

СКИН-ФАКТОР. ИСТОРИЧЕСКИЕ ОШИБКИ И ЗАБЛУЖДЕНИЯ, ДОПУЩЕННЫЕ В ТЕОРИИ ГИДРОДИНАМИКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Общепризнанные мнения о том, что каждый считает делом давно решенным, чаще всего заслуживают исследования.

Георг К. Лихтенберг. 1742-1799

Приводится обоснованный критический анализ существующей концепции скин-фактора. В связи с этим дается подробный и последовательный аналитический вывод его формулы. Приводится вывод формулы скин-фактора для зонально-неоднородного пласта. Указывается сравнительное влияние радиуса скин-слоя и коэффициента проницаемости на величину притока жидкости в скважину. Аналитический вывод формулы скин-фактора, приведенный в первой части статьи подтверждается выводами его формулы через индикаторные линии «дебит – давление», «дебит – уровень», а также по значениям забойного давления и потенциального дебита. Приводятся фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости и взаимосвязи основных параметров системы «пласт – скважина и подъемное оборудование». Даются основные заключительные выводы по первой и второй частям статьи. Приводится критический анализ существующей формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины, конкретно указываются допущенные ошибки, дается вывод формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины. Формула для определения притока подтверждается выводом формулы притока по значению забойного давления. Указываются ошибки, допущенные в формуле для определения приведенного радиуса скважины. Приводится новое определение приведенного радиуса скважины и дается вывод его формулы.

Ключевые слова: исторические ошибки и заблуждения, гидродинамика пласта, скин-фактор, коэффициент проницаемости, радиус скин-слоя, индикаторные линии, коэффициент продуктивности, фиктивная скважина, гидродинамически несовершенная скважина.

Часть 1

Предисловие

Фундаментальные идеи и открытия всегда идут в авангарде научно-технического прогресса. 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. Термин **скин-эффект** был введен в области электротехники, как поверхностный эффект в металлах. Более подходящим понятием применительно для оценки состояния продуктивного пласта было бы понятие «**скин-фактор**».

Скин-фактор – комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов и факторов, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока нефти. **Скин-фактор** вносит свой огромный **негативный вклад** на всех этапах жизни месторождения – начиная от проектирования разработки и завершая его списанием:

– в **стадии проектирования** разработки месторождения **скин-фактор** закладывается в виде допущенных ошибок проектирования;

– в **стадии строительства** и разработки месторождения **скин-фактор** обеспечивается в виде реализованных ошибок проектирования;

– в **стадии эксплуатации** месторождения **скин-фактор** реализуется в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождения с необратимыми нарушениями параметров пласта и на восстановление разрушенной гидрогеоэкологии.

1. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта при выводе формулы *Skin-Effect* (1949)

Впервые Van Everdingen A.F. и Hurst N. ввели понятие «**скин-эффект**» (Van Everdingen & Hurst, 1949) для оценки состояния призабойной зоны скважины, и указали, что падение давления ΔP_s при фильтрации жидкости в результате ухудшения проницаемости пласта пропорционально **скин-эффекту** (S) и предложили формулу

$$\Delta P_s = \frac{Q \mu}{2 \pi h \cdot k} S. \quad (1^*)$$

Hawkins M.F. (1956), используя (1*), предложил для расчета S формулу

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{r_c}$$

вошедшую в учебную и научную литературу, как **Hawkins' formula** (Hawkins, 1956).

Распространенное истолкование о **скин-факторе** (S) и его определение в работе (Справочное руководство по проектированию..., 1983) как эффект несовершенства заканчивания скважины далеко не полностью раскрывает физический смысл и механизмы его возникновения.

Вопрос о значении S постоянно обсуждается в научных публикациях и конференциях. По сей день остаются открытыми и дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: область существования значений S и его принадлежность, неопределенность положительного и отрицательного знака его значений. Отсутствие строгой теории вывода его формулы. В настоящее время в вузовских учебниках и учебных программах для подготовки инженеров-нефтяников отсутствует этот важный раздел науки.

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

В сравнительной таблице 1 дана последовательность вывода формулы скин-фактора Hawkins M.F. (1956) и ав-

тором данной работы (2005).

Следует отметить, что аналитический вывод формулы (1*) не существует (Уважаемому Читателю рекомендуется самостоятельно вывести формулу для определения ΔP_s и сделать вывод о дальнейшей применимости и состоятельности выражений (1*) и (3*)).

ΔP_s – дополнительные потери забойного давления при фильтрации жидкости к забою скважины из-за ухудшения проницаемости пласта в скин-слое от k до k_s .

Анализ формулы (1*) показывает:

Во-первых, по законам гидродинамики нефтяного пласта потеря давления (ΔP) при фильтрации жидкости имеет логарифмическую природу, т.е. (ΔP) изменяется по логарифмическому закону (формула Дюпюи) в т.ч. (ΔP_s), а в формуле (1*) (Van Everdingen & Hurst, 1949) это не учтено (Табл.1). Эта серьезная ошибка внесла в значение S неопределенность и $\pm \infty$.

