

Муфазалов Р. Ш., Научно-производственная фирма «Пакер», г. Октябрьский, РБ

R. S. Mufazalov, Paker Scientific and Production Firm, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan

Теорема Тима: Фундаментальная основа новой парадигмы подземной гидродинамики Часть 2

Tim's Theorem: A New Paradigm for Underground Hydrodynamics Part 2

«Тысячи путей ведут к заблуждению, к истине – только один».

Жан-Жак Руссо, 1712 – 1778.

Данная статья является продолжением первой части статьи, опубликованной в выпуске 57 журнала ROGTEC

Приводится критический анализ существующей концепции по определению притока жидкости к забою реальной скважины с зонально-неоднородностью пласта, конкретно указываются допущенные ошибки. Излагается в четырех вариантах вывод формулы для определения притока жидкости зонально-неоднородного пласта к забою реальной скважины. Формула для определения притока подтверждается выводами формулы притока по значениям забойного давления, с учетом потери давления в скин-слое, в контуре питания и по значению коэффициента проницаемости зонально-неоднородного пласта. Указываются ошибки, допущенные в формуле для определения эффективного (приведенного) радиуса скважины. Приводится новое определение эффективного (приведенного) радиуса скважины и дается вывод его формулы.

There are thousands of paths that lead to delusion but there is only one leading to the truth.

Jean-Jacques Rousseau, 1712–1778.

This article is part 2, following part 1 that appeared in ROGTEC Issue 57

This paper presents a critical analysis of the existing concept used to determine the rate of fluid influx to the bottom-hole area of a real-world well in a reservoir characterized by multi-zone heterogeneity and clearly specifies the errors it contains. It outlines four alternative derivations of the formula for determining the rate of fluid influx to the bottom-hole area in a multi-zone heterogeneous reservoir. This formula for determining the influx rate is verified by the alternative derivation paths that produce the said influx formula using the bottom-hole pressure values (and accounting for the pressure loss in the skin layer and the external boundary) and the value of the permeability factor in a multi-zone heterogeneous reservoir. The paper also specifies the errors made in the formula for determining the effective (equivalent) wellbore radius. It presents a new definition of the effective (equivalent) wellbore radius and provides a derivation of its formula.

3. Ошибки и заблуждения, допущенные в формулах для определения притока к забою реальной скважины и приведенного (эффективного) его радиуса

Приток пластовой жидкости к забою идеальной скважины при плоско - радиальной фильтрации определяют по формуле Дюпюи

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_3)}{\mu \lg Rk/r_c} \quad (3.1)$$

Для определения притока к забою гидродинамически несовершенной (реальной) скважины в работах [1, 3] и других учебных и научных литературах, в т.ч. зарубежных, рекомендуют

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_3)}{\mu \ln(Rk/r_c) + S} \quad (3.2)$$

где S – значение скин-фактора.

Щуров В.И. [6] для определения притока рекомендует формулу (3.2*), ничем не отличающуюся от (3.2), где значение C отражает гидродинамическое несовершенство по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта.

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_c)}{\mu \ln(Rk/r_c) + C} \quad (3.2^*)$$

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. [4], рекомендуют (9.5.2.2), где

$$Q = \frac{2\pi \epsilon (P_{nl} - P_c)}{\ln(Rk/r_c) + s} \quad (3.3)$$

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. [5] считают наиболее строгой формой определения притока следующую формулу

$$Q = \rho_n^{cm} \cdot \frac{k2\pi h(P_K - P_c)}{\mu B \ln(Rk/r_c) + S} \quad (3.3^*)$$

Из сравнения тривиальных формул (3.2), (3.2*), (3.3) и (3.3*) с формулой Дюпюи видно, что единственным отличием является дополнительное слагаемое в знаменателе S или C . В (3.3) главный определяющий параметр k спрятан под знак ϵ , а в (3.3*) дополнительно введенные параметры плотности ρ_n нефти и его объемный коэффициент B в стандартных условиях, не имеют никакого значения для определения притока зонально-неоднородного пласта.

Принципиальными и грубыми ошибками в вышеуказанных формулах являются:

- не учтен коэффициент проницаемости k_s скин-зоны;
- не учтена толщина скин-слоя $R_s - r_c$

3. Errors and misconceptions occurring in the formulas for determining the influx to the bottom-hole region of a real-world well and its equivalent (effective) radius

The influx of reservoir fluid to the bottom-hole region of an ideal well with radial two-dimensional filtration flow is determined using the Dupuy formula

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_3)}{\mu \lg Rk/r_c} \quad (3.1)$$

[1, 3,] and other education and scientific publications, including non-Russian ones, recommend that the influx to the bottom-hole region of a hydrodynamically imperfect (real-world) well be determined as

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_3)}{\mu \ln(Rk/r_c) + S} \quad (3.2)$$

where S is the value of the skin factor.

V. I. Shchurov [6] recommends (3.2 *) as the formula for determining the influx rate, this formula being no different from (3.2), where the value of C reflects the hydrodynamic imperfection in terms of the degree and character of penetration into the reservoir.

$$Q = \frac{k2\pi h(P_{nl} - P_c)}{\mu \ln(Rk/r_c) + C} \quad (3.2^*)$$

A. I. Ipatov and M. I. Kremenetsky. [4] recommend (9.5.2.2), where

$$Q = \frac{2\pi \epsilon (P_{nl} - P_c)}{\ln(Rk/r_c) + s} \quad (3.3)$$

S. N. Zakirov, I. M. Indrupsky, E. S. Zakirov, et al. [5] consider the following formula to be the most rigorous method for determining the influx rate:

$$Q = \rho_n^{cm} \cdot \frac{k2\pi h(P_K - P_c)}{\mu B \ln(Rk/r_c) + S} \quad (3.3^*)$$

Comparing the trivial formulas (3.2), (3.2 *), (3.3), and (3.3 *) with the Dupuy formula makes it clear that the only difference is the additional term in the denominator, S or C . In (3.3), the main determining parameter k is hidden under the ϵ sign, and in (3.3 *), the additionally introduced parameters for oil density, ρ_n , and its volume factor at standard conditions, B , do not have any significance for determining the influx rate in a multi-zone heterogeneous reservoir.

The principal and gross errors in the above formulas are that:

- They do not account for the skin-zone permeability factor, k_s ;
- They do not account for the thickness of the skin layer in

околоскважинного пространства;

- не учтены дополнительные потери давления ΔP_s в скин-слое в результате ухудшения проницаемости от k до k_s ;
- не учтена зональная неоднородность пласта по проницаемости;
- значение S , как коэффициент пропорциональности, нельзя суммировать, что является грубейшей математической ошибкой.

Перечисленные ошибки являются следствием не только повторения исторических ошибок V. Everdingen A. F. & Hurst N. и Hawkins M.F. для вывода формулы притока, прежде всего - непонимания авторами этих формул элементарных законов подземной гидродинамики.

Таким образом, в формулах (3.2), (3.2*), (3.3) и (3.3*) для определения притока зонально-неоднородного пласта не соблюдены физические законы гидродинамики пласта, нарушена математическая логика и допущены указанные серьезные ошибки. Вышеуказанные формулы (3.2), (3.2*), (3.3) и (3.3*) **не пригодны для расчета дебита реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта и должны быть исключены из учебников и учебных пособий подземной гидродинамики**. В связи с этим **в четырех вариантах** излагается вывод формулы для расчета дебита (объемного притока) к забою реальной скважины.

3.1. Вывод формулы для определения дебита реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта (рис. 3.1).

Вариант 1. Определение притока с учетом потери давления ΔP_s в скин-слои, $Q - \text{const}$.

Потери пластового давления ΔP_k при фильтрации жидкости к забою идеальной скважины с коэффициентом проницаемости k пласта определяются формулой Дюпюи (кривая 1)

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_z(\kappa) = \frac{Q\mu}{k2\pi h} \cdot \ln \frac{Rk}{rc}. \quad (3.4)$$

Дополнительные потери пластового давления ΔP_s в скин-слое с коэффициентом проницаемости k_s при фильтрации жидкости к забою реальной скважины определяются формулой (см. часть 1, вывод формулы 1.13 и 1.35)

$$\Delta P_s = P_z(\kappa) - P_z(\kappa_s) = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} S \cdot \ln \frac{R_s}{rc}. \quad (3.5)$$

Все обозначения указаны на рис. 3.1.

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

the near-wellbore region, $R_s - r_c$

- They do not account for the additional pressure losses, ΔP_s , occurring in the skin layer due to the permeability impairment from k to k_s ;
- They do not account for the heterogeneity in permeability distribution across the reservoir zones;
- the value of S , as a proportionality factor, cannot be used as a term in a summation: this is a gross mathematical error.

The errors listed above are a relapse of the historical errors made by A. F. van Everdingen & N. Hurst and M. F. Hawkins when deriving their influx rate formulas, which latter errors stemmed, above all, from the authors' misunderstanding of elementary laws of subsurface hydrodynamics.

Thus, formulas (3.2), (3.2*), (3.3), and (3.3*) used for determining the influx rate in a multi-zone heterogenous reservoir fail to observe the physical laws governing the reservoir hydrodynamics, violate mathematical logic, and contain the serious errors set forth above. The said formulas (3.2), (3.2*), (3.3), and (3.3*) **are not suitable for calculating the influx rate of a real-world well** characterized by heterogeneous permeability distribution across the reservoir zones **and should be removed from textbooks and teaching aids in subsurface hydrodynamics**. In view of the foregoing, this paper presents **four alternative ways** to derive a formula for calculating the production flow rate (volumetric influx rate) to the bottom-hole region of a real-world well.

3.1. Deriving a formula for determining the production flow rate of a real-world well with heterogenous permeability distribution across the reservoir zones (Fig. 3.1)

Variant 1. Determining the influx rate considering the pressure loss, ΔP_s , in the skin layer, $Q - \text{const}$.

The loss of reservoir pressure, ΔP_k , that occurs during the filtration of the fluid to the bottom-hole region of an ideal well at reservoir permeability factor k is determined using the Dupuy formula (Curve 1)

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_z(\kappa) = \frac{Q\mu}{k2\pi h} \cdot \ln \frac{Rk}{rc}. \quad (3.4)$$

The additional loss of reservoir pressure, ΔP_s , that occurs in the skin layer with permeability factor k_s during the filtration of the fluid to the bottom-hole region of a real-world is determined using the formula below (see Part 1, derivation of 1.13 and 1.35)

$$\Delta P_s = P_z(\kappa) - P_z(\kappa_s) = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} S \cdot \ln \frac{R_s}{rc}. \quad (3.5)$$

All notation items are explained in Fig. 3.1.

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

(3.6)

или

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

(3.7)

Уравнению (3.7) соответствует кривая 2 на рис.

3.1. Из (3.7) получим формулу для определения объемного притока (дебита) к забою гидродинамически несовершенной (реальной) скважины

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)}.$$

(3.8)

Рис. 3.1.

Вариант 2. Определение притока с учетом потери давления в контуре питания $P_{nl} - P_{Rs}$, (рис. 3.1, кривая 2), $Q = \text{const}$.

Потеря давления в контуре питания с проницаемостью k составит

$$P_{nl} - P_{Rs} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (3.9)$$

Потеря давления в скин-слое с проницаемостью k_s составит

$$P_{Rs} - P_{3(ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (3.10)$$

При этом общие потери давления в околоскважинном пространстве составят

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_{3(ks)} = (P_{nl} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{3(ks)}). \quad (3.11)$$

Подставляя значения (3.9) и (3.10) в (3.11), получим потери давления при фильтрации жидкости в зонально-неоднородном пласте по проницаемости

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

(3.12)

Из (3.12) получим формулу для определения притока к забою реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта

околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта

borehole environment with formation degraded permeability k_s

околоскважинное пространство с естественной проницаемостью k пласта

borehole environment with formation native permeability k

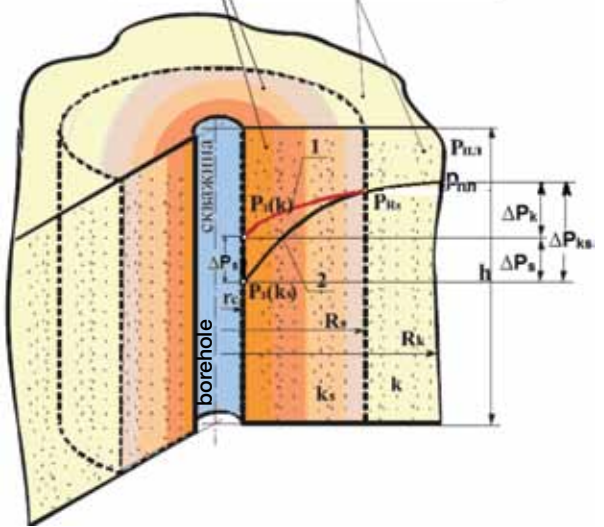


Рис.3.1: Гидродинамическая схема зонально-неоднородного пласта для вывода формулы притока с учетом скин-слоя $R_s - r_c$ и контура питания $R_k - R_s$: 1-кривая падения пластового давления при естественной проницаемости k пласта (k – проницаемость пласта идеальной скважины); 2 – кривая падения пластового давления при ухудшенной проницаемости k_s пласта (k_s проницаемость пласта реальной скважины); k – коэффициент естественной проницаемости пласта; k_s – коэффициент ухудшенной проницаемости пласта; P_{nl} – давление пласта на контуре питания R_k ; r_c – радиус контура питания; ΔP_k – потери пластового давления при фильтрации жидкости в идеальной скважине (при естественной проницаемости пласта); ΔP_{ks} – общие потери пластового давления при фильтрации жидкости в реальной скважине (с учетом скин-слоя с проницаемостью пласта k_s); ΔP_s – падение забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта от k до k_s

Fig. 3.1: A hydrodynamic diagram of a multi-zone heterogenous reservoir used for the derivation of an influx rate formula taking into account the skin layer, $R_s - r_c$, and the external boundary, $R_k - R_s$: 1 is the curve showing how the reservoir pressure drops at native reservoir permeability, k (k represents the reservoir permeability in the case of an ideal well); 2 is the curve showing how the reservoir pressure drops at impaired reservoir permeability, k_s (k_s represents the reservoir permeability in the case of a real-world well); k is the native reservoir permeability factor; k_s is the impaired reservoir permeability factor; P_{nl} is the reservoir pressure at the external boundary, R_k being the radius of the external boundary; ΔP_k is the loss of reservoir pressure that occurs during the filtration of the fluid in ideal well (at native reservoir permeability); ΔP_{ks} is the total loss of reservoir pressure that occurs during the filtration of the fluid in a real-world well (at reservoir permeability k_s i. e. taking into account the skin layer); ΔP_s is the drop in bottom-hole pressure resulting from the reservoir permeability impairment from k to k_s

The total loss of reservoir pressure, ΔP_{ks} , occurring in a multi-zone heterogenous reservoir (i. e. considering the skin layer) will equal

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

(3.6)

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)} \quad (3.13)$$

Вариант 3. Определение притока зонально-неоднородного пласта через его среднее значение коэффициента проницаемости k_{cp} , (рис. 3.1).
 $Q = \text{const}$.

Дебит идеальной скважины

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln Rk/r_c} \quad (3.14)$$

Дебит реальной скважины выразим через среднее значение коэффициента проницаемости k_{cp} . При этом пласт рассматриваем как однородный с коэффициентом проницаемости k_{cp} .

$$Q = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln Rk/r_c} \quad (3.15)$$

Из равенства дебитов идеальной и реальной скважин и приравняв правые части (3.14) и (3.15), запишем

$$k \cdot (P_{nl} - P_{3(ks)}) = k_{cp} \cdot (P_{nl} - P_{3(ks)}),$$

$$k_{cp} = k \cdot \frac{P_{nl} - P_{3(k)}}{P_{nl} - P_{3(ks)}} = k \cdot \frac{\frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} \ln \frac{Rk}{r_c} + \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{1}{k} \ln \frac{Rk}{R_s} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c} \right)}{\frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \ln \frac{Rk}{r_c} + \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \ln \frac{R_s}{r_c}} =$$

$$= \frac{\frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \ln \frac{Rk}{r_c} + \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \ln \frac{R_s}{r_c}}}{\ln \left(\frac{Rk^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)},$$

отсюда

$$k_{cp} = \frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)}, \quad (3.16) \quad \text{или} \quad k_{cp} = \frac{k \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk \cdot R_s^{ks/k} - 1}{r_c} \right)}. \quad (3.16)^*$$

Формулы (3.16) и (3.16)* для определения k_{cp} эквивалентны.

Подставляя значение (3.16) в (3.15) получим дебит реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)} \quad (3.17)$$

Вариант 4. Определение дебита скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта при равенстве забойных давлений,
 $P_3(ks) = P_3(k) = P_3$; $P_{nl} - P_3(ks) = P_{nl} - P_3(k) = P_{nl} - P_3 = \Delta P_{k-\text{const}}$.

or

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_3(ks) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{k_s}{k} \ln \frac{Rk}{r_c} + S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right). \quad (3.7)$$

In Fig. 3.1, Curve 2 corresponds to equation (3.7). (3.7) gives us a formula for determining the volumetric influx rate (production flow rate) to the bottom-hole region of a hydrodynamically-imperfect (real-world) well

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)} \quad (3.8)$$

Fig. 3.1.

Variant 2. Determining the influx rate taking into account the pressure loss at the external boundary, $P_{nl} - P_{Rs}$, (Fig. 3.1, Curve 2); $Q = \text{const}$.

The pressure loss at the external boundary with permeability k will equal

$$P_{nl} - P_{Rs} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (3.9)$$

The pressure loss in the skin layer with permeability k_s will equal

$$P_{Rs} - P_{3(ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (3.10)$$

In this case, the total pressure loss in the near-wellbore region will equal

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_{3(ks)} = (P_{nl} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{3(ks)}). \quad (3.11)$$

Plugging the values from (3.9) and (3.10) into (3.11), we obtain the pressure loss that occurs during fluid filtration in a multi-zone reservoir with heterogenous permeability distribution

$$P_{nl} - P_3(ks) = \Delta P_{ks} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} =$$

$$= \frac{Q\mu}{2\pi h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{k_s}{k} \ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{k_s}{k} \ln \frac{R_s}{r_c} + \ln \frac{R_s}{r_c} \right) =$$

$$= \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{k_s}{k} \ln \frac{R_k}{r_c} + \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\ln \frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right). \quad (3.12)$$

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c} \right)} \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)} \quad (3.13)$$

$$P_{nl} - P_{3(k)} = (P_{nl} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{3(k)}).$$

В интервале **$P_{nl} - P_{Rs}$** коэффициент проницаемости равен **k** , а в интервале **$P_{Rs} - P_{3(k)}$** – равен **ks** (см. рис. 3.1)

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

Общие потери давления в интервале **$P_{nl} - P_{3(k)}$** составят

$$P_{nl} - P_{3(k)} = \Delta P_k = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right). \quad (3.18)$$

Из (3.18) получим

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

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{r_c} \right)}; \quad \text{или} \quad Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_k}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^S}{r_c} \right)}.$$

(3.19)

Формулы (3.8), (3.13), (3.17) для определения притока к забою скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта идентичные, а (3.19) – эквивалентна.

3.2. Потери притока к забою реальной скважины при снижении забойного давления от $P_3(k)$ до $P_3(ks)$, (пласт зонально-неоднородный по проницаемости).

Приток при забойном давлении **$P_3(ks)$** составит (см. 3.13)

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{r_c} \right)}. \quad (3.20)$$

Приток при забойном давлении **$P_3(k)$** составит (см. 3.19)

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{r_c} \right)}; \quad (3.21)$$

Потеря притока при этом составит $\Delta Q = Q - Q_s$,

(3.12) gives us a formula for determining the influx rate to the bottom-hole region of a real-world well with heterogenous permeability distribution across the reservoir zones.

Variant 3. Determining the influx rate in a multi-zone heterogenous reservoir using its average permeability factor, k_{cp} , (Fig. 3.1). Q – const.

The production flow rate of an ideal well

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln Rk/r_c}. \quad (3.14)$$

Let us express the flow rate of a real-world well using the average value of the permeability factor, **k_{cp}** . In this case, the reservoir is homogeneous and having permeability factor **k_{cp}** .

$$Q = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln Rk/r_c}. \quad (3.15)$$

Proceeding from the equality of the flow rates of the ideal and real-world wells and equating the right-hand sides of (3.14) and (3.15), we can write

$$\begin{aligned} k \cdot (P_{nl} - P_{3(ks)}) &= k_{cp} \cdot (P_{nl} - P_{3(ks)}), \\ k_{cp} &= k \cdot \frac{P_{nl} - P_{3(k)}}{P_{nl} - P_{3(ks)}} = k \cdot \frac{Q \mu}{2\pi h \cdot k} \ln \frac{Rk}{r_c} + \frac{Q \mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{1}{k} \ln \frac{Rk}{R_s} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\frac{k_s}{k} \ln \frac{Rk}{r_c} + (1 - \frac{k_s}{k}) \ln \frac{R_s}{r_c}} = \frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk^{k_s/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)}, \end{aligned}$$

from which it follows that

$$k_{cp} = \frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk^{k_s/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)}, \quad (3.16) \quad \text{или} \quad k_{cp} = \frac{k \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk \cdot R_s^{k/k_s} - 1}{r_c} \right)}. \quad (3.16)^*$$

(3.16)

(3.16) *

Formulas (3.16) and (3.16) * used for the determination of **k_{cp}** are equivalent.

Plugging the value from (3.16) into (3.15), we get the production flow rate of a real-world well with heterogenous permeability distribution across the reservoir zones

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^S}{r_c} \right)}. \quad (3.17)$$

Variant 4. Determining the production flow rate of a well with heterogenous permeability distribution across the reservoir zones given the equality in the bottom-hole pressure values, $P_3(ks) = P_3(k) = P_3$; $P_{nl} - P_3(ks) = P_{nl} - P_3(k) = P_{nl} - P_3 = \Delta P_k = \text{const.}$

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

$$= \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{3(k)} - P_{3(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_s}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c}\right)}.$$

$$\Delta Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{3(k)} - P_{3(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_s}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c}\right)}.$$

Формула (3.22) показывает, что потеря давления в скин-слое на величину ΔP_s приводит к пропорциональному снижению притока (дебита) на величину ΔQ .

3.3. Взаимосвязь между основными гидродинамическими параметрами скважины и коэффициентом проницаемости пласта

3.3.1. Взаимосвязь между коэффициентами продуктивности реальной скважины K_s и проницаемости k_s зонально-неоднородного пласта. **Q-const.**

Дебит реальной скважины при зонально-неоднородном пласте (3.8)

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)}. \quad (3.23)$$

Дебит идеальной скважины

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln R_k / r_c}. \quad (3.24)$$

При **Q-const.**, приравнявая правые части (3.23) и (3.24), запишем

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

При этом коэффициент продуктивности K_s реальной скважины составит

$$K_s = \frac{2\pi h \cdot k_s}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)}. \quad (3.25)$$

Коэффициент продуктивности K идеальной скважины

$$P_{nl} - P_{3(k)} = (P_{nl} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{3(k)}).$$

In the interval **Pnl – PRs**, the permeability factor is equal to k , and in the interval **PRs – P3k**, it is equal to k_s (see Fig. 3.1)

The total pressure loss in the interval **Pnl – P3(k)** will equal

$$P_{nl} - P_{3(k)} = \Delta P_k = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right). \quad (3.18)$$

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

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

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)}; \quad \text{или} \quad Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_k}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^S}{r_c}\right)}.$$

(3.19)

Formulas (3.8), (3.13), and (3.17) for determining the influx rate to the bottom-hole region of a well with heterogenous permeability distribution across the reservoir zones are identical, and (3.19) is equivalent.

3.2. The drop in the rate of influx to the bottom-hole region of a real-world well occurring when the bottom-hole pressure decreases from $P_3(k)$ to $P_3(ks)$ (in a multi-zone reservoir with heterogenous permeability distribution)

The influx rate at bottom-hole pressure **P3(ks)** will equal (see 3.13)

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)}. \quad (3.20)$$

The influx rate at bottom-hole pressure **P3(k)** will equal (see 3.19)

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_{3(k)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)}; \quad (3.21)$$

In this case, the drop in influx rate will equal

$$\Delta Q = Q - Q_s,$$

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

$$K = \frac{2\pi h \cdot k}{\mu \ln Rk/r_c}. \quad (3.26)$$

Разделив (3.25) на (3.26), получим

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad \text{или}$$

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad (3.27) \quad \text{где} \quad \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} = \alpha$$

Введем новое обозначение α , где α – **коэффициент неоднородности пласта** - коэффициент пропорциональности, учитывающий неоднородность пласта по проницаемости.

С учетом формулы (3.16) запишем

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k}. \quad (3.28)$$

Из (3.28) следует важный вывод, что коэффициент продуктивности реальной скважины **Ks** прямо пропорционален среднему значению коэффициента проницаемости **kcp** зонально-неоднородного пласта и относительные их величины равны между собой, а коэффициент проницаемости скин-зоны **ks** находится в прямой зависимости от коэффициента неоднородности пласта α .

3.3.2. Взаимосвязь между дебитом реальной скважины Qs и коэффициентом проницаемости ks. $P_3\text{-const}; (P_3(k)=P_3(ks)).$

Дебит реальной скважины

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)}.$$

Дебит идеальной скважины

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln Rk/rc}.$$

Разделив **Qs** на **Q**, получим

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_3(k) - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_s}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)}.$$

$$\Delta Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_3(k) - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_s}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)}.$$

(3.22)

Formula (3.22) shows that a drop in pressure by ΔP_s in the skin layer causes the influx rate (production flow rate) to decrease proportionally by ΔQ .

3.3. The relationship between the primary hydrodynamic parameters of the well and the reservoir permeability factor

3.3.1. The relationship between the productivity factor, Ks, of a real-world well and the permeability factor, ks, of a multi-zone heterogeneous reservoir, Q-const.

The production flow rate of a real-world well in a multi-zone heterogeneous reservoir (3.8)

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)}. \quad (3.23)$$

The production flow rate of an ideal well

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln Rk/rc}. \quad (3.24)$$

With **Q-const**, equating the right-hand sides of (3.23) and (3.24), we can write

$$\frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)} = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln Rk/rc}.$$

In this case, the productivity factor, **Ks**, of a real-world well will equal

$$(3.25)$$

$$K_s = \frac{2\pi h \cdot k_s}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)}.$$

The productivity factor, **K**, of an ideal well

$$K = \frac{2\pi h \cdot k}{\mu \ln Rk/rc}. \quad (3.26)$$

Dividing (3.25) by (3.26), we get

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad \text{или}$$

с учетом (3.16), запишем

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k} \quad (3.29)$$

Формула (3.29) показывает, что дебит реальной скважины Q_s прямо пропорционален значениям коэффициентов k_s , K_s и k_{cp} , а относительные их величины равны между собой.

3.3.3. Взаимосвязь между коэффициентом проницаемости зонально-неоднородного пласта и падением пластового давления ΔP_k при фильтрации жидкости. Q -const.

Потери пластового давления ΔP_k при фильтрации жидкости к забою идеальной скважины с коэффициентом проницаемости k пласта определяется формулой Дюпюи

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_3(k) = \frac{Q\mu}{k2\pi h} \cdot \ln \frac{Rk}{rc}.$$

Общие потери пластового давления ΔP_{ks} с учетом скин-слоя составят

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_3(k_s) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{Rk}{rc} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} S \cdot \ln \frac{R_s}{rc}.$$

Разделив ΔP_k на ΔP_{ks} , получим

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

С учетом (3.16) и (3.29) имеем

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \alpha = \frac{k_{cp}}{k} \quad (3.30)$$

Из формулы (3.30) видно, что общие потери пластового давления ΔP_{ks} в зонально-неоднородном пласте обратно пропорционально значениям Q_s , K_s , k_s и k_{cp} , а относительные их величины равны между собой

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)} + \frac{k}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad \text{или}$$

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad (3.27) \quad \text{где} \quad \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} = \alpha$$

Let us introduce a new notation item, α , where α is the **reservoir heterogeneity factor**, i. e. a proportionality coefficient accounting for how non-homogeneously permeability is distributed within the reservoir.

In view of (3.16), we can write

$$\frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k} \quad (3.28)$$

One important conclusion that follows from (3.28) is that the productivity factor of a real-world well, K_s , is directly proportional to the average permeability factor, k_{cp} , of a multi-zone heterogenous reservoir and that their relative values are equal to each other, whereas the skin zone permeability factor, k_s , is directly dependent on the reservoir heterogeneity factor, α .

3.3.2. The relationship between the production flow rate of a real-world well, Q_s , and the permeability factor, k_s . P_3 -const; ($P_3(k) = P_3(k_s)$).

The production flow rate of a real-world well

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{rc} \right)}.$$

The production flow rate of an ideal well

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \ln Rk/rc}.$$

Dividing Q_s by Q , we get

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{rc}}{\ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{rc} \right)} \quad \text{or,}$$

in view of (3.16), we can write

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k} \quad (3.29)$$

Formula (3.29) shows that the production flow rate of a real-

3.3.4. Взаимосвязь между потенциальным дебитом $Q_{пот.}$ неоднородного пласта и его коэффициентом проницаемости.

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

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

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

$$\frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \frac{\ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^S}{r_c}\right)}.$$

С учетом (3.16) и (3.30), запишем

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{Q_{nom(ks)}}{Q_{nom(k)}} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k}. \quad (3.31)$$

Потенциальный дебит $Q_{nom(ks)}$ зонально-неоднородного продуктивного пласта находится в прямой зависимости от проницаемости k_{cp} , а относительные величины Q , Q_{nom} , K , k_s , k_{cp} равны между собой.

3.4. Заблуждения и ошибки, допущенные в теории об эффективном (приведенном) радиусе $r_{пр}$ скважины.

Общепризнанные мнения о том, что каждый считает делом давно решенным, чаще всего заслуживают исследования.
Георг К. Лихтенберг. 1742-1799.

По определению – приведенный радиус скважины $r_{пр}$ – это радиус воображаемой, фиктивной гидродинамически совершенной скважины, дебит которой равен дебиту данной гидродинамически несовершенной скважины. Такое определение принято во всех научных и учебных изданиях, в т.ч. зарубежных, относящихся к гидродинамике нефтяного пласта.

Из определения следует:

$$Q_s = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3)}{\mu \cdot \ln(Rk/r_c) + s}, Q_{np} = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3)}{\mu \cdot \ln(Rk/r_{np})}.$$

world well, Q_s , is directly proportional to the values of the factors k_s , K_s , and k_{cp} , and their relative values are equal to each other.

3.3.3. The relationship between the permeability factor of a multi-zone heterogenous reservoir and the drop in reservoir pressure, ΔP_k , occurring during the filtration of the fluid, Q -const.

The loss of reservoir pressure, ΔP_k , that occurs during the filtration of the fluid to the bottom-hole region of an ideal well at reservoir permeability factor k is determined using the Dupuy formula

$$\Delta P_k = P_{nl} - P_3(k) = \frac{Q\mu}{k2\pi h} \cdot \ln \frac{Rk}{r_c}.$$

The total loss of reservoir pressure, ΔP_{ks} , taking into account the skin layer, will equal

$$\Delta P_{ks} = P_{nl} - P_3(ks) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{Rk}{r_c} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Dividing ΔP_k by ΔP_{ks} , we get

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

In view of (3.16) and (3.29), we have

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_{ks}} = \frac{Q_s}{Q} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \alpha = \frac{k_{cp}}{k} \quad (3.30)$$

Formula (3.30) shows that the total reservoir pressure loss, ΔP_{ks} , occurring in a multi-zone heterogenous reservoir is inversely proportional to the values of Q_s , K_s , k_s , and k_{cp} , and their relative values are equal to each other.

3.3.4. The relationship between the potential production flow rate, $Q_{пот.}$, of a heterogenous reservoir and its permeability factor.

The potential production flow rate of a real-world well given the multi-zone heterogeneity of the reservoir will equal

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

The potential production flow rate of an ideal well

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

Dividing $Q_{nom(ks)}$ by $Q_{nom(k)}$, we get

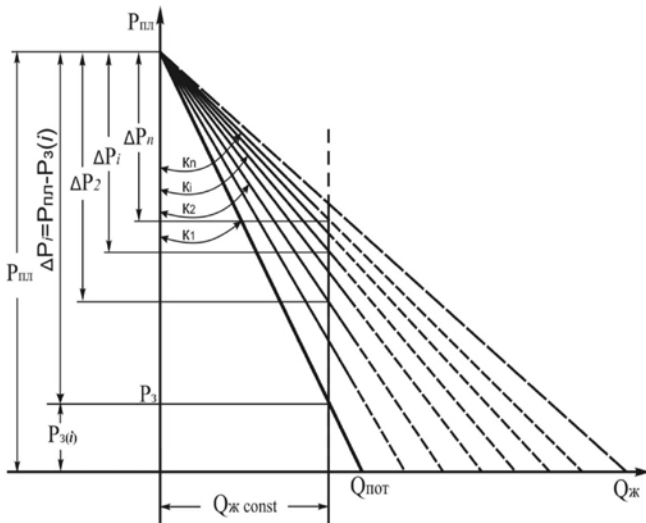


Рис. 3.2: Схема для пояснения возможности бесчисленного множества фиктивных скважин с различными приведенными радиусами $r_{np}(i)$ и одинаковыми дебитами, соответствующими дебиту одной реальной скважины.

Fig. 3.2: A diagram explaining the possibility of an infinite number of fictitious wells with different equivalent radii, $r_{np}(i)$, and equal production flow rates conformable to the flow rate of one real-world well.

Поскольку дебиты двух скважин приравняются при прочих равных условиях, имеем

$$\ln(Rk/r_c) + S = \ln(Rk/r_{np}),$$

$$r_{np} = r_c \cdot e^{-S} \quad \text{отсюда} \quad (x^*)$$

Несостоятельность определения приведенного радиуса и его формулы (x^*) заключается в том, что теоретически существует бесчисленное множество гидродинамически совершенных фиктивных скважин с бесчисленными значениями приведенных радиусов, но равными дебитами, соответствующими дебиту одной гидродинамически несовершенной реальной скважины. Это хорошо иллюстрируется на рис. 3.2. и формулой (3.32). Для формулировки приведенного радиуса и определения его значения **условие равенства дебитов** гидродинамически несовершенной реальной скважины и соответствующей ей гидродинамически совершенной **фиктивной скважины** является абсолютно несостоятельным и ошибочным условием.

Равные значения притока к забою бесчисленного множества фиктивных скважин с различными значениями приведенных радиусов, соответствующих значению притока к забою реальной скважины, можно получить при различных комбинациях с различными значениями коэффициента продуктивности Ki и забойного давления P_{zi} , т.е. депрессии ΔPi . См.рис. 3.2. и формулу (3.32).

$$\frac{Q_{nom}(ks)}{Q_{nom}(k)} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \frac{\ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^S}{r_c} \right)}.$$

In view of (3.16) and (3.30), we can write

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{Q_{nom}(ks)}{Q_{nom}(k)} = \frac{K_s}{K} = \frac{k_s}{k} \cdot \alpha = \frac{k_{cp}}{k}. \quad (3.31)$$

The potential production flow rate, $Q_{nom}(ks)$ of a multi-zone heterogenous reservoir is directly dependent on its permeability, k_{cp} , and the relative values of Q , Q_{nom} , K , ks , and k_{cp} are equal to each other.

3.4. Errors and misconceptions occurring in the theory of the effective (equivalent) wellbore radius, r_{np}

The commonest opinions and the things that everybody takes for granted deserve most often to be investigated.

Georg K. Lichtenberg. 1742–1799.

By definition, the equivalent wellbore radius, r_{np} , is the borehole radius of an imaginary, fictitious, hydrodynamically-perfect well whose production flow rate is equal to the flow rate of a given hydrodynamically-imperfect well. Such a definition has been adopted in all scientific and educational publications, including non-Russian ones, relating to oil reservoir hydrodynamics. As we can infer from the definition,

$$Q_s = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3)}{\mu \cdot \ln(Rk/r_c) + s}; Q_{np} = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3)}{\mu \cdot \ln(Rk/r_{np})}.$$

Since the flow rates of the two wells are deemed to be equal (all other things being equal), we have

$$\ln(Rk/r_c) + S = \ln(Rk/r_{np}),$$

$$r_{np} = r_c \cdot e^{-S} \quad \text{from which it follows that} \quad (x^*)$$

The untenability of this equivalent radius definition and of its formula (x^*) follows from the fact that, theoretically, there are innumerable hydrodynamically-perfect fictitious wells with innumerable equivalent radius values whose production flow rates are, however, equal to each other and conformable to the flow rate of a given hydrodynamically-imperfect real-world well. This is well illustrated in Fig. 3.2. and in formula (3.32). For purposes of defining the equivalent radius and determining its value, **the condition of equality of production flow rates** between a hydrodynamically-imperfect real-world well and some **fictitious**, hydrodynamically-perfect well associated with it is, thus, **an absolutely untenable and erroneous condition.**

Бесчисленному множеству значений забойного давления $P_3(i)$ соответствует бесчисленное множество значений коэффициента продуктивности $K(i)$ и, соответственно, бесчисленное множество фиктивных скважин с различными приведенными радиусами $r_{np}(i)$, но одинаковыми дебитами.

$$Q_{const} = K_i \cdot \Delta P_i = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nл} - P_3(i))}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}(i)}, \quad (3.32)$$

3.4.1 Определение эффективного (приведенного) радиуса r_{np} скважины и вывод его формулы

Одному значению коэффициента продуктивности K_{const} соответствует бесчисленное множество комбинаций значений притока Q_i и депрессии на пласт ΔP_i , т.е.

$K_{const} = Q_i / \Delta P_i$, следовательно

$$K_{const} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}} = \frac{Q_i}{\Delta P_i}, \quad (3.33)$$

где Q_i – различные значения притока, соответствующие различным значениям депрессии $\Delta P_i = P_{nл} - P_3(i)$ на пласт фиктивных скважин; r_{np} – приведенный радиус фиктивной скважины.

Дебит реальной скважины с зональной неоднородностью пласта выразим через среднее значение коэффициента проницаемости k_{cp} (см. 3.16). При этом пласт рассматриваем как однородный с коэффициентом проницаемости k_{cp} .

$$Q_s = Ks \cdot \Delta P_k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k_s))}{\mu \cdot \ln Rk / r_c}, \quad (3.34)$$

Обозначения на рис. 3.2 и 3.3.

Дебит гидродинамически совершенной фиктивной скважины (кривая 1 на рис. 3.3).

$$Q_k = K \cdot \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k))}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}} \quad (3.35)$$

При равенстве коэффициентов продуктивности Ks реальной и K фиктивной скважин ($Ks=K$), индикаторные линии $Q=f(\Delta P)$ этих скважин совпадут. При этом возможны различные варианты значений депрессии на пласт, ($\Delta P_k > \Delta P_k(s)$), ($\Delta P_k < \Delta P_k(s)$), ($\Delta P_k = \Delta P_k(s)$), соответствующие различным значениям притока Q_i . При равенстве депрессии на пласт реальной и фиктивной скважин $\Delta P_k = \Delta P_k(s)$, как частный случай, (см. рис. 3.2 и 3.3) будут равны и

By applying different combinations of the productivity factor, K_i , and the bottom-hole pressure, $P_3(i)$, (i. e. drawdown, ΔP_i), we can come up with innumerable fictitious wells with different equivalent radius values whose rates of influx to the bottom-hole region will, however, be equal to each other and conformable to the actual influx rate of a real-world well, see Fig. 3.2. and formula (3.32).

The infinite number of bottom-hole pressure values, $P_3(i)$, corresponds to an infinite number of values of the productivity factor, $K(i)$ and, hence, an infinite number of fictitious wells having different equivalent radii, $r_{np}(i)$ but equal production flow rates.

$$Q_{const} = K_i \cdot \Delta P_i = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nл} - P_3(i))}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}(i)}, \quad (3.32)$$

3.4.1. Defining the effective (equivalent) wellbore radius, r_{np} , and deriving its formula

One value of the productivity factor, K_{const} , corresponds to an infinite number of combinations of influx rate values, Q_i , and reservoir drawdown values, ΔP_i , i. e.

$K_{const} = Q_i / \Delta P_i$, from which it follows that

$$K_{const} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}} = \frac{Q_i}{\Delta P_i}, \quad (3.33)$$

where Q_i are different influx rate values corresponding to different reservoir drawdown values, $\Delta P_i = P_{nл} - P_3(i)$, in the case of fictitious wells, r_{np} being the equivalent borehole radius of the fictitious well.

Let us express the production flow rate of a real-world well in a multi-zone heterogenous reservoir in terms of the average value of the permeability factor, k_{cp} (see 3.16). In this case, the reservoir is considered to be homogeneous and having permeability factor k_{cp} .

$$Q_s = Ks \cdot \Delta P_k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k_s))}{\mu \cdot \ln Rk / r_c}, \quad (3.34)$$

The notation is as shown in Fig. 3.2. and 3.3.

The production flow rate of a perfect, fictitious well (Curve 1 in Fig. 3.3)

$$Q_k = K \cdot \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k))}{\mu \cdot \ln Rk / r_{np}} \quad (3.35)$$

When the productivity factors of the real-world well Ks and the fictitious well (K) are equal to each other ($Ks=K$), the indicator lines $Q=f(\Delta P)$ of these wells will coincide. At the same time, the reservoir drawdown can take many different values, ($\Delta P_k > \Delta P_k(s)$), ($\Delta P_k < \Delta P_k(s)$), ($\Delta P_k = \Delta P_k(s)$),

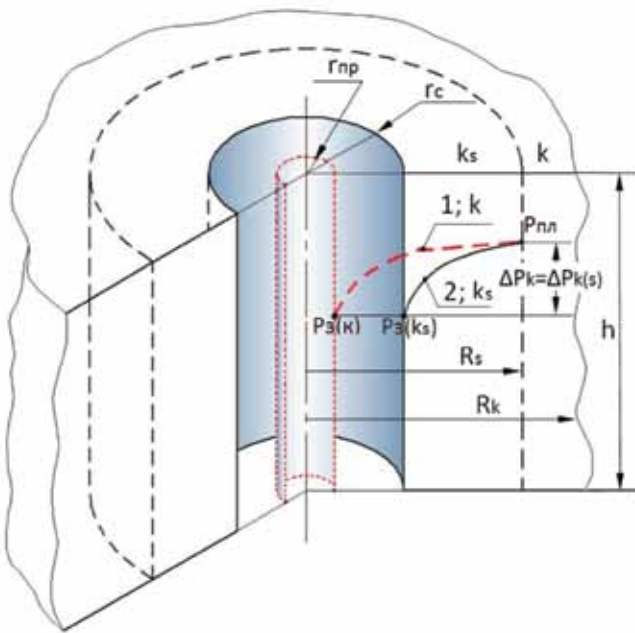


Рис. 3.3: Схема для вывода формулы эффективного (приведенного) радиуса r_{np} идеальной (фиктивной) скважины. $Q_{ж} = const$; 1 – кривая потери давления при фильтрации жидкости к идеальной (фиктивной) скважине с радиусом r_{np} ; 2 – кривая потери давления при фильтрации жидкости к реальной скважине с радиусом r_c ; k – коэффициент проницаемости пласта идеальной скважины; s – коэффициент проницаемости пласта реальной скважины; $P_{nл}$ – давление пласта на контуре питания R_k ; $P_3(k)$ – забойное давление идеальной скважины; $P_3(k_s)$ – забойное давление реальной скважины; R_s – радиус скин-зоны; R_k – радиус контура питания; ΔP_k – потери давления при фильтрации жидкости к идеальной (фиктивной) скважине с r_{np} ; $\Delta P_{k(s)}$ – потери давления при фильтрации жидкости к реальной скважине с r_c ; h – мощность пласта.

Fig. 3.3: A diagram used in the derivation of the formula for the effective (equivalent) radius, r_{np} , of an ideal (fictitious) well. $Q_{ж} = const$; 1 is the curve showing how the pressure drops during the filtration of the fluid towards the borehole of an ideal (fictitious) well with radius r_{np} ; 2 the curve showing how the pressure drops during the filtration of the fluid towards the borehole of a real-world well with radius r_c ; k is the reservoir permeability factor for an ideal well; s is the reservoir permeability factor for a real-world well; $P_{nл}$ is the reservoir pressure at the external boundary, R_k ; $P_3(k)$ is the bottom-hole pressure for an ideal well; $P_3(k_s)$ is the bottom-hole pressure for a real-world well; R_s is the radius of the skin zone; R_k is the radius of the external boundary; ΔP_k is the pressure loss occurring during the filtration of the fluid towards the borehole of an ideal (fictitious) well with radius r_{np} ; $\Delta P_{k(s)}$ is the pressure loss occurring during the filtration of the fluid towards the borehole of a real-world well with radius r_c ; h is the reservoir thickness.

дебиты этих скважин.

Из формулы (3.33) видно, что одному значению коэффициента продуктивности соответствует бесчисленное множество комбинаций значений Q_i и ΔP_i , а эффективный (приведенный) радиус r_{np} привязан только к коэффициенту продуктивности K фиктивной скважины.

На основе анализа формул (3.33), (3.34) и (3.35) и

corresponding to different influx rate values, Q_i . In the special case where the reservoir drawdown values for the real-world well and the fictitious well are equal to each other $\Delta P_k = \Delta P_k(s)$, see Fig. 3.2 and 3.3), the production flow rates of these wells will also be equal.

Formula (3.33) makes it clear that the values of Q_i and ΔP_i can be combined in an innumerable of ways to produce the same value of the productivity factor, while the effective (equivalent) radius, r_{np} , is associated only with the productivity factor, K , of the fictitious well.

Based on an analysis of formulas (3.33), (3.34), and (3.35) as well as of Fig. 3.2 and 3.3, we can conclude that, *all other things being equal, a unique value of the productivity factor corresponds to a unique value of the effective (equivalent) borehole radius of a fictitious well.*

Hence, the following **definition** for the effective (equivalent) wellbore radius is proposed:

The effective (equivalent) wellbore radius is the borehole radius of a hydrodynamically-perfect fictitious well whose productivity factor is equal to the productivity factor of a hydrodynamically-imperfect real-world well.

A necessary and sufficient condition for determining the effective (equivalent) borehole radius, r_{np} , of a hydrodynamically-perfect well associated with some real-world well is, thus, that the values of the productivity factors of the latter (K_s) and the former (K) wells be equal to each other.

The production flow rate of a hydrodynamically-imperfect (real-world) well from (3.34)

$$Q_{k_s} = K_s \cdot \Delta P_k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln R_k / r_c} \cdot \Delta P_k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nл} - P_3(k_s))}{\mu \cdot \ln R_k / r_c}.$$

(3.36)

The productivity factor of a real-world well

$$K_s = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln R_k / r_c}. \quad (3.37)$$

The production flow rate of a hydrodynamically-perfect fictitious well from (3.35)

$$Q_k = K \cdot \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln R_k / r_{np}} \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nл} - P_3(k))}{\mu \cdot \ln R_k / r_{np}}.$$

(3.38)

The productivity factor of a fictitious well

$$K = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln R_k / r_{np}}. \quad (3.39)$$

рис. 3.2 и 3.3 можно сделать вывод о том, что при прочих равных условиях, *единственному значению коэффициента продуктивности соответствует единственное значение эффективного (приведенного) радиуса фиктивной скважины.*

Следовательно, *определение* эффективного (приведенного) радиуса скважины:

Эффективный (приведенный) радиус скважины - это радиус гидродинамически совершенной фиктивной скважины, коэффициент продуктивности которой равен коэффициенту продуктивности гидродинамически несовершенной реальной скважины.

Равенство коэффициентов продуктивности реальной K_s и фиктивной K скважин является необходимым и достаточным условием для определения эффективного (приведенного) радиуса r_{np} гидродинамически совершенной скважины.

Дебит гидродинамически несовершенной (реальной) скважины из (3.34)

$$Q_{k_s} = K_s \cdot \Delta P_{k(s)} = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} \cdot \Delta P_{k(s)} = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_{z(k_s)})}{\mu \cdot \ln Rk/r_c}. \quad (3.36)$$

Коэффициент продуктивности реальной скважины

$$K_s = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c}. \quad (3.37)$$

Дебит гидродинамически совершенной фиктивной скважины из (3.35)

$$Q_k = K \cdot \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_{z(k)})}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}}. \quad (3.38)$$

Коэффициент продуктивности фиктивной скважины

$$K = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}}. \quad (3.39)$$

При равенстве коэффициентов продуктивности реальной и фиктивной скважин, имеем

$$\frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}}. \quad (3.40)$$

Из (3.40) получим формулу для определения эффективного (приведенного) радиуса r_{np} скважины

$$r_{np} = r_c^{k/k_{cp}} / Rk^{k/k_{cp} - 1}. \quad (3.41)$$

The productivity factors of the real-world and fictitious wells being equal, we have

$$\frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}}. \quad (3.40)$$

(3.40) gives us a formula for determining the effective (equivalent) wellbore radius, r_{np}

$$r_{np} = r_c^{k/k_{cp}} / Rk^{k/k_{cp} - 1}. \quad (3.41)$$

The average value of the permeability factor, k_{cp} , is determined using formula (3.16).

(3.41) makes it clear that the value of the equivalent borehole radius, r_{np} , of a fictitious well depends on the ratio between the radius of the borehole of the real-world-well and the radius of the external reservoir boundary appearing in the exponent part of an exponential function. When the permeability factors of the external reservoir boundary of a real and a fictitious well are equal (i.e. in the absence of a skin zone, $k=k_{cp}$) their radii will also be equal.

Epilogue From the Author

The multifaceted science of subsurface hydrodynamics, which embraces the laws of Newton's mechanics and quantum mechanics [9], cannot be logically completed, it can only be cut off for a while.

The problems that have been considered in my works are related to the fundamental tenets of subsurface hydrodynamics. The historical errors and misconceptions that are present in the formulas for determining the pressure loss ΔP_s during the filtration of wellbore fluid in the near-wellbore space, the values of the skin factor, S , productivity factor, K , bottom-hole pressure, P_s , dynamic level of wellbore fluid, h_d , current influx rate, $Q_{жс}$, potential production flow rate, Q_{nom} , and effective (equivalent) wellbore radius, r_{np} , all stem from one and the same chain of errors. The negative consequences of these errors and delusions have been reflected in the theory and practice of the fundamentals of hydrodynamic well testing (GDIS), geophysical well logging (GIS), and mud logging (TIS), but something we can really describe as a disastrous effect is the fact that, since the second half of the last century, *these formulas have been included in all textbooks, teaching aids, and study guides of universities, colleges, and postgraduate training courses specializing in the subject-matter without any derivations or proofs whatsoever.*

What is extremely surprising is that some of the leading ideologists of wellbore hydrodynamics research such

Среднее значение коэффициента проницаемости **k_{cp}** определяют по формуле (3.16).

Из (3.41) видно, что значение приведенного радиуса **r_{np}** фиктивной скважины зависит от соотношения радиусов реальной скважины и контура питания в степенной зависимости. При равенстве коэффициентов проницаемости контура питания реальной и фиктивной скважин (т.е. при отсутствии скин - зоны, **$k=k_{cp}$**) радиусы этих скважин равны.

Послесловие от автора

Многогранная наука о подземной гидродинамике, охватывающая законов механики Ньютона и квантовой механики [9] не может быть логично завершена, ее можно лишь на время оборвать.

Проблемы, которые рассматривались в моих работах, относятся базовым положениям подземной гидродинамики. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в формулах для определения потери давления **ΔP_s** при фильтрации скважинной жидкости в околоскважинном пространстве, значения скин-фактора **S** , коэффициента продуктивности **K** и забойного **P_s** давления, динамического уровня скважинной жидкости **h_d** , текущего притока **$Q_{жс}$** , потенциального дебита **$Q_{пот}$** и эффективного (приведенного) радиуса **r_{np}** скважины – результаты ошибок одной цепочки. Негативные последствия этих ошибок и заблуждений нашли отражения в теории и практике основных положений ГДИС, ТИС и ГИС, но *главные губительные последствия в том, что со второй половины прошлого столетия эти формулы без выводов и доказательств были включены во все учебники, учебные пособия и методические руководства соответствующего профиля вузов и курсов повышения квалификации.*

Крайнее удивление вызывает тот факт, что ведущие идеологи гидродинамических исследований скважин Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. [7] считают формулы V. Everdingen A. F. & Hurst N., 1949 (1*) и Hawkins M.F., 1956 (2*), составленные с нарушениями законов подземной гидродинамики и включающие грубые математические ошибки классикой и базовыми положениями ГДИС.

Формулы (1*) и (2*) для определения **ΔP_s** , **S** , и (3.2), (3.2*), (3.3) и (3.3*) для расчета текущего дебита **$Q_{жс}$** , и эффективного (приведенного) радиуса **r_{np}** (x*) скважины *не пригодны для расчета указанных базовых гидродинамических параметров реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта и должны быть исключены из учебников и учебных пособий подземной гидродинамики.*

as A. I. Ipatov, M. I. Kremenetsky, and D. N. Gulyayev [7] consider the formulas in A. F. van Everdingen & N. Hurst, 1949 (1*) and M. F. Hawkins, 1956 (2 *), which were composed contrary to the laws of subsurface hydrodynamics and contain gross mathematical errors, to be the classics and to represent fundamental tenets of well testing.

Formulas (1 *) and (2 *) used for determining **ΔP_s** and **S** as well as formulas (3.2), (3.2*), (3.3), and (3.3 *) used for calculating **$Q_{жс}$** and the effective (equivalent) wellbore radius, **r_{np}** (x *), *are not suitable for calculating the said fundamental hydrodynamic parameters of a real-world well characterized by heterogeneous permeability distribution across the reservoir zones and should be removed from textbooks and teaching aids in subsurface hydrodynamics.*

The fundamental dependences between the hydrodynamic parameters of the “Reservoir – Well – Pumping Equipment” system should be used to quantify and fully analyze the state of the reservoir, as well as for purposes of hydrodynamic well testing (GDIS), geophysical well logging (GIS), mud logging (TIS), and comprehensive technological and hydrodynamic feasibility assessments for software development projects to support innovative process design solutions for oil and gas field development.

As a branch or science, subsurface hydrodynamics is far from perfect and, by the end of the 1950s, it had almost completely exhausted its potential. Since that time, no fundamental theories have been created, and the conceptual developments that took shape along the main avenues of application have indeed gone the wrong way. Modern subsurface hydrodynamics is ailing from the inside out. The main causes of that ailment, as well as its tenacity and persistence, are a profound stagnation in scientific ideas combined with a dogmatic approach to formulating and solving fundamental scientific problems aggravated by the conservatism of scientific thought. Whatever research work was conducted in the field of subsurface hydrodynamics since that time up until the present day can be reduced to the development of semi-empirical theories whose sole purpose was to tweak the mathematical apparatus to reality and which, as all erroneous concepts, had but preparatory value if any.

Some yet-unanswered questions of hydrodynamics

A producing reservoir is exposed to a multitude of changing geophysical fields (multi-fields): geomechanical, hydrodynamic, geomagnetic, electrodynamic, geothermodynamic, gravitational, undulatory, optical, as well as their derivatives. The values of the parameters of these geophysical fields are fully interlinked with all the hydrodynamic parameters of the reservoir and depend on

Фундаментальные зависимости гидродинамических параметров системы «Пласт-скважина - насосное оборудование» [9] должны быть использованы для проведения количественной оценки и полного анализа состояния пласта, геофизических, гидродинамических и технологических исследований (ГИС, ГДИС и ТИС), и всестороннего обоснования технологических и гидродинамических параметров при разработке программного обеспечения для инновационного проектирования процессов разработки нефтегазовых месторождений.

Наука о подземной гидродинамике далека от совершенства и к концу 50-х годов практически полностью исчерпала свой потенциал и не создала ни одной фундаментальной теории, более того, сформировалась ошибочная концепция по базовым направлениям. Современная подземная гидродинамика больна изнутри. Основные причины болезни, ее живучести и устойчивости – глубокий застой научных идей в сочетании с догматическим подходом к формированию и решению фундаментальных научных проблем, и консерватизмом научного мышления. Исследовательские работы в области подземной гидродинамики с тех времен и по настоящее время свелись к разработке полуэмпирических подгоночных теорий, имеющих предварительный характер ошибочных концепций.

Вопросы подземной гидродинамики, на которые пока нет ответов

Продуктивный пласт находится под динамическим воздействием множеств геофизических (мульти) полей: геомеханического, гидродинамического, геомагнитного, электродинамического, геотермодинамического, гравитационного, волнового, оптического и их производных. Значения параметров этих геофизических полей находятся в полной взаимосвязи со всеми гидродинамическими параметрами пласта и зависят от пространственной неоднородности и временной изменчивости состояния всей системы [9].

Следующие положения подземной гидродинамики требуют ответов:

- *установление законов фильтрация пластовой жидкости под воздействием геофизических мульти полей;*
- *установление влияния геофизических мульти полей на реологические параметры пластовой жидкости;*
- *установление взаимосвязи пластовой гравитации с электромагнитном и гидродинамическими полями пласта;*
- *установление взаимосвязи параметров всех геофизических (мульти) полей со всеми гидродинамическими параметрами пласта и их значениями;*

the spatial heterogeneity and temporal variability of the state of the entire system [9].

The following tenets of subsurface hydrodynamics require answers:

- *determination of interrelation between all of the specified parameters and their values;*
- *filtration of formation fluid under the action of multi-fields;*
- *effect of those fields on its rheological properties;*
- *interrelation of the formation gravity and the magnetic field of a formation;*
- *increment of formation entropy in the process of field development.*

All of these questions asked by the nature itself can only be answered within the framework of the laws of quantum mechanics.

Besides, certain experiments on turbulent fluid flows conducted by I. Nikuradze have shown that there are inconsistencies between the experimental data gathered and theoretical predictions made about the viscous sublayer of the boundary zone. To eliminate the inconsistencies, the paper introduced several empirical constants such as the “kinetic energy defect,” “total head defect,” and “velocity defect.” These “defects” can be remedied within the framework of quantum mechanics. It should be noted that all classical conservation laws have quantum analogues, and conversely, there are quantum conservation laws that have no analogues in classical physics.

All scientific and technological advances are made possible by fundamental ideas and discoveries that form their vanguard. Any errors and delusions that slip into the fundamental and pivotal branches of science always lead to dead ends and translate into enormous costs incurred throughout the implementation process, from the initial idea to the final production runs.

The author will appreciate reasonable and well-substantiated comments and suggestions affecting the structure and content of the final formulas and clarifying the definitions.

Brief information about the author:

Robert Mufazalov

- 275 academic papers, of which:
- 117 inventions;
- 13 monographs (scientific books);
- 4 university textbooks (endorsed by the Ministry of Higher Education);
- Honored Inventor of the Republic of Bashkortostan;

- *установление динамики (возрастания) энтропии пласта в процессе разработки месторождения.*

На все эти вопросы, заданные природой можно получить ответы только в рамках законов квантовой механики.

Кроме того, на основе проведенных опытов **И. Никурадзе** над турбулентным движением жидкости установлена несоответствие результатов экспериментальных данных теоретическим в области вязкого подслоя пограничной зоны. Для устранения несоответствия введены эмпирические константы, как «дефект кинетической энергии», «дефект полного напора» и «дефект скорости». Эти дефекты могут быть устранены в рамках физики нелинейных процессов и квантовой механики. Следует отметить, что **все классические законы сохранения имеют квантовый аналог**, и наоборот, **есть квантовые законы сохранения, не имеющие аналога в классической физике.**

Впереди научно-технического прогресса всегда идут фундаментальные идеи и открытия. Любые ошибки и заблуждения, допущенные в фундаментальных и базовых отраслях науки приводят в тупик, оборачиваются колоссальными издержками в процессе реализации, начиная от идеи и завершая технологическими циклами.

Автор выразит признательность за обоснованные и, аргументированные замечания и предложения, влияющие на структуру и содержание конечных формул и по уточнению определений.

Краткое сведения об авторе:

Robert Mufazalov

- 275 научных работ, из них:
- 117 изобретений;
- 13 монографий (научные книги);
- 4 учебников для вузов (с грифом минвуза);
- Заслуженный изобретатель Респ. Башкортостан;
- Изобретатель СССР;
- Отличник Министерства нефтяной промышленности СССР;
- Включен в энциклопедию «Инженеры Урала»;
- Член-корреспондент РАЕН;
- Участник более 30 международных конференций, конгрессов и всемирных выставок по новейшим и наукоемким технологиям.

Научные интересы: квантовая геомеханика, подземная гидродинамика, гидравлика, нелинейная гидроакустика, техника и технология бурения, гидромеханика добычи нефти, нефтехимия, медицина - (8 патентов на изобретения), разработка и создание

- Inventor of the USSR;
- Excellence Award from the Ministry of Oil Industry of the USSR;
- Mentioned in the encyclopedia titled "Engineers of the Urals";
- Corresponding Member of the Academy of Natural Sciences;
- Participant of more than 30 international conferences, congresses, and international exhibitions on the latest and research-intensive technology.

Academic interests: quantum geomechanics, subsurface hydrodynamics, hydraulics, nonlinear hydroacoustics, drilling equipment and technology, oil production hydromechanics, petrochemistry, medicine (8 patents for inventions), development and creation of high technology for the petrochemical complex.

Bibliography

1. A. F. van Everdingen and W. Hurst. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. – Trans. AIME, Vol. 186, 1949. – pp. 305–24.
2. M. F. Hawkins, Jr. A note on the skin effect. – Trans. AIME, Vol. 207, 1956. – pp. 356–57.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений // Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455с.
[Reference guide to the design of oilfield development and production projects // Under the general editorship of Sh. K. Gimatudinov. – Moscow: Nedra, 1983. – 455 pp.]
4. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 780с. [A. I. Ipatov, M. I. Kremenetsky. Geophysical and hydrodynamic monitoring of the development of hydrocarbon fields. – 2nd revised edition. – Moscow: Regular and Chaotic Dynamics Research Center, 2010. – 780 pp.]
5. Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с. [S. N. Zakirov, I. M. Indrupsky, E. S. Zakirov, et al. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. – Moscow – Izhevsk: Institute for Computer Research, Regular and Chaotic Dynamics Research Center, 2009. – 484 pp.]

высоких технологий для нефтегазохимического комплекса.

Литература

1. Van Everdingen A.F., and Hurst W., «The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs», Trans. AIME, Vol. 186, 1949, pp. 305–24.
2. Hawkins M. F. Jr., «A note on the skin effect», Trans. AIME, Vol. 207, 1956, pp. 356–57.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455с.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - Изд. 2-е, испр.-М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 780с.
5. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2.-М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2009. - 484с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. М.: Недра, 1983, -510с.
7. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов// Нефтяное хозяйство.-2009.-№5.-С. 52-57.
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. Fundamentals of Subsurface Hydrodynamics and a Quantum-Mechanical View of the Reservoir Model // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine, issue 55, -pp. 44-59. (tel:+34 952 880 952, editorial@rogtecmagazine.com).
10. Mufazalov R.Sh. Tim's Theorem: A New Paradigm for Underground Hydrodynamics. Part 1 // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine, issue 57, -pp. 62-78. (tel:+34 952 880 952, editorial@rogtecmagazine.com,).
11. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005.-44с.
6. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с. [V. I. Shchurov. Oil production technology and equipment. Textbook for institutions of higher education. – Moscow: Nedra, 1983. – 510 pp.]
7. Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Гуляев Д. Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 52–57. [A. I. Ipatov, M. I. Kremenetsky, D. N. Gulyayev. Modern technologies for hydrodynamic well testing and their increasing role in the development of hydrocarbon fields // Neftyanoye Khozyaystvo. – 2009. – # 5. – pp. 52–57.]
8. Муфазалов Р. Ш. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта. – Георесурсы. № 5. – 2013. – С. 34–48. [R. Sh. Mufazalov. Skin factor. Historical errors and misconceptions at work in the oil reservoir hydrodynamics theory. – Georesources. Issue # 5. – 2013. – pp. 34–48.]
9. R. Sh. Mufazalov. Fundamentals of Subsurface Hydrodynamics and a Quantum-Mechanical View of the Reservoir Model // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine, Issue # 55. – pp. 44–59. (Tel: +34 952 880 952, editorial@rogtecmagazine.com, Spain).
10. R. Sh. Mufazalov. Tim's Theorem: A New Paradigm for Underground Hydrodynamics. Part 1 // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine, Issue # 57. – pp. 62–78. (Tel: +34 952 880 952, editorial@rogtecmagazine.com, Spain).
11. Муфазалов Р. Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2005. – 44 с. [R. Sh. Mufazalov. Skin factor and its significance for assessing the state of the near-wellbore region of a producing reservoir. – Ufa: UGNTU Publishing House. – 2005. – 44 pp.]

R. S. Mufazalov, Paker Scientific and Production Firm, Otkyabrskiy, Republic of Bashkortostan

This article is part 2, following part 1 that appeared in ROGTEC Issue 57

Муфазалов Р. Ш., Научно-производственная фирма «Пакер», г. Октябрьский, РБ

Данная статья является продолжением первой части статьи, опубликованной в выпуске 57 журнала ROGTEC