образуя, так называемую, неоднородную по проницаемости и пористости *скин-зону* и приводят кратному снижению притока жидкости в скважину.

Коэффициент проницаемости k_s скин-зоны (см. рис.1) на интервале $[r_c, R_s]$ непрерывно ухудшается по некоторой функции, снижается от внешнего контура скин-зоны R_s к внутреннему контуру - стенке скважины r_c . На внешнем контуре R_s значение коэффициента проницаемости равно значению коэффициента естественной проницаемости k пласта, а у стенки скважины, где r_c - минимальному значению k_s , т.е. $k_s \in [k_{smin}, k]$. Очевидно, коэффициент проницаемости k_s выражает усредненное значение неоднородной по проницаемости скин-зоны $[r_c, R_s]$.

Уравнение притока жидкости в интервале контура питания $[R_s, R_k]$ с коэффициентом проницаемости k для идеальной скважины представим в виде формулы Дюпюи

$$Q = \frac{k 2\pi h (P_{nл} - P_{R_s})}{\mu \ln(R_k / R_s)}, \quad (1.1)$$

где P_{R_s} - давление пласта на контуре R_s .

Уравнение притока для скин-зоны $[r_c, R_s]$ выразим через среднее значение коэффициента проницаемости $k_{s cp}$. При этом скин-зону рассмотрим как однородную зону и запишем уравнение притока

$$Q_s = \frac{k_{s cp} 2\pi h (P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\mu \ln(R_s / r_c)}, \quad (1.2)$$

где $P_{з(ks)}$ - забойное давление при наличии скин-зоны.

Из равенства притоков Q и Q_s и, приравнявая правые части (1.1) и (1.2), запишем

$$\frac{k 2\pi h (P_{nл} - P_{R_s})}{\mu \ln(R_k / R_s)} = \frac{k_{s cp} 2\pi h (P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\mu \ln(R_s / r_c)},$$

далее получим

$$k_{s cp} = \frac{k (P_{nл} - P_{R_s})}{\ln(R_k / R_s)} \cdot \frac{(P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\ln(R_s / r_c)}. \quad (1.3)$$

Потери пластового давления в интервале контура питания составит

$$P_{nл} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (1.4)$$

boundary of the skin zone R_s to the inner boundary - the wellbore wall r_c . At the outer boundary, R_s the value of the permeability factor equals the value of the natural permeability factor k of the reservoir, and at the wellbore wall, where r_c is the minimum value, k_s , i.e. $k_s \in [k_{smin}, k]$. It appears that the permeability factor k_s expresses the average value of the non-uniform permeable skin zone $[r_c, R_s]$.

Let's present the equation of the fluid flow in the interval of the external reservoir boundary $[R_s, R_k]$ with permeability factor k for an ideal well in the form of the Dupuit formula

$$Q = \frac{k 2\pi h (P_{nл} - P_{R_s})}{\mu \ln(R_k / R_s)}, \quad (1.1)$$

where P_{R_s} is the reservoir pressure at the boundary R_s .

Let's express the flow equation for the skin zone $[r_c, R_s]$ through the average value of the permeability factor $k_{s cp}$. In this case, let's consider the skin zone as homogeneous, and write down the flow equation

$$Q_s = \frac{k_{s cp} 2\pi h (P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\mu \ln(R_s / r_c)}, \quad (1.2)$$

where $P_{з(ks)}$ is the bottomhole pressure in the presence of the skin zone.

From the flow equality Q and Q_s and, equating the right hand sides (1.1) and (1.2), let's write down

$$\frac{k 2\pi h (P_{nл} - P_{R_s})}{\mu \ln(R_k / R_s)} = \frac{k_{s cp} 2\pi h (P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\mu \ln(R_s / r_c)},$$

then we obtain

$$k_{s cp} = \frac{k (P_{nл} - P_{R_s})}{\ln(R_k / R_s)} \cdot \frac{(P_{R_s} - P_{з(ks)})}{\ln(R_s / r_c)}. \quad (1.3)$$

The reservoir pressure losses in the interval of the external reservoir boundary will be

$$P_{nл} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (1.4)$$

The pressure drop in the skin zone will be

$$P_{R_s} - P_{з(ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.5)$$

Inserting the values (1.4) and (1.5) in (1.3), we obtain

$$k_{s cp} = \frac{k \frac{Q \mu}{2\pi h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}}{\ln(R_k / R_s)} \cdot \frac{\frac{Q \mu}{2\pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln(R_s / r_c)}. \quad (1.6)$$

Падение давления в скин-зоне составит

$$P_{R_s} - P_{z(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (1.5)$$

Подставляя значения (1.4) и (1.5) в (1.3), получим

$$k_{s,CP} = \frac{k \frac{Q\mu}{2\pi h k} \cdot \ln \frac{R_s}{R_c}}{\ln(R_c/R_s)} : \frac{Q\mu}{2\pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (1.6)$$

После преобразования запишем: $k_s CP = k_s$

Вывод: Коэффициент проницаемости k_s выражает среднее значение коэффициента проницаемости $k_s CP$ скин-зоны $[r_c, R_s]$ (см. рис. 1).

Ухудшение проницаемости в пристенной зоне скважины можно объяснить многообразием вышеперечисленных процессов и факторов, влияющих на проницаемость и пористость околоскважинного пространства, в т.ч. образованием кольматационного слоя вокруг стенки скважины в процессе выполнения технологических операций.

Для описания коэффициента проницаемости скин-зоны, в первом приближении, можно принять квадратичную функцию

$$k_s = b - a(r - R_s)^2, \quad (1.7)$$

где a и b – коэффициенты квадратичной функции, зависящие от параметров системы, (a и $b > 0$).

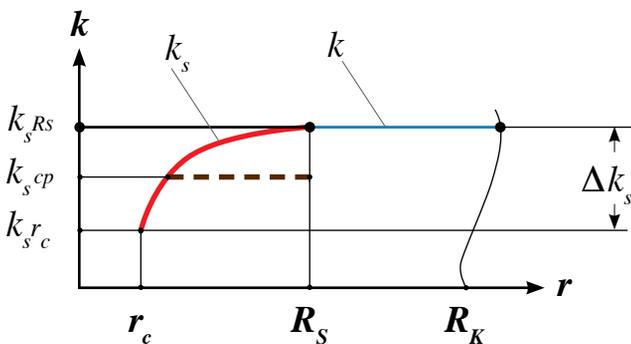


Рис. 1. Кривая изменения коэффициента проницаемости k_s скин-зоны $[r_c, R_s]$, $k = f(r)$. $\Delta k_s = k_s R_s - k_s r_c$

Так как дебит скважины пропорционален градиенту давления dP/dr , запишем

$$Q = \frac{k_s 2\pi h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad \text{или} \quad dP = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} \cdot \frac{dr}{r} \quad (1.8)$$

Подставим из (1.7) значение k_s в уравнение (1.8) и проинтегрируем:

After the conversion, let's write down: $k_s CP = k_s$

Conclusion: The permeability factor k_s expresses the average value of the permeability factor of the $k_s CP$ skin zone $[r_c, R_s]$ (see Fig. 1).

The impairment of permeability in the near-wall area of the wellbore may be explained with the multitude of the above-mentioned processes and factors affecting the permeability and porosity of the near-wellbore area, including the formation of the incrustation layer around the wellbore wall during the process operations.

To describe the skin zone permeability factor, at a first approximation, a quadratic function may be assumed

$$k_s = b - a(r - R_s)^2, \quad (1.7)$$

where a and b are the quadratic function factors depending on the system parameters, (a and $b > 0$).

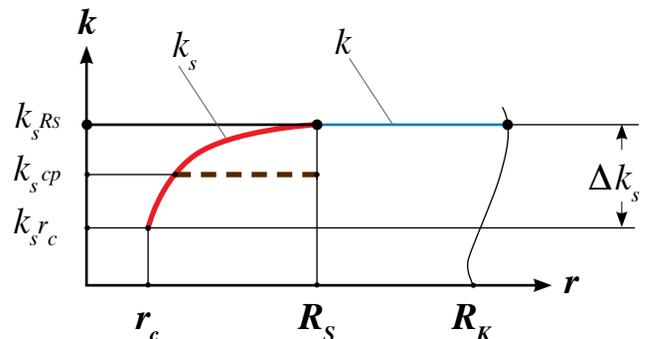


Fig. 1. Curve of the permeability factor k_s of the skin zone $[r_c, R_s]$, $k = f(r)$. $\Delta k_s = k_s R_s - k_s r_c$

Since the production rate of the well is proportional to the pressure gradient dP/dr , let's write down

$$Q = \frac{k_s 2\pi h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad \text{or} \quad dP = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} \cdot \frac{dr}{r} \quad (1.8)$$

Let's insert from (1.7) the value k_s in the equation (1.8) and integrate:

$$P(r) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \cdot \int_{r_c}^r \frac{dr}{r[b - a(r - R_s)^2]} + P(r_c),$$

where $P(r_c)$ is the bottomhole pressure. Then

$$P(r) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \left[\frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{r}{r_c} - \dots \right]$$

$$P(r) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \int_{r_c}^r \frac{dr}{r[b - a(r - R_s)^2]} + P(r_c),$$

где $P(r_c)$ - забойное давление.
Тогда

$$P(r) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \left[\frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{r}{r_c} - \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} + aR_s)}} \ln \frac{r - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}} - \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} - aR_s)}} \ln \frac{r - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}} \right] + P(r_c).$$

Так как при $r = R_s$ давление пласта на контуре R_s должно быть $P(R_s)$ тогда

$$P(R_s) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{R_s}{r_c} + P(r_c). \quad (1.9)$$

Из двух последних равенств получаем формулу для расчета давления в скин-зоне продуктивного пласта

$$P(r) = P(R_s) - \frac{Q\mu}{2\pi h} \left[\frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{R_s}{r} + \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} + aR_s)}} \ln \frac{r - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}} + \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} - aR_s)}} \ln \frac{r - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}} \right],$$

или из (1.9) можно определить дебит жидкости с учетом квадратичной зависимости функции $k_s = f(r)$.

$$Q = \frac{2\pi h [P(R_s) - P(r_c)] (b - aR_s^2)}{\mu \ln(R_s / r_c)}.$$

2. Скин-зона. Взаимосвязь между основными гидродинамическими параметрами пласта и скважины

Примечание: Скин-зона влияет на все гидродинамические параметры пласта и скважины. В связи с этим в данном разделе рассматривается взаимосвязь основных гидродинамических параметров, относящихся скин-зоне $[r_c, R_s]$.

2.1. Взаимосвязь между коэффициентами продуктивности реальной скважины K_s и проницаемости k_s скин-зоны

Дебит реальной скважины выразим через среднее значение коэффициента проницаемости k_s *ср*. При этом скин-зону рассматриваем как однородную зону с коэффициентом проницаемости k_s (1.6).

$$Q_s = \frac{k_s 2\pi h (P_{R_s} - P_{3(k_s)})}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.1)$$

$$- \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} + aR_s)}} \ln \frac{r - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}} - \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} - aR_s)}} \ln \frac{r - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}} \right] + P(r_c).$$

As at $r = R_s$ the reservoir pressure at the boundary R_s must be R_s , then

$$P(R_s) = \frac{Q\mu}{2\pi h} \frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{R_s}{r_c} + P(r_c). \quad (1.9)$$

From the two last equalities we obtain a formula for calculating the pressure in the skin zone of the pay formation

$$P(r) = P(R_s) - \frac{Q\mu}{2\pi h} \left[\frac{1}{b - aR_s^2} \ln \frac{R_s}{r} + \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} + aR_s)}} \ln \frac{r - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s - \sqrt{\frac{b}{a}}} + \frac{1}{2\sqrt{b(\sqrt{b} - aR_s)}} \ln \frac{r - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}}{r_c - R_s + \sqrt{\frac{b}{a}}} \right],$$

or, from (1.9), we can determine the fluid production rate adjusted for the quadratic relationship of the function $k_s = f(r)$.

$$Q = \frac{2\pi h [P(R_s) - P(r_c)] (b - aR_s^2)}{\mu \ln(R_s / r_c)}.$$

2. Skin zone. Relationship between the key hydrodynamic parameters of the formation and the well

Note: The skin zone affects all hydrodynamic parameters of the formation and the well. Due to that, in this section we describe the interrelationship between the key hydrodynamic parameters related to the skin zone $[r_c, R_s]$.

2.1. Interrelationship between the productivity factors of the real well K_s and the permeability k_s of the skin zone

Let's express the production rate of the real well through the average value of the permeability factor k_s *ср*. In this case, we consider the skin zone as a uniform zone with the permeability factor k_s (1.6).

$$Q_s = \frac{k_s 2\pi h (P_{R_s} - P_{3(k_s)})}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.1)$$

The production rate of the ideal well (the formula symbols are shown in Fig. 2)

$$Q = \frac{k 2\pi h (P_{R_s} - P_{3(k)})}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.2)$$

Дебит идеальной скважины (обозначения формулы указаны на рис. 2)

$$Q = \frac{k2\pi h \left(P_{R_s} - P_{3(k)} \right)}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.2)$$

При этом коэффициент продуктивности K_s реальной скважины составит

$$K_s = \frac{k_s 2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.3)$$

Коэффициент продуктивности K идеальной скважины

$$K = \frac{k2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.4)$$

Разделив (2.3) на (2.4), получим

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s 2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \cdot \frac{\mu \ln(R_s / r_s)}{k2\pi h}$$

Отсюда

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \quad (2.5)$$

Из (2.5) следует, что значение коэффициента продуктивности реальной скважины K_s прямо пропорционально значению коэффициента проницаемости k_s скин-зоны, а относительные их величины равны между собой.

2.2. Взаимосвязь между дебитом реальной скважины Q_s и коэффициентом проницаемости k_s скин-зоны. $P_3 - const$; Вопрос рассматриваем при равенстве забойных давлений: $P_{3(k)} = P_{3(ks)}$

Дебит реальной скважины $Q_s = \frac{k_s 2\pi h \left(P_{R_s} - P_{3(ks)} \right)}{\mu \ln(R_s / r_s)}$

Дебит идеальной скважины $Q = \frac{k2\pi h \left(P_{R_s} - P_{3(k)} \right)}{\mu \ln(R_s / r_s)}$

При равенстве забойных давлений $P_{3(k)} = P_{3(ks)}$ и, разделив Q_s на Q , получим

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \quad (2.6)$$

или с учетом (2.5), запишем

$$\frac{K_s}{K} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \quad (2.7)$$

In this case, the productivity factor K_s of the real well will be

$$K_s = \frac{k_s 2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.3)$$

The productivity factor K of the ideal well

$$K = \frac{k2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \quad (2.4)$$

Having divided (2.3) by (2.4), we obtain

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s 2\pi h}{\mu \ln(R_s / r_s)} \cdot \frac{\mu \ln(R_s / r_s)}{k2\pi h}$$

It follows that

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \quad (2.5)$$

From (2.5) it appears that the productivity factor value of the real well K_s is directly proportional to the value of the permeability factor k_s of the skin zone, and their relative values are equal.

2.2. Interrelationship between the production rate of the real well Q_s and the permeability factor k_s of the skin zone $P_3 - const$; We consider the issue when the bottomhole pressures are equal: $P_{3(k)} = P_{3(ks)}$

Real rate of production $Q_s = \frac{k_s 2\pi h \left(P_{R_s} - P_{3(ks)} \right)}{\mu \ln(R_s / r_s)}$

Ideal rate of production $Q = \frac{k2\pi h \left(P_{R_s} - P_{3(k)} \right)}{\mu \ln(R_s / r_s)}$

When the bottomhole pressures are equal $P_{3(k)} = P_{3(ks)}$ and, having divided Q_s by Q , we obtain

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \quad (2.6)$$

or, with consideration of (2.5), we write down

$$\frac{K_s}{K} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \quad (2.7)$$

The formula (2.7) shows that the productivity factor value of the real well Q_s is directly proportional to the values of the skin zone permeability factors k_s and productivity factor K_s , and their relative values are equal.

Околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта

Near-wellbore area with impaired permeability k_s of the formation

Околоскважинное пространство с естественной проницаемостью k пласта

Near-wellbore area with natural permeability k of the formation

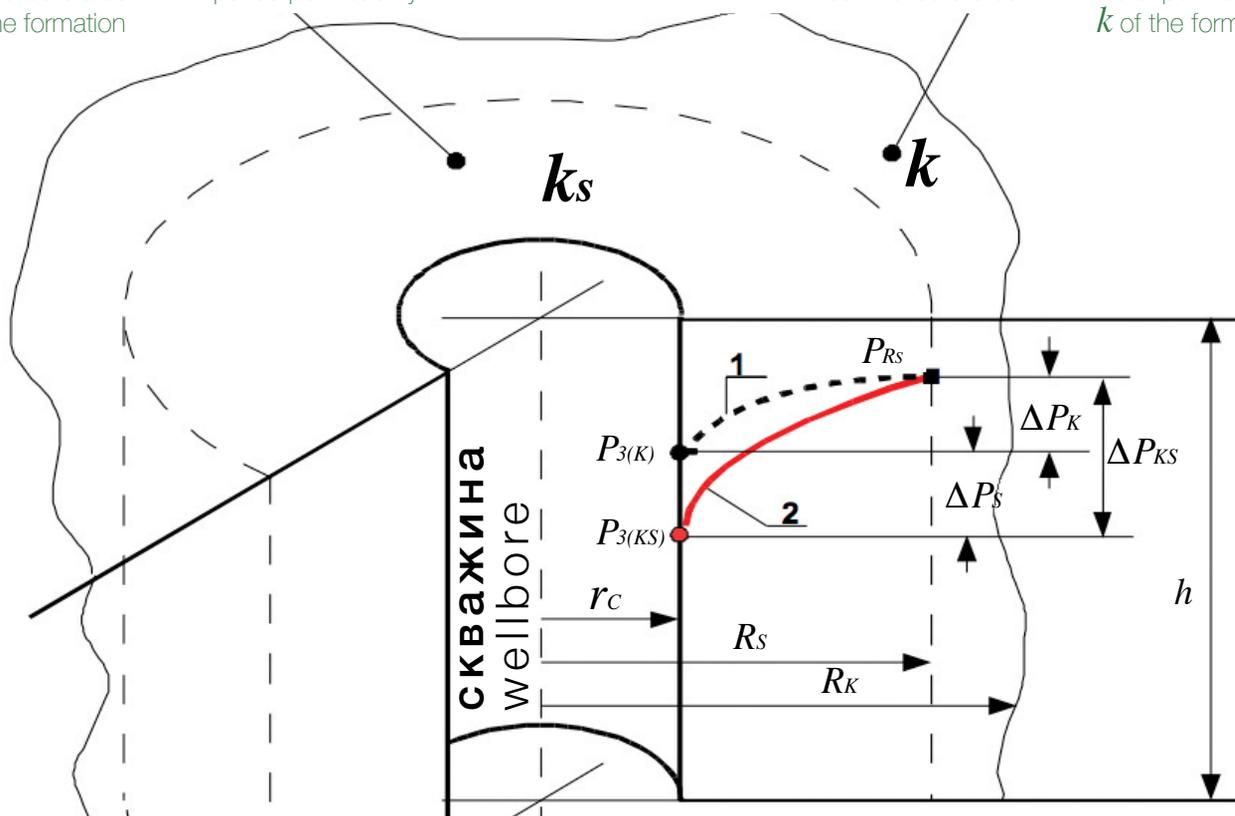


Рис. 2. Схема для вывода основных зависимостей параметров пласта и скважины: 1 - кривая падения пластового давления при естественной проницаемости k пласта (k - проницаемость пласта идеальной скважины); 2 - кривая падения пластового давления в скин-слое при проницаемости k_s (k_s - коэфф. проницаемости пласта реальной скважины);

P_{R_s} - давление пласта на контуре R_s ; $P_{3(k)}$ - забойное давление при естественной проницаемости k пласта; $P_{3(ks)}$ - забойное давление при ухудшенной проницаемости k_s пласта (скин-зоны); R_s - радиус скин-зоны; h - мощность пласта; R_k - радиус контура питания; ΔP_k - потери пластового давления при фильтрации жидкости в идеальной скважине (при естественной проницаемости пласта); ΔP_{k_s} - потери давления при фильтрации жидкости в скин-слое с проницаемостью k_s ; ΔP_{ps} - потери забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта от k до k_s в скин-слое.

Fig. 2. Diagram for deriving the key relationships between the formation and well parameters: 1 - the curve of reservoir pressure decline at natural permeability k of the formation (k - formation permeability of the ideal well); 2 - the curve of reservoir pressure decline in the skin layer at permeability k_s (k_s - permeability factor of the real well formation);

P_{R_s} - reservoir pressure at the boundary R_s ; $P_{3(k)}$ - bottomhole pressure at natural permeability k of the formation; $P_{3(ks)}$ - bottomhole pressure at impaired permeability k_s of the formation (of the skin zone); R_s - skin zone radius; h - formation thickness; R_k - external reservoir boundary radius; ΔP_k - reservoir pressure losses when the fluid is filtered in the ideal well (at natural permeability of the formation); ΔP_{k_s} - pressure losses when the fluid is filtered in the skin layer with permeability k_s ; ΔP_{ps} - bottomhole pressure losses as a result of impairment of the formation permeability from k to k_s in the skin layer.

Формула (2.7) показывает, что значение дебита реальной скважины Q_s прямо пропорционально значениям коэффициентов проницаемости скин-зоны k_s и продуктивности K_s , а относительные их величины равны между собой.

2.3. Relationship between the permeability factor k_s of the skin zone and the reservoir pressure drop ΔP_{k_s} when the fluid is filtered. We consider the issue when the production rates of the ideal well and the real well are equal: $Q = Q_s$.

2.3. Взаимосвязь между коэффициентом проницаемости k_s скин-зоны и падением пластового давления ΔP_{ks} при фильтрации жидкости. Вопрос рассматриваем при равенстве дебитов идеальной и реальной скважин: $Q = Q_s$.

Потери пластового давления ΔP_k при фильтрации жидкости к забою идеальной скважины определяется формулой Дюпюи (см. рис.2)

$$\Delta P_k = P_{Rs} - P_{z(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Общие потери пластового давления ΔP_{ks} в скин-слое реальной скважины составят

$$\Delta P_{ks} = P_{Rs} - P_{z(ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Разделив ΔP_k на ΔP_{ks} , получим

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.8)$$

С учетом (2.7) имеем

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.9)$$

Из формулы (2.9) видно, что общие потери пластового давления ΔP_{ks} в скин-слое обратно пропорционально значениям Q_s , K_s , k_s , а относительные их величины равны между собой.

2.4. Взаимосвязь между потенциальным дебитом $Q_{nom(ks)}$ реальной скважины и коэффициентом проницаемости k_s .

Потенциальным дебитом скважины называют дебит, который может быть получен при $P_3 = O$. Динамический уровень скважинной жидкости при этом снижается до верхних перфорационных отверстий т.е. $P_3 = L_{\theta}$. Пластовое давление остается без изменения, $P_{na} - \text{const}$.

Потенциальный дебит реальной скважины с учетом скин-зоны пласта составит

$$Q_{nom(ks)} = \frac{k_s \cdot 2\pi h \cdot P_{na}}{\mu \ln(R_s/r_c)}.$$

Потенциальный дебит идеальной скважины составит

$$Q_{nom(k)} = \frac{k \cdot 2\pi h \cdot P_{na}}{\mu \ln(R_s/r_c)}.$$

The reservoir pressure losses ΔP_k when the fluid is filtered to the bottomhole of the ideal well are determined by the Dupuit formula (see Fig. 2)

$$\Delta P_k = P_{Rs} - P_{z(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

The total reservoir pressure losses ΔP_{ks} in the skin layer of the real well will be

$$\Delta P_{ks} = P_{Rs} - P_{z(ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Having divided ΔP_k by ΔP_{ks} , we obtain

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.8)$$

With consideration of (2.7), we have

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.9)$$

It can be seen from the formula (2.9) that the total reservoir pressure losses ΔP_{ks} in the skin layer are inversely proportional to the values Q_s , K_s , k_s , and their relative values are equal.

2.4. Interrelationship between the potential production rate $Q_{nom(ks)}$ of the real well and the permeability factor k_s .

The potential production rate of the well is the production rate that can be obtained at $P_3 = O$. The dynamic level of the well fluid in this case drops to the upper perforations, i.e. $P_3 = L_{\theta}$. The reservoir pressure does not change, $P_{na} - \text{const}$.

The potential rate of production of the real well with consideration of the formation skin zone will be

$$Q_{nom(ks)} = \frac{k_s \cdot 2\pi h \cdot P_{na}}{\mu \ln(R_s/r_c)}.$$

The potential rate of production of the ideal well will be

$$Q_{nom(k)} = \frac{k \cdot 2\pi h \cdot P_{na}}{\mu \ln(R_s/r_c)}.$$

Having divided $Q_{nom(ks)}$ by $Q_{nom(k)}$, we obtain

$$\frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k} \quad (2.10)$$

With consideration of (2.9), we write down

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.11)$$

Разделив $Q_{nom(ks)}$ на $Q_{nom(k)}$, получим

$$\frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k} \quad (2.10)$$

С учетом (2.9), запишем

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k}. \quad (2.11)$$

Значение потенциального дебита $Q_{nom(ks)}$ реальной скважины прямо пропорционально значению коэффициента проницаемости k_s скин-зоны, а относительные их величины равны между собой.

(Уважаемому читателю рекомендуется самостоятельно определить взаимосвязь между забойным давлением $P_{3(ks)}$ и коэффициентом проницаемости k_s , а также между динамическим уровнем $h_{d(ks)}$ и коэффициентом проницаемости).

На основе анализа формул (2.5), (2.6), (2.8), (2.10) можно сделать фундаментальное заключение: любые изменения проницаемости пласта приводят к пропорциональному изменению его продуктивности, гидропроводности, забойного давления и динамического уровня жидкости, текущего притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой.

Следовательно:

$$\Delta k \propto \Delta K \propto \Delta \varepsilon \propto \Delta P_s \propto (\Delta P_3) \propto \Delta h_n \propto (\Delta L_n) \propto \Delta Q \propto \Delta Q_{nom};$$

а также,

$$\frac{k_s}{k} = \frac{\varepsilon_s}{\varepsilon} = \frac{K_s}{K} = \frac{Q_{(ks)}}{Q_{(k)}} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} \quad (2.12)$$

На основе фундаментального заключения и предыдущих формул запишем зависимости для определения значения скин-фактора S , как фундаментальные зависимости, отражающие единство и взаимосвязь между основными гидродинамическими параметрами пласта, скважины и подъемного оборудования (формула Тима)

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \left(1 - \frac{P_{3(ks)}}{P_{3(k)}}\right) = \left(1 - \frac{Q_{(ks)}}{Q_{(k)}}\right) = \left(1 - \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}}\right) = 1 - \frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{\Delta k}{k} = \frac{\Delta K}{K} = \frac{\Delta Q}{Q_{(k)}} = \frac{\Delta Q_{nom}}{Q_{nom(k)}}. \quad (2.13)$$

Полученные зависимости (2.13) показывают, что значение скин-фактора отражает равную долю

The potential production rate value $Q_{nom(ks)}$ of the real well is directly proportional to the permeability factor value k_s of the skin zone, and their relative values are equal.

(We advise the reader, at their discretion, to determine the interrelationship between the bottomhole pressure $P_{3(ks)}$ and the permeability factor k_s , and also between the dynamic level $h_{d(ks)}$ and the permeability factor).

Based on the analysis of the formulae (2.5), (2.6), (2.8), (2.10), we can draw a fundamental conclusion: any changes in the reservoir permeability lead to a proportional change of its productivity, hydroconductivity, bottomhole pressure and dynamic level of fluid, current flow and potential production rate, and their relative values are equal.

Therefore:

$$\Delta k \propto \Delta K \propto \Delta \varepsilon \propto \Delta P_s \propto (\Delta P_3) \propto \Delta h_n \propto (\Delta L_n) \propto \Delta Q \propto \Delta Q_{nom};$$

and also

$$\frac{k_s}{k} = \frac{\varepsilon_s}{\varepsilon} = \frac{K_s}{K} = \frac{Q_{(ks)}}{Q_{(k)}} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} \quad (2.12)$$

Based on the fundamental conclusion and previous formulae, we write down the relationships for determination of the skin factor value S , as fundamental relationships, which reflect the uniformity and interrelationship between the key hydrodynamic parameters of the reservoir, well, and the lifting equipment (Tim's formula)

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \left(1 - \frac{P_{3(ks)}}{P_{3(k)}}\right) = \left(1 - \frac{Q_{(ks)}}{Q_{(k)}}\right) = \left(1 - \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}}\right) = 1 - \frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{\Delta k}{k} = \frac{\Delta K}{K} = \frac{\Delta Q}{Q_{(k)}} = \frac{\Delta Q_{nom}}{Q_{nom(k)}}. \quad (2.13)$$

The obtained relationships (2.13) show that the skin factor value reflects the equal share of the decline of the key hydrodynamic parameters of the reservoir and the well: factors of permeability k_s and productivity K_s , increased losses of the reservoir ΔP_{ks} and dropped bottomhole pressure $P_{3(ks)}$, current $Q_{(ks)}$ and potential $Q_{nom(ks)}$ production rates for the reservoir of the real well as compared with the ideal one.

Any ratios and relationships from (2.12) and (2.13) may be used for a quantitative evaluation of the pay formation tapping quality or the study of its current state in the course of well logging, flow testing and mud logging (GIS, GDIS and TIS) of the "reservoir-well-equipment" system.

In the next section we discuss the interrelationship between the key hydrodynamic parameters of the zonally heterogeneous formation.

ухудшения основных гидродинамических параметров пласта и скважины: коэффициентов проницаемости k_s и продуктивности K_s , увеличение потери пластового ΔP_{ks} и снижение забойного давлений $P_{з(ks)}$, текущего $Q_{(ks)}$ и потенциального $Q_{nom(ks)}$ дебитов пласта реальной скважины по сравнению с идеальной.

Любые соотношения и зависимости из (2.12) и (2.13) могут быть использованы для количественной оценки качества вскрытия продуктивного пласта или исследования текущего его состояния в процессе проведения геофизических, гидродинамических и технологических исследований (ГИС, ГДИС и ТИС) системы «пласт-скважина-оборудование».

В следующем разделе рассматриваем взаимосвязь основных гидродинамических параметров зонально-неоднородного пласта.

3. Зонально-неоднородный пласт. Взаимосвязь между его основными гидродинамическими параметрами

Рассматривается (рис. 3) зонально-неоднородный пласт радиальной фильтрации, состоящий из зоны контура питания $[R_k, R_s]$ с коэффициентом естественной проницаемости k и скин-зоны окоскважинного пространства $[R_s, r_o]$ с коэффициентом проницаемости k_s .

3.1. Взаимосвязь между коэффициентами продуктивности реальной скважины K_s и проницаемости k_s зонально-неоднородного пласта.

Для этого рассмотрим объемный приток (дебит) реальной скважины при зонально-неоднородном пласте. В работе [8] излагается в четырех вариантах вывод формулы для расчета дебита к забою реальной скважины, т.е. с зональной неоднородностью пласта (3.8), (3.13), (3.17), (3.19)

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{нл} - P_{з(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{или}$$

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} \quad (3.1)$$

3. Zonally heterogeneous formations. Relationship between its key hydrodynamic parameters

We review (Fig. 3) a zonally heterogeneous formation of radial filtration, consisting of the external reservoir boundary zone $[R_k, R_s]$ with the natural permeability factor k and the skin zone of the near-wellbore area $[R_s, r_o]$ with the permeability factor k_s .

3.1. Relationship between the productivity factor of the real well K_s , and the permeability factor k_s of the zonally heterogeneous formation.

To this effect, let's discuss the production rate of the real well in a zonally heterogeneous formation. Ref. [8] describes four options of the formula derivation for calculation of the production rate to the bottomhole of the real well, i.e. with the zonal heterogeneity of the formation (3.8), (3.13), (3.17), (3.19)

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{нл} - P_{з(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{or}$$

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} \quad (3.1)$$

The production rate of the ideal well is determined by the Dupuit formula

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{нл} - P_{з(k)})}{\mu \ln(R_k / r_c)} \quad (3.2)$$

In this case, the productivity factor K_s of the real well will be

$$K_s = \frac{2\pi h \cdot k_s}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad (3.3)$$

The productivity factor K of the ideal well

$$K = \frac{2\pi h \cdot k}{\mu \ln(R_k / r_c)} \quad (3.4)$$

Околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта (скин-зона)

Околоскважинное пространство с естественной проницаемостью k пласта

Near-wellbore area with impaired permeability k_s of the formation (skin zone)

Near-wellbore area with natural permeability k of the formation

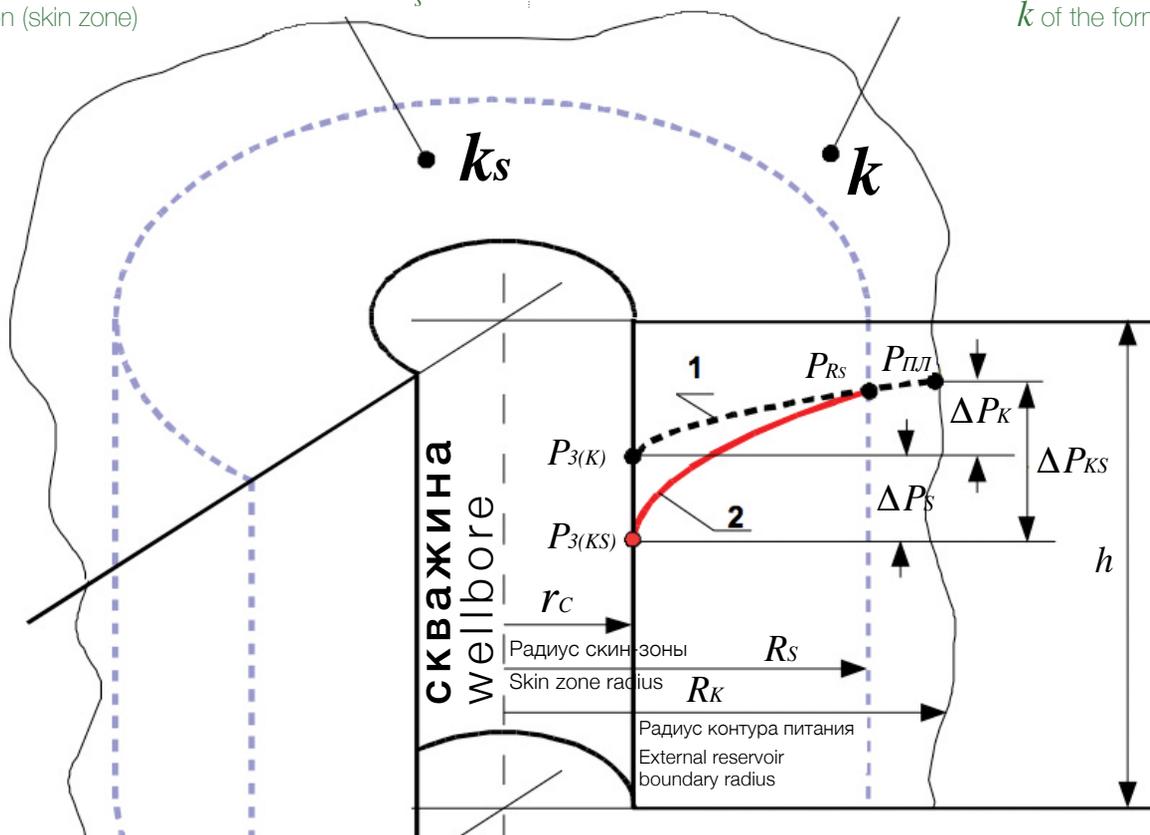


Рис. 3. Схема призабойной зоны неоднородного пласта по проницаемости: 1 - кривая падения пластового давления при естественной проницаемости k пласта (k - проницаемость пласта идеальной скважины); 2 - кривая падения пластового давления в скин-слое при проницаемости k_s пласта; k_s - коэфф. проницаемости скин-зоны пласта реальной скважины;

Fig. 3. Diagram of the near-wellbore area of heterogeneous permeable formation: 1 - the curve of reservoir pressure decline at natural permeability k пласта (k - formation permeability of the ideal well); 2 - the curve of reservoir pressure decline in the skin layer at permeability k_s of the formation; k_s - permeability factor of the skin zone of the real well formation;

R_k - радиус контура питания; R_s - радиус скин-слоя; k - коэффициент естественной проницаемости пласта; k_s - коэффициент проницаемости скин-зоны пласта; $P_{пл}$ - давление пласта на контуре питания R_k ; P_{R_s} - давление пласта на контуре R_s ; $P_{3(k)}$ - забойное давление при естественной проницаемости k пласта; $P_{3(k_s)}$ - забойное давление при проницаемости k_s пласта (с учетом скин-слоя); h - мощность пласта; ΔP_k - потери пластового давления при фильтрации жидкости в идеальной скважине (при естественной проницаемости k пласта); ΔP_{k_s} - общие потери пластового давления при фильтрации жидкости в реальной скважине (с учетом скин-слоя с проницаемостью пласта k_s); Δp_s - потери забойного давления в скин-слое в результате ухудшения проницаемости пласта от k до k_s .

R_k - external reservoir boundary radius; R_s - skin layer radius; k - natural permeability factor of the formation; k_s - skin zone permeability factor of the formation; $P_{пл}$ - reservoir pressure at the external reservoir boundary R_k ; P_{R_s} - reservoir pressure at the boundary R_s ; $P_{3(k)}$ - bottomhole pressure at natural permeability k of the formation; $P_{3(k_s)}$ - bottomhole pressure at permeability k_s of the formation (with consideration of the skin layer); h - formation thickness; ΔP_k - reservoir pressure losses when the fluid is filtered in the ideal well (at natural permeability of the formation); ΔP_{k_s} - total reservoir pressure losses when fluid is filtered in the real well (with consideration of the skin layer with formation permeability k_s); Δp_s - bottomhole pressure losses in the skin layer as a result of impairment of the formation permeability from k to k_s .

Дебит идеальной скважины определяется формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{з(k)})}{\mu \ln(R_K / r_c)} \quad (3.2)$$

При этом коэффициент продуктивности K_s реальной скважины составит

$$K_s = \frac{2\pi h \cdot k_s}{\mu \ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad (3.3)$$

Коэффициент продуктивности K идеальной скважины

$$K = \frac{2\pi h \cdot k}{\mu \ln(R_K / r_c)} \quad (3.4)$$

Разделив (3.3) на (3.4), получим

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)}$$

или

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} \quad (3.5)$$

где

$$\frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} = \alpha \quad (3.6)$$

Введем новое обозначение a и назовем его коэффициентом неоднородности пласта, как коэффициент пропорциональности, учитывающий неоднородность пласта по проницаемости.

С учетом (3.6) запишем

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K \cdot a} \quad (3.7)$$

Из (3.7) следует вывод, что значение коэффициента проницаемости k_s прямо пропорционально значению коэффициента продуктивности K_s реальной скважины и обратно пропорционально коэффициенту неоднородности пласта a .

Анализ выражений (3.5) и (3.6) показывает, что коэффициент неоднородности пласта a влияет

Having divided (3.3) by (3.4), we obtain

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)}$$

or

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} \quad (3.5)$$

where

$$\frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)} = \alpha \quad (3.6)$$

Let's introduce a new symbol a and call it the formation heterogeneity factor, as the proportionality factor honouring the formation permeable heterogeneity.

With consideration of (3.6), we write down

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K \cdot a} \quad (3.7)$$

From (3.7), a conclusion is drawn that the permeability factor value k_s is directly proportional to the productivity factor value K_s of the real well and inversely proportional to the formation heterogeneity factor a .

An analysis of the expressions (3.5) and (3.6) demonstrates that the formation heterogeneity factor a affects the permeability factor k_s of the skin zone logarithmically, i.e. insignificantly as compared with the permeability k of the external reservoir boundary.

3.2. Relationship between the production rate Q_s of the real well and its permeability factor k_s of the zonally heterogeneous formation.

P_3 -const; ($P_{з(k)} = P_{з(ks)}$).

Real well rate of production

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{з(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)}$$

на коэффициент проницаемости k_s скин-зоны логарифмически, т.е. незначительно по сравнению с проницаемостью k контура питания.

3.2. Взаимосвязь между дебитом Q_s реальной скважины и его коэффициентом проницаемости k_s зонально-неоднородного пласта. P_3 -const; ($P_{3(k)} = P_{3(ks)}$).

Дебит реальной скважины

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R \cdot \frac{ks}{k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)}$$

Дебит идеальной скважины

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln(R_K / r_c)}$$

Разделив Q_s на Q , получим

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K (ks/k) \cdot R_s^s}{r_c} \right)}$$

или с учетом (3.6) и (3.7) запишем

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \alpha} \quad (3.8)$$

Формула (3.8) показывает, что значение коэффициента проницаемости k_s прямо пропорционально значению дебита реальной скважины Q_s и обратно пропорционально коэффициенту неоднородности пласта α .

3.3. Взаимосвязь между коэффициентом проницаемости k_s зонально-неоднородного пласта и падением пластового давления ΔP_{ks} при фильтрации жидкости Q – const.

Потеря пластового давления ΔP_k при фильтрации жидкости к забою идеальной скважины определяется формулой Дюпюи

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_{3(k)} = \frac{Q \mu}{k 2\pi h} \ln(R_K / r_c)$$

Общие потери пластового давления ΔP_{ks} в зонально-неоднородном пласте, т.е. с учетом скин-слоя

Ideal well rate of production

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln(R_K / r_c)}$$

Having divided Q_s by Q , we obtain

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K (ks/k) \cdot R_s^s}{r_c} \right)}$$

or, with consideration of (3.6) and (3.7), we write down

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \alpha} \quad (3.8)$$

The formula (3.8) demonstrates that the permeability factor value k_s is directly proportional to the production rate value of the real well Q_s and inversely proportional to the formation heterogeneity factor α .

3.3. Relationship between the permeability factor k_s of the zonally heterogeneous formation and the reservoir pressure drop ΔP_{ks} when the fluid is filtered Q – const.

The reservoir pressure loss ΔP_k when the fluid is filtered to the bottomhole of the ideal well is determined by the Dupuit formula

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_{3(k)} = \frac{Q \mu}{k 2\pi h} \ln(R_K / r_c)$$

The total reservoir pressure losses ΔP_{ks} in the zonally heterogeneous reservoir, i.e. with consideration of the skin layer, are determined using the formula (3.6) [8]

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_{3(ks)} = \frac{Q \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln(R_K / r_c) + \frac{Q \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot S \cdot \ln(R_s / r_c)$$

Having divided ΔP_k by ΔP_{ks} , we obtain

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\frac{k_s}{k} \ln(R_K / r_c) + S \ln(R_s / r_c)} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K / r_c)}{\ln \left(\frac{R_K (ks/k) \cdot R_s^s}{r_c} \right)}$$

With consideration of (3.6) and (3.8), we have

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks} \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \cdot \alpha} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{k_s}{k} \quad (3.9)$$

It can be seen from formula (3.9) that the permeability factor value k_s is inversely proportional to the reservoir pressure drop ΔP_{ks} when the fluid is filtered in a zonally heterogeneous formation.

определяют по формуле (3.6) [8]

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_{z(ks)} = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln(R_K/r_c) + \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot S \cdot \ln(R_S/r_c)$$

Разделив ΔP_k на ΔP_{ks} , получим

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{\frac{k_s}{k} \ln(R_K/r_c) + S \ln(R_S/r_c)} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{\ln\left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_S^S}{r_c}\right)}$$

С учетом (3.6) и (3.8), имеем

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks} \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \cdot \alpha} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{k_s}{k}. \quad (3.9)$$

Из формулы (3.9) видно, что значение коэффициента проницаемости k_s обратно пропорционально падению пластового давления ΔP_{ks} при фильтрации жидкости в зонально-неоднородном пласте.

3.4. Взаимосвязь между потенциальным дебитом $Q_{nom(ks)}$ неоднородного пласта и его коэффициентом проницаемости k_s

($P_{z(ks)}$ и $P_{z(k)} = 0$).

Потенциальный дебит реальной скважины с зональной неоднородностью пласта составит

$$Q_{nom(ks)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot P_{nl}}{\mu \ln\left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_S^S}{r_c}\right)}$$

Потенциальный дебит идеальной скважины

$$Q_{nom(k)} = \frac{2\pi h \cdot k \cdot P_{nl}}{\mu \ln(R_K/r_c)}$$

Разделив $Q_{nom(ks)}$ на $Q_{nom(k)}$, получим

$$\frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{\ln\left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_S^S}{r_c}\right)}$$

С учетом (3.6) и (3.9), запишем

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks} \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \cdot \alpha} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)} \cdot \alpha} = \frac{k_s}{k}. \quad (3.10)$$

Значение коэффициента проницаемости k_s зонально-неоднородного пласта прямо

3.4. Relationship between the potential production rate, $Q_{nom(ks)}$, of the heterogeneous formation and its permeability factor, k_s , ($P_{z(ks)}$ and $P_{z(k)} = 0$).

The potential rate of production of the real well with zonal heterogeneity zone will be -

$$Q_{nom(ks)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot P_{nl}}{\mu \ln\left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_S^S}{r_c}\right)}$$

The potential rate of production of the ideal well

$$Q_{nom(k)} = \frac{2\pi h \cdot k \cdot P_{nl}}{\mu \ln(R_K/r_c)}$$

Having divided $Q_{nom(ks)}$ by $Q_{nom(k)}$, we obtain

$$\frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{\ln\left(\frac{R_K^{ks/k} \cdot R_S^S}{r_c}\right)}$$

With consideration of (3.6) and (3.9), we write down

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks} \cdot \alpha} = \frac{Q_s}{Q \cdot \alpha} = \frac{K_s}{K \cdot \alpha} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)} \cdot \alpha} = \frac{k_s}{k}. \quad (3.10)$$

The permeability factor value k_s of the zonally heterogeneous formation is directly proportional to the potential production rate value $Q_{nom(ks)}$.

Based on the analysis of the formulae (3.7), (3.8), (3.9), (3.10), we can draw a fundamental conclusion: any changes in the zonally heterogeneous reservoir permeability lead to a proportional change of its productivity, hydroconductivity, bottomhole pressure and dynamic level of fluid, current flow and potential production rate, and their relative values are equal.

Conclusion

The issues and problems discussed in this work, including [8 and 9], belong to the basic concepts of the reservoir hydrodynamics. The article [8] provides a substantiated analysis of the existing concept of skin factor. We identify the errors made in the formulae used for determining the skin factor and the loss of pressure in the skin layer when the fluid is filtered. In this view, a detailed and consistent analytical derivation of its formula is provided. The analytical derivation of the skin factor formula is corroborated by the derivations of its formula through the following indicators - "production rate - pressure", "production rate - level", and also

пропорционально значению потенциального дебита $Q_{nom(ks)}$:

На основе анализа формул (3.7), (3.8), (3.9), (3.10) можно сделать фундаментальное заключение: любые изменения проницаемости зонально-неоднородного пласта приводят к пропорциональному изменению его продуктивности, гидропроводности, забойного давления и динамического уровня жидкости, текущего притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой.

Заключение

Вопросы и проблемы, рассмотренные в этой работе, включая [8 и 9] относятся базовым положениям гидродинамики пласта. В статье [8] приводится обоснованный анализ существующей концепции скин-фактора. Указываются ошибки, допущенные в формулах для определения скин-фактора и потери давления в скин-слое при фильтрации жидкости. В связи с этим дается подробный и последовательный аналитический вывод его формулы. Аналитический вывод формулы скин-фактора подтверждается выводами его формулы через индикаторные линии «дебит – давление», «дебит – уровень», а также по значениям забойного давления и потенциального дебита. Указывается влияние радиуса скин-слоя и коэффициента проницаемости на величину притока жидкости в скважину. Приводится вывод формулы скин-фактора для зонально-неоднородного пласта. Приводится критический анализ существующей формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины, конкретно указываются допущенные ошибки и в четырех вариантах приводится вывод формулы для определения притока жидкости в скважину при зональной неоднородности пласта. Указываются ошибки, допущенные в формуле для определения приведенного радиуса скважины. Приводится новое определение приведенного радиуса скважины и дается вывод его формулы.

На основе теоретических и промысловых исследований, выполненных в области гидромеханики совместной работы пласта, скважины и подъемного оборудования, а также по полученным результатам данной работы установлены фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости, отражающие единство и взаимосвязь между основными гидродинамическими параметрами пласта, скважины и подъемного оборудования.

through the values of the bottomhole pressure and the potential production rate. The effect of the skin layer radius and the permeability factor on the amount of fluid flow to the wellbore is also described. A derivation of the skin factor formula is provided for the zonally heterogeneous formation. A critical analysis is provided for the existing formula used to determine the fluid flow to the bottomhole of the real well, the errors made are specifically indicated, and four options are provided for the derivation of the formula used for calculation of the fluid flow to the wellbore in case of the zonal heterogeneity of the formation. Errors are identified that were made in the formula used for determination of the equivalent radius of the well. A new definition for the equivalent radius of the well is provided, and its formula derivation is given.

Based on the theoretical and field investigations performed in the sphere of hydromechanics of the joint operation of the reservoir, the well, and the lifting equipment, and also based on the results obtained in this work, we have established the fundamental conclusion and fundamental relationships reflecting the uniformity and relationship between the key hydrodynamic parameters of the reservoir, well, and the lifting equipment.

References

1. R. S. Mufazalov. Skin factor and its significance for assessment of the state of the pay formation's near - wellbore area. Ufa: UGNTU Publishing Office. 2005. 44 pages.
2. R. S. Mufazalov. Skin factor and its significance for assessment of the state of the pay formation's near - wellbore area. // Scientific-technical magazine "Tekhnologii TEK" ("Fuel & Energy Complex Technologies"), Issue 3 (34). 2007. Pages 36-42.
3. R. S. Mufazalov. Historical errors and mistakes made in the oil reservoir hydrodynamics theory when deriving the skin factor formula. // Proceedings of the international research-and-practice conference "Innovative technologies in hydrocarbons geology and development". Kazan: NPO Reper Publishing Office. 2009. Pages 303-310.
4. R. S. Mufazalov. Skin Factor. Fundamental relationships between the reservoir, well, and equipment parameters. // Proceedings of the international research-and-practice conference "Topical issues of mature oil and gas fields development". Ufa: UGNTU Publishing Office. 2010. Pages 80-93.
5. R. S. Mufazalov. Skin Factor. Fundamental relationships between the reservoir, well, and equipment parameters. // Proceedings of the international research-and-practice

Литература

1. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2005. 44 с.
2. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. // Научно-технический журнал «Технологии ТЭК» №3(34). 2007. С.36-42.
3. Муфазалов Р.Ш. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта при выводе формулы Скин-фактора. // Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов». Казань: Изд-во НПО «Репер». 2009. С.303-310.
4. Муфазалов Р.Ш. Скин-Фактор. Фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и оборудования. // Материалы международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений на поздних стадиях». Уфа: Изд-во УГНТУ. 2010. С.80-93.
5. Муфазалов Р.Ш. Скин-Фактор. Фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и оборудования. // Материалы научно-практической конференции «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа». Уфа: ГУП «ИПТЭР». 2010. С.32-50.
6. Муфазалов Р.Ш. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта и их последствия. Часть 1, 2, 3. // Труды 12 - Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение». Казань: «Центр Оперативной Печати». 2011. С.409-464.
7. Муфазалов Р.Ш. Скин-Фактор. Фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и оборудования. // Материалы международной молодежной конференции «Экологические проблемы нефтедобычи». Уфа: РИЦ БашГУ. 2012. С.75-116.
8. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта. Георесурсы. № 5. 2013. С. 34-48.
9. Mufazalov R.Sh. SKIN FACTOR and its importance for evaluating borehole environmental conditions for a productive formation. // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine. Is. 19. P. 18-36.

conference "Problems and methods of ensuring reliability and safety of the oil, oil product and gas transportation systems". Ufa: GUP "IPTEP". 2010. Pages 32-50.

6. R. S. Mufazalov. Historical errors and mistakes made in the oil reservoir hydrodynamics theory, and their effects. Part 1, 2, 3. // Works 12 of the international symposium "Power resource efficiency and power saving". Kazan: "Operative Printing Centre". 2011. Pages 409-464.

7. R. S. Mufazalov. Skin Factor. Fundamental relationships between the reservoir, well, and equipment parameters. // Proceedings of the international youth conference "Environmental issues related to the oil production". Ufa: RIC BashGU. 2012. Pages 75-116.

8. R. S. Mufazalov. Skin Factor. Historical errors and mistakes made in the oil reservoir hydrodynamics theory. Georesources. Issue 5. 2013. Pages 34-48.

9. Mufazalov R.Sh. SKIN FACTOR and its importance for evaluating borehole environmental conditions for a productive formation. // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine. Is. 19. P. 18-36.

Author:

Robert Mufazalov

Director of "Timurneftegaz" Scientific and Production Company.

Scientific interests: techniques and technology of drilling, hydraulics, hydromechanics of oil production, hydroacoustics, petrochemistry, developing and creating high technologies for the fuel and energy complex and the oil and gas chemistry complexes.

260 scientific publications including 117 inventions, 14 monographies, 4 university textbooks.

Сведения об авторе:

Robert Mufazalov

Роберт Шакурович Муфазалов. Директор научно-производственной фирмы «Тимурнефтегаз».

Научные интересы: техника и технология бурения, гидравлика, гидромеханика добычи нефти, гидроакустика, нефтехимия, разработка и создание высоких технологий для топливно-энергетического и нефтегазохимического комплексов.

260 научных публикаций, в т.ч. 117 изобретений, 14 монографий, 4 учебники для вузов.