Во-вторых, потери давления ΔP_s зависит от величины радиуса (толщины) скин-слоя R_s , а в формуле(1*) (Van Everdingen & Hurst, 1949) не учтена толщина скин-слоя R_s , это противоречит законам гидродинамики пласта и существенно искажает реальное значение S , с чем нельзя согласиться;

В-третьих, при определении ΔP_s не учтен коэффициент проницаемости k_s скин-слоя, т.к. ΔP_s – дополнительные потери забойного давления при фильтрации жидкости в скин-зоне с коэффициентом проницаемости k_s , поэтому k_s должен быть учтен. Эта грубая ошибка привела к полному искажению значения S . Таким образом, в формуле (1*) для определения ΔP_s (Van Everdingen & Hurst, 1949) не соблюдены физические законы гидродинамики пласта, нарушена математическая логика и допущены указанные серьезные ошибки. Hawkins M.F. (1956), используя ошибочное выражение (1*) и решая совместно (1*) и (2), получил формулу

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3^*)$$

для расчета скин-фактора S со всеми последствиями, которая вошла в учебную и научную литературу как **Hawkins' formula**. Согласно этой формуле, S может принимать любые значения **от минус бесконечности до нуля и от нуля до плюс бесконечности без принадлежности области определения, существования и практического применения**. В связи с этим не решены проблемы качества вскрытия пласта, прогнозирования его энергетического состояния, фильтрационных свойств, определения продуктивности, текущего и потенциального дебита и коэффициента нефтеотдачи пласта в целом. 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 этой научной парадигмы считают формулы Van Everdingen A.F. & Hurst N. (1949) и Hawkins M.F. (1956), составленные с нарушениями законов подземной гидро-

(Van Everdingen, Hurst, 1949)	(Муфазалов, 2005, вывод формул (1.13) и (1.35))
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} S \quad (1^*)$ (Вывод этой формулы не существует)	$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (1)$
Разница в потерях давления с нарушенной и (матричной) естественной проницаемостью пласта составит (Van Everdingen & Hurst, 1949 и формула 1.14)	
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (2)$	
Решая совместно (1*) и(2), (Hawkins, 1956) получил формулу (3*) для расчета скин-фактора S	Решая совместно (1) и (2), автор получил формулу (3) для расчета скин-фактора S
$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3^*)$	(Муфазалов, 2005, формула 1.16) $S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \quad (3)$
Так как, всегда $k_s < k$, область принадлежности S	
$S \in (-\infty; 0) \cup (0; +\infty)$	$S \in (0; 1]$

Табл. 1. Последовательность вывода формулы скин-фактора Hawkins M.F. (1956) и автором данной работы (2005).

динамики и включающие вышеперечисленные грубые ошибки **классикой** и **базовыми положениями** ГДИС (Ипатов и др., 2009).

В связи с этим, в первой части этой работы подробно и последовательно изложен в трех вариантах аналитический вывод формул зависимости ΔP_s (1.13) и (1.25, 1.28, 1.35) и скин-фактора S для **зонально-неоднородного пласта**.

1.1. Аналитический вывод формулы скин-фактора*

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

Выделим внутри пласта кольцевой слой с радиусом r и толщиной dr , ограниченной поверхностями с однородной проницаемостью k . Направление фильтрации жидкости – радиальное. В соответствии с линейным законом фильтрации общий объемный приток жидкости Q через единицу площади F равен

$$Q = \frac{k \cdot F}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \tag{1.1}$$

где k – коэффициент проницаемости; F – площадь фильтрации жидкости, $F=2\pi rh$; μ – динамическая вязкость пластовой жидкости; dP/dr – радиальный градиент давления. Уравнение (1.1) перепишем в виде

$$Q = \frac{k 2\pi r h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \tag{1.2}$$

Разделив переменные, запишем

$$dP = \frac{Q \mu}{k 2\pi h} \cdot \frac{dr}{r} \tag{1.3}$$

Интегрирование этого уравнения дает

$$P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r + C_k, \tag{1.4}$$

где C_k – постоянная интегрирования, зависящая от проницаемости пласта k , а $r \in [r_c, R_k]$. Чтобы исключить C_k , подставляем значения переменных на границах стенки участка dr , а именно $r = R_k$ и $r = r_c$, в уравнение (1.4) и получим следующие два уравнения:

при $r = R_k$, получим пластовое давление т.е. $P = P_{пл}$

$$P_{пл} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C_k; \tag{1.5}$$

при $r = r_c$, получим забойное давление т.е. $P = P_{з(k)}$

$$P_{з(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r_c + C_k, \tag{1.6}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, а $P_{з(k)}$ – давление у стенки скважины (забойное давление) при естественной проницаемости k пласта.

Вычитая из уравнения (1.5) уравнение (1.6), находим потери давления ΔP_k при фильтрации пластовой жидко-

сти в скважину при естественной проницаемости k пласта

$$P_{пл} - P_{з(k)} = \Delta P_k = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}.$$

или

$$\Delta P_k = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \tag{1.7}$$

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

Следует отметить, что вывод уравнения (1.7) аналогичен выводу уравнения теплопроводности цилиндрической стенки (Михеев, 1949), а в теории однофазной фильтрации уравнение (1.7) называется формулой Дюпюи.

Уравнение (1.7) представляет собой уравнение логарифмической кривой, следовательно, **при фильтрации жидкости по пласту к скважине, падение давления ΔP_k изменяется по логарифмическому закону** (Рис. 1).

Для дальнейших рассуждений логарифмическую кривую давления из рисунка 1 перенесем на рисунок 2 (кривая 1).

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

Давление пласта на контуре R_s равно P_{Rs} .

Кривая 1 характеризует потери пластового давления при фильтрации жидкости в околоскважинном пространстве с естественной проницаемостью k пласта, следовательно, уравнение (1.7) примет вид (для идеальной скважины)

$$P_{Rs} - P_{з(k)} = \frac{Q \mu}{2\pi h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \tag{1.8}$$

Кривая 2 характеризует потери пластового давления при фильтрации жидкости с ухудшенной проницаемостью пласта k_s , т.е. в скин-зоне, следовательно, уравнение (1.8) примет вид (для реальной скважины)

$$P_{Rs} - P_{з(k_s)} = \Delta P_{(k_s)} = \frac{Q \mu}{2\pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \tag{1.9}$$

Потери забойного давления на величину ΔP_s , полученный разностью значений между $P_{з(k)}$ и $P_{з(k_s)}$ (Рис. 2), является результатом скин-фактора S , т. е.

$$\Delta P_s = P_{з(k)} - P_{з(k_s)}. \tag{1.10}$$

Падение давления на величину $\Delta P(k_s)$ в скин-слое составит (Рис. 2 и формула (1.9))

$$\Delta P_{(k_s)} = P_{Rs} - P_{з(k_s)}. \tag{1.11}$$

Падение забойного давления на величину ΔP_s про-

*При выводе формул и в дальнейших математических преобразованиях обозначение **гидропроводности** (ϵ) не используется, т.к. под знаком ϵ скрываются коэффициенты проницаемости чистого пласта k или скин-зоны k_s , как единственные и главные параметры, влияющие на значение конечных формул. Область использования обозначения ϵ – отдельный вопрос.

порционально скин-фактору S , т.е. ΔP_s это дополнительное фильтрационное сопротивление из-за ухудшения проницаемости пласта в реальной скважине от k до k_s , следовательно,

$$\Delta P_s = (P_{R_s} - P_{z(k_s)}) S. \quad (1.12)$$

Пользуясь уравнениями (1.9) и (1.12), запишем падение забойного давления в результате нарушения проницаемости пласта от k до k_s

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.13)$$

Вычитая из уравнения (1.9) уравнение (1.8), получим разницу в потерях давления в пласте с нарушенной и естественной проницаемостью

$$\Delta P_s = (P_{R_s} - P_{z(k_s)}) - (P_{R_s} - P_{z(k)})$$

или

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.14)$$

Приравняв правые части уравнений (1.13) и (1.14), имеем

$$\frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.15)$$

Из (1.15) получим формулу для вычисления значения скин-фактора

$$S = (1 - k_s/k). \quad (1.16)$$

1.2. Вывод формулы скин-фактора для зонально-неоднородного пласта т.е. с учетом потери давления в контуре питания скважины (R_k-R_s) и скин-слое (R_s-r_c) (Рис. 3)

Более привлекательным является вывод уравнения скин-фактора с учетом потери давления при плоскорадиальной фильтрации пластовой жидкости в зонально-неоднородном (по проницаемости) пласте в интервале контура питания (R_k-R_s) с проницаемостью пласта k и в скин-слое (R_s-r_c) с проницаемостью k_s .

Вариант 1.

На участке $[R_k-R_s]$ коэффициент проницаемости равен k , поэтому можно воспользоваться формулой (1.4), из которой находим при $r = R_k$ и $r = R_s$:

при $r = R_k$, получим пластовое давление P_{nl} :

$$P_{nl} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C_k; \quad (1.17)$$

при $r = R_s$, получим давление на контуре R_s , равное P_{R_s} :

$$P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_s + C_k. \quad (1.18)$$

Вычитая из уравнения (1.17) уравнение (1.18), находим потери давления на участке $[R_k-R_s]$ с проницаемостью k :

$$P_{nl} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi h k} \cdot (\ln R_k - \ln R_s) = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (1.19)$$

На участке $[R_s-r_c]$ коэффициент проницаемости равен k_s , а $r \in [r_c, R_s]$.

Подставив в общую формулу (1.4) вместо k значение k_s , $r = r_c$ и $r = R_s$, при $r = r_c$ будем иметь забойное давление

$$P_{z(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi h k_s} \cdot \ln r_c + C_{k_s}, \quad (1.20)$$

где C_{k_s} – постоянная интегрирования, соответствующая коэффициенту проницаемости k_s , а при $r = R_s$, получим давление на контуре R_s ,

$$P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi h k_s} \cdot \ln R_s + C_{k_s}. \quad (1.21)$$

Вычитая из (1.21) уравнение (1.20), находим потери давления в скин-слое с проницаемостью k_s :

$$P_{R_s} - P_{z(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.22)$$

Суммируя (1.19) и (1.22), находим потери давления в зонально-неоднородном интервале пласта $[R_k, r_c]$:

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

или

$$\Delta P_{ks} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right). \quad (1.23)$$

Формула (1.23) будет использована в 3-части статьи для определения притока жидкости в скважину (дебита) при зонально-неоднородном (по проницаемости) пласте.

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

$$P_{nl} - P_{z(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (1.24)$$

Вычитая (1.24) из (1.23), получим потери давления ΔP_s в скин-слое (Рис. 3).

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

или

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \pi h} \cdot \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (1.25)$$

Пользуясь уравнением (1.12), запишем

$$S = \frac{\Delta P_s}{P_{R_s} - P_{z(k_s)}}. \quad (1.26)$$

Подставляя (1.22) и (1.25) в (1.26), получим

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

или

$$S = (1 - k_s/k). \tag{1.27}$$

Вариант 2.

Падение пластового давления при фильтрации жидкости к забою идеальной скважины составит (1.24)

$$\Delta P_k = P_{пл} - P_{з(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}.$$

Потери пластового давления при плоско-радиальной фильтрации жидкости в зонально-неоднородном пласте по проницаемости составит (1.23)

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

Вычитая (1.24) из (1.23) получим потери давления ΔP_s в скин-слое (Рис. 3.)

$$\Delta P_s = \Delta P_{ks} - \Delta P_k = \frac{Q\mu}{2\pi h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}\right). \tag{1.28}$$

Падение забойного давления в результате нарушения проницаемости в скин-слое от k до k_s составит (1.13)

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \tag{1.29}$$

Приравнивая правые части (1.28) и (1.29) получим формулу скин-фактора:

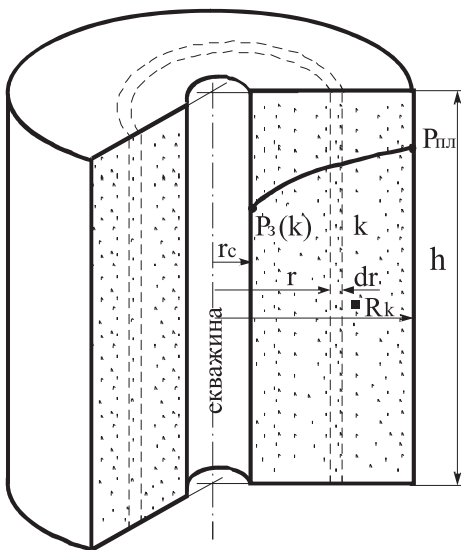


Рис. 1. Кривая изменения давления в околоскважинном пространстве с проницаемостью пласта k : $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{з(k)}$ – забойное давление, r_c – радиус скважины, R_k – радиус контура питания скважины, h – мощность пласта.

$$S = \frac{\frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c}} = \frac{\frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c}} = 1 - \frac{k_s}{k}.$$

1.3. Вывод формулы для определения ΔP_s с учетом зональной неоднородности пласта ($Q_{жс-const}$) (Рис. 3)

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

$$P_{пл} - P_{з(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \tag{1.30}$$

При этом общий перепад давления в зонально-неоднородном пласте составит

$$\Delta P_{ks} = P_{пл} - P_{з(k_s)} = (P_{пл} - P_{R_s}) + (P_{R_s} - P_{з(k_s)}). \tag{1.31}$$

Потери давления в контуре питания с проницаемостью k составят

$$P_{пл} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \tag{1.32}$$

Потери давления в скин-слое с проницаемостью k_s составят

$$P_{R_s} - P_{з(k_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \tag{1.33}$$

Подставляя значения (1.32) и (1.33) в (1.31), получим потери давления при плоско-радиальной фильтрации жидкости в зонально-неоднородном пласте по проницаемости

$$\begin{aligned} \Delta P_s &= P_{з(k)} - P_{з(k_s)} = \Delta P_{ks} - \Delta P_k = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}\right) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_c}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}\right) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \end{aligned} \tag{1.34}$$

Вычитая (1.30) из (1.34), получим дополнительные потери давления ΔP_s в скин-слое в результате ухудшения проницаемости от k до k_s (Рис. 3).

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

или

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \tag{1.35}$$

Формулы (1.13) и (1.35) идентичные.

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

Рассмотрим отношение потери давления ΔP_s в скин-слое (1.35) к потере давления при отсутствии скин-слоя ΔC_k (1.30).

$$\frac{\Delta P_s}{\Delta P_k} = \frac{Q_{(k_s)} \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div \frac{Q_{(k)} \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \left[\frac{k}{k_s} \cdot S \cdot \frac{Q_{(k_s)}}{Q_{(k)}} \right] \frac{\ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1.36)$$

Из анализа безразмерного выражения (1.36) следует важный вывод, что **на снижение притока главный вклад вносит ухудшение проницаемости пласта т.е. скин-фактор, а радиус загрязнения (скин-слой) на приток влияет логарифмически, т.е. незначительно по сравнению со скин-фактором (ухудшением проницаемости).**

Во второй части этой работы аналитический вывод формулы S подтверждается выводами формулы S через индикаторные линии «дебит – уровень», «дебит – давление», и по значениям забойного давления и потенциального дебита, приводятся **фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости и взаимосвязи параметров пласта, скважины и подъемного оборудования.**

Часть 2 Фундаментальные зависимости и взаимосвязь параметров пласта, скважины и оборудования

*Способность ясно видеть взаимосвязи принадлежит к самым прекрасным ощущениям в жизни.
А. Эйнштейн*

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

Продуктивный пласт, скважина, насос с подъемными трубами и сборный коллектор представляют собой единую гидродинамическую систему. На основе теоретических и промышленных исследований, проведенных в области гидромеханики совместной работы пласта, скважины и подъемного оборудования установлена полная взаимосвязь между основными параметрами и характеристиками гидродинамической системы (Муфазалов, 2008; Муфазалов и др., 2000; 1996; 2008).

Рассмотрим геометрическую интерпретацию взаимосвязи основных параметров пласта и скважины (Рис. 4-6) в координатах: $P, h = f(Q_{эс})$.

2.1. Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит – давление» при $P_3 = const$ и $h_d = const$ (Рис.4)

При равенстве забойных давлений идеальной и реальной скважин объемный приток (дебит) жидкости зависит только от коэффициента продуктивности скважин, при этом:

$$P_{з(ks)} = P_{з(k)} = P_{з'} \cdot P_{nl} - P_{з(ks)} = P_{nl} - P_{з(k)} = P_{nl} - P_{з'} = \Delta P_{const}$$

Приток жидкости к забою идеальной скважины при естественной продуктивности пласта K составит

$$Q_{эс(k)} = K \cdot \Delta P \quad (2.1)$$

Приток к забою реальной скважины при ухудшенной продуктивности пласта K_s

$$Q_{эс(ks)} = K_s \cdot \Delta P \quad (2.2)$$

Снижение притока жидкости $\Delta Q_{эс}$ в скважину в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s составит $Q_{эс} = Q_{эс(k)} - Q_{эс(ks)} = K \cdot \Delta P - K_s \cdot \Delta P = (K - K_s) \cdot \Delta P$, (2.3)

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

$$\Delta Q_{эс(k)} = Q_{эс(k)} \cdot S \quad (2.4)$$

Подставляя (2.1) и (2.3) в (2.4), получим (2.5)

$$S = (1 - K_s/K) \quad (2.6)$$

2.2. Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит – уровень» при $Q_{эс} = const$ (Рис. 5)

Приток жидкости $Q_{эс}$ к забою при естественной продуктивности пласта K составит

$$Q_{эс} = K[L_0 - (L_0 - h_{д(k)}) - h_{cm}] \rho_{эс} \cdot g \quad (2.7)$$

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

$$Q_{эс} = K_s[L_0 - h_{д(ks)} - h_{cm}] \rho \cdot g \quad (2.8)$$

Пользуясь (2.7) и (2.8), определим динамические уровни при коэффициентах продуктивности K и K_s :

околоскважинное пространство с ухудшенной проницаемостью k_s пласта

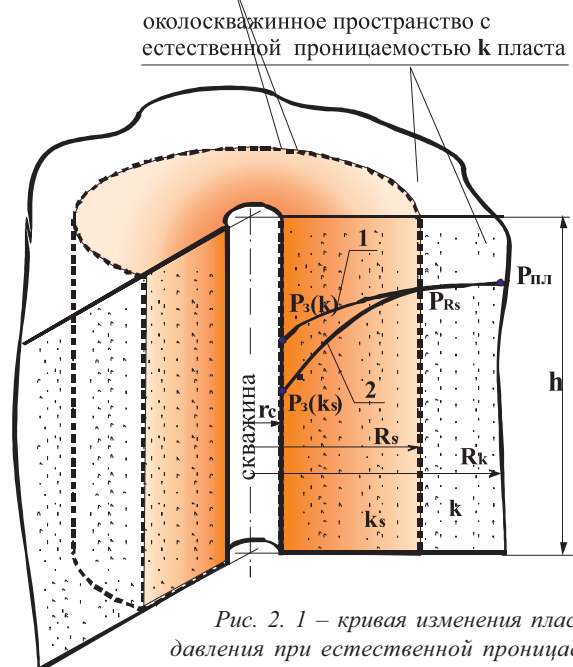


Рис. 2. 1 – кривая изменения пластового давления при естественной проницаемости пласта, 2 – кривая изменения пластового давления при ухудшенной проницаемости пласта, k – коэффициент естественной проницаемости пласта, k_s – коэффициент ухудшенной проницаемости пласта, $P_{пл}$ – пластовое давление на контуре питания, $P_{з(k)}$ – забойное давление при естественной проницаемости пласта, $P_{з(ks)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости пласта, R_s – радиус нарушения проницаемости (скин-слой), R – радиус контура питания, h – мощность пласта.

$$h_{д(k)} = \frac{Q_{ж}}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} + h_{ст}; \quad (2.9)$$

$$h_{д(k_s)} = \frac{Q_{ж}}{K_s \cdot \rho_{ж} \cdot g} + h_{ст}; \quad (2.10)$$

Падение динамического уровня $\Delta h_{д}$ составит

$$\Delta h_{д} = h_{д(k_s)} - h_{д(k)} \quad (2.11)$$

Подставляя значения (2.9) и (2.10) в (2.11), получим

$$\Delta h_{д} = \left(\frac{Q_{жс}}{K_s \rho_{жс} g} + h_{cm} \right) - \left(\frac{Q_{жс}}{K \rho_{жс} g} + h_{cm} \right) = \frac{Q_{жс}}{\rho_{жс} g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \quad (2.12)$$

Падение динамического уровня на величину $\Delta h_{д}$ пропорционально **скин-фактору S**.

Введем обозначение

$$\Delta h_{д} = (h_{д(k_s)} - h_{cm}) \cdot S. \quad (2.13)$$

Пользуясь уравнением (2.10), запишем

$$h_{д(k_s)} - h_{ст} = \frac{Q_{жс}}{K_s \cdot \rho_{жс} g} \quad (2.14)$$

После подстановки (2.12) и (2.14) в (2.13) получим

$$S = \frac{\Delta h_{д}}{h_{д(k_s)} - h_{ст}} = \frac{Q_{жс}}{\rho_{жс} g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_{жс}}{\rho_{жс} g} \cdot \frac{1}{K_s} = 1 - \frac{K_s}{K}. \quad (2.15)$$

2.3. Вывод формулы скин-фактора по значению забойного давления при $Q_{жс} = const$ (Рис. 5, 6)

Уравнение притока жидкости $Q_{жс}$ при значениях продуктивности K и K_s , запишем в виде

$$Q_{жс(k)} = K(P_{пл} - P_{з(k)}) \quad (2.16)$$

$$Q_{жс(k_s)} = K_s(P_{пл} - P_{з(k_s)}) \quad (2.17)$$

Из формулы (2.16) определяем забойное давление $P_{з(k)}$ при естественной продуктивности K пласта

$$P_{з(k)} = \frac{K \cdot P_{пл} - Q_{жс}}{K} = P_{пл} - \frac{Q_{жс}}{K}. \quad (2.18)$$

Из формулы (2.17) определяем забойное давление $P_{з(k_s)}$ при ухудшенной продуктивности пласта K_s , т.е. при наличии скин-зоны

$$P_{з(k_s)} = \frac{K_s \cdot P_{пл} - Q_{жс}}{K_s} = P_{пл} - \frac{Q_{жс}}{K_s} \quad (2.19)$$

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

Падение забойного давления $\Delta P_з$ составит

$$\Delta P_з = P_{з(k)} - P_{з(k_s)} \quad (2.20)$$

Подставляя значения $P_{з(k)}$ и $P_{з(k_s)}$ в (2.20), получим

$$\Delta P_з = \left(P_{пл} - \frac{Q_{жс}}{K} \right) - \left(P_{пл} - \frac{Q_{жс}}{K_s} \right) = Q_{жс} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \quad (2.21)$$

Падение забойного давления на величину $\Delta P_з$ пропорционально **скин-фактору S**.

$$\Delta P_з = (P_{пл} - P_{з(k_s)}) \cdot S$$

или

$$S = \frac{\Delta P_з}{P_{пл} - P_{з(k_s)}}. \quad (2.22)$$

Из формулы (2.17) запишем

$$P_{пл} - P_{з(k_s)} = Q_{жс} / K_s \quad (2.23)$$

Подставляя значения из (2.21) и (2.23) в (2.22), получим

$$S = Q_{жс} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) / \frac{Q_{жс}}{K_s} = \frac{K - K_s}{K} = 1 - \frac{K_s}{K}.$$

или

$$S = (1 - K_s/K). \quad (2.24)$$

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

Потенциальным дебитом скважины называют дебит, который может быть получен при $P_з = 0$. Динамический уровень скважинной жидкости при этом снижается до верхних перфорационных отверстий т.е. $h_{д} = L_0$. Пластовое давление остается без изменения, $P_{пл} = const$.

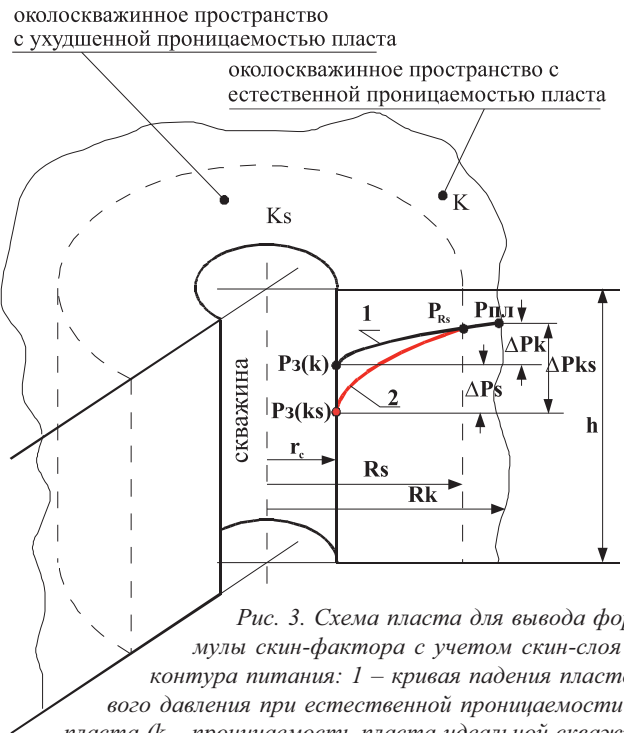


Рис. 3. Схема пласта для вывода формулы скин-фактора с учетом скин-слоя и контура питания: 1 – кривая падения пластового давления при естественной проницаемости k пласта (k – проницаемость пласта идеальной скважины); 2 – кривая падения пластового давления при ухудшенной проницаемости k_s пласта (k_s – проницаемость пласта реальной скважины); K – коэффициент естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент проницаемости ухудшенного пласта; $P_{пл}$ – давление пласта на контуре питания R_k ; $P_{з(k)}$ – давление пласта на контуре R_s ; $P_{з(k_s)}$ – забойное давление при естественной проницаемости k -пласта; $P_{з(k_s)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости k_s -пласта; R_s – радиус нарушения проницаемости; h – мощность пласта; R_k – 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 – потери забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта от k до k_s .

Из уравнения притока потенциальный дебит при коэффициенте продуктивности K составит

$$Q_{nom(k)} = K \cdot P_{пл} \quad (2.25)$$

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

$$Q_{nom(ks)} = K_s \cdot P_{пл} \quad (2.26)$$

Снижение потенциального дебита $\Delta Q_{пот}$ в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s составит

$$\Delta Q_{пот} = Q_{nom(k)} - Q_{nom(ks)} = K \cdot P_{пл} - K_s \cdot P_{пл} = P_{пл}(K - K_s) \quad (2.27)$$

Снижение потенциального дебита на величину $\Delta Q_{пот}$ пропорционально **скин-фактору** S , $\Delta Q_{пот} = Q_{nom(ks)} \cdot S$ или

$$S = \Delta Q_{пот} / Q_{nom(ks)} \quad (2.28)$$

Подставляя значение (2.25) и (2.27) в (2.28), получим

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

или

$$S = (1 - K_s/K) \quad (2.29)$$

2.5. Фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и подъемного оборудования

На основе теоретических и промысловых исследований, проведенных в области гидромеханики совместной работы пласта, скважины и подъемного оборудования установлена полная взаимосвязь между основными параметрами и характеристиками как единой гидродинамической системы сообщающихся сосудов (Муфазалов, 2008; 2005; Муфазалов и др., 2000; 1996; 2008).

Взаимосвязь параметров пласта, скважины, насоса с подъемными трубами и анализ формул (1.12), (1.16), (1.23), (1.26), (2.4), (2.6), (2.13), (2.15), (2.22), (2.24), (2.28), (2.29) позволили сделать фундаментальное заключение и установить фундаментальные зависимости и взаимосвязь параметров пласта, скважины и оборудования.

В уравнениях (1.16) и (1.27) отношение k_s/k является относительной проницаемостью, а в (2.6), (2.15), (2.24) и (2.29) K_s/K – относительной продуктивностью пласта.

Фундаментальное заключение: Изменение (ухудшение) проницаемости пласта приводит к пропорциональному изменению (снижению) его продуктивности, гидропроводности, забойного давления и динамического уровня жидкости, снижению притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой.

Следовательно:

$$\Delta k \equiv \Delta K \equiv \Delta \varepsilon \equiv \Delta P_s \equiv (\Delta P_s) \equiv \Delta h_d \equiv (\Delta L_d) \equiv \Delta Q \equiv \Delta Q_{ном};$$

а также

$$k_s/k = \varepsilon_s/\varepsilon = K_s/K = Q_{(ks)}/Q_{(k)} = Q_{ном(ks)}/Q_{ном(k)} \quad (2.30)$$

На основе фундаментального заключения и предыдущих формул запишем фундаментальные зависимости и взаимосвязь основных параметров пласта, скважины и подъемного оборудования:

$$\begin{aligned} S &= (1 - \frac{k_s}{k}) = (1 - \frac{K_s}{K}) = (1 - \frac{\varepsilon_s}{\varepsilon}) = (1 - \frac{Q_{(ks)}}{Q_{(k)}}) = \\ &= (1 - \frac{Q_{ном(ks)}}{Q_{ном(k)}}) = \frac{\Delta P_s}{P_{Rs} - P_{z(ks)}} = \frac{\Delta k}{k} = \frac{\Delta K}{K} = \frac{\Delta \varepsilon}{\varepsilon} = \\ &= \frac{\Delta Q_{жс}}{Q_{(k)}} = \frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(k)}} = \frac{\Delta h_d}{h_d(ks) - h_{cm}} = \frac{\Delta P_z}{P_{пл} - P_{z(ks)}}. \end{aligned} \quad (2.31)$$

Любые соотношения и зависимости из (2.30) и (2.31) могут быть использованы для количественной оценки качества вскрытия продуктивного пласта или исследования текущего его состояния и проведения геофизических, гидродинамических и технологических исследований (ГИС, ГДИС и ТИС) системы «пласт-скважина-оборудование».

Выводы:

– числовое значение **скин-фактора** s как коэффициент пропорциональности показывает долю ухудшения есте-

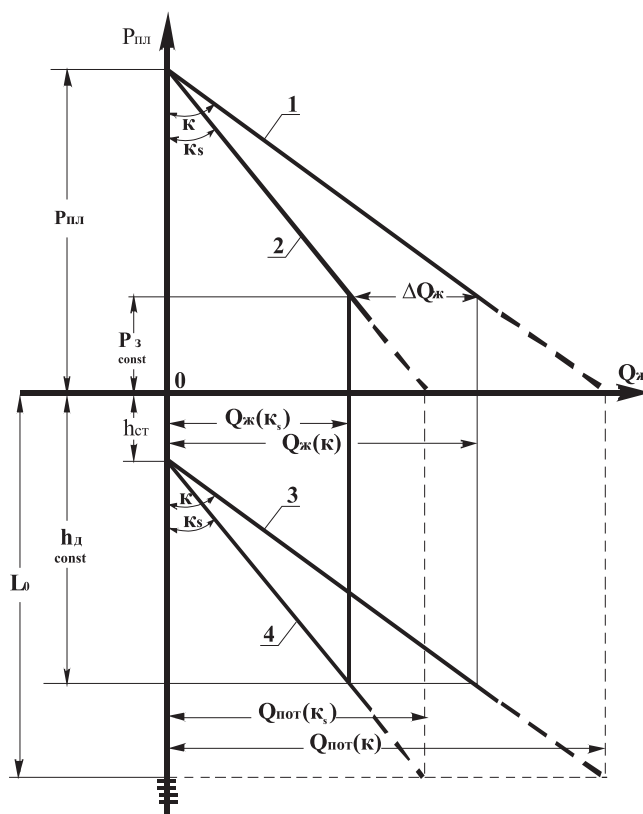


Рис. 4. Геометрическая интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора при $P_z = const$ и $h_d = const$: 1 – индикаторная линия $P_z = f(Q_{ж(k)})$; 2 – индикаторная линия $P_z = f(Q_{ж(k_s)})$; 3 – индикаторная линия $h_d = f(Q_{ж(k_s)})$; 4 – индикаторная линия $h_d = f(Q_{ж(k)})$; K – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{жс(k)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K ; $Q_{жс(k_s)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{жс}$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине; $h_{д}$ – динамический уровень жидкости в скважине; $Q_{ном(k)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K ; $Q_{ном(k_s)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K_s ; L_0 – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий.

ственной проницаемости пласта;

– числовое значение **скин-фактора S** представляет безразмерную величину;

– числовое значение **скин-фактора S** имеет только **положительную** величину (отрицательное значение s является следствием формул V. Everdingen A.F. & Hurst N. (1949) и Hawkins M.F. (1956), составленных с нарушениями законов подземной гидродинамики (см. часть 1). Матричный коэффициент проницаемости k (идеального) пласта всегда больше коэффициента проницаемости скин-зоны k_s , т.е. всегда присутствует неравенство ($k > k_s$), а повышение продуктивности скважины методами гидроразрыва, гидроакустики и др. физико-химическими методами ОПЗ не имеет никакого отношения коэффициенту проницаемости);

– область определения S (принадлежность), $S \in (0, 1]$;

– область существования S , $0 < S \leq 1$;

– при $k_s = k$ или $K_s = K$, скин-фактор S отсутствует (случай, когда пласт не имеет нарушений);

– при $k_s = 0$ или $K_s = 0$, скин-фактор S принимает максимальное значение, т. е. $S = 1$ (случай, когда пласт абсолютно непроницаемый).

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

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

– **в стадии проектирования** разработки месторождения **скин-фактор закладывается** в виде допущенных ошибок проектирования;

– **в стадии строительства** и разработки месторождения **скин-фактор обеспечивается** в виде реализованных **ошибок проектирования**;

– **в стадии эксплуатации** месторождения **скин-фактор реализуется** в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождения с необратимыми нарушениями параметров пласта и на восстановление разрушенной гидрогеоэкологии.

– Аналитические выводы формул (ΔP_s) и скин-фактора S , выполненные для зонально-неоднородного пласта подтверждаются выводами через индикаторные линии: «дебит – уровень», «дебит – давление», по значениям забойного давления и потенциального дебита.

– На основе теоретических и промысловых исследований, выполненных в области гидромеханики совместной работы пласта, скважины и подъемного оборудования (Муфазалов, 2008; Муфазалов и др., 2000; 1996; 2008), а также по полученным результатам данной работы и (Муфазалов, 2005), установлены фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости и полная взаимосвязь между основными параметрами и характеристиками системы «пласт-скважина и оборудование», как единая гидродинамическая система сообщающихся сосудов.

Часть 3 Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта и их последствия

*Тысячи путей ведут к заблуждению,
к истине – только один.
Ж.-Ж. Руссо*

Приводится критический анализ существующей формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины, конкретно указываются допущенные ошибки, дается вывод формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины. Формула для определения притока подтверждается выводом формулы притока по значению забойного давления. Указываются ошибки, допущенные в формуле для определения приведенного радиуса скважины. Приводится новое определение приведенного радиуса скважины и дается вывод его формулы.

Ключевые слова: гидродинамика пласта, формула Дюпюи, скин-зона, скин-фактор, коэффициент продуктивности, фиктивная скважина, приведенный радиус, гидродинамически несовершенная скважина.

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

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

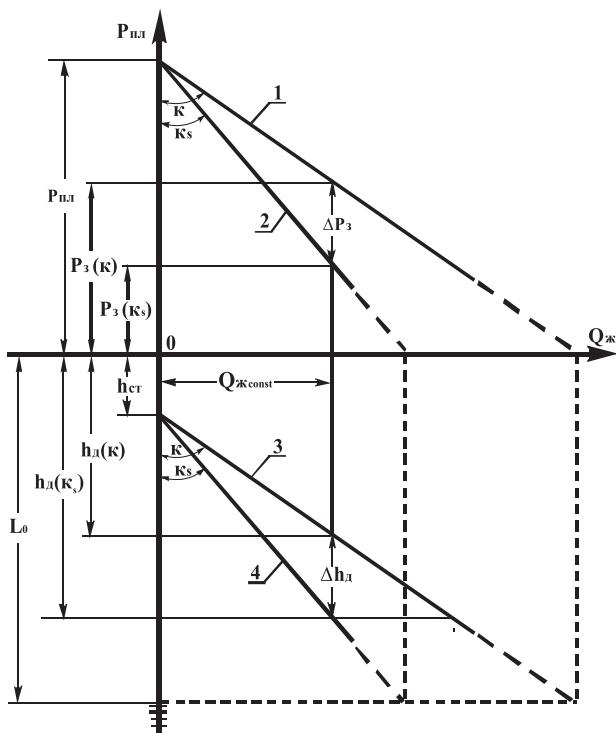


Рис. 5. Геометрическая интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора при $Q_{жconst}$ – приток пластовой жидкости в скважину; $h_{л(K)}$ – динамический уровень жидкости при продуктивности пласта K ; $h_{л(K_s)}$ – динамический уровень жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta h_{л}$ – снижение динамического уровня при ухудшении продуктивности пласта от K до K_s . Условные обозначения см. рис. 4.

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

Для определения притока к забою гидродинамически несовершенной (реальной) скважины в работах (Van Everdingen & Hurst, 1949; Справочное руководство..., 1983) и других учебных и научных литературах, в т.ч. зарубежных, рекомендуется формула

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

где S – значение скин-фактора.

В.И. Щуров (Щуров, 1983) для определения притока рекомендует формулу (3.2*), ничем не отличающую от (3.2), где значение S отражает гидродинамическое несовершенство по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта

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

Авторы (Ипатов, Кременецкий, 2010) рекомендуют (9.5.2.2), где

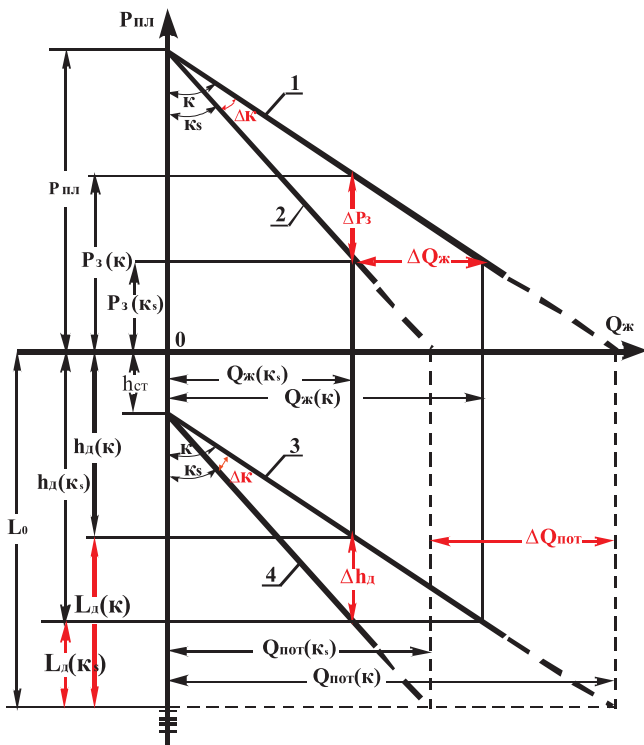


Рис. 6. Полная интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора: $h_{л(κ)}$ – динамический уровень при продуктивности пласта K ; $h_{л(κs)}$ – динамический уровень при продуктивности пласта K_s ; $\Delta h_{л}$ – снижение динамического уровня в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $L_{д(κ)}$ – динамическая глубина до верхних перфорационных отверстий; $L_{д(κs)}$ – динамическая глубина при продуктивности K_s ; L – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий; $L_{д(κ)}$ – динамическая глубина при продуктивности K ; $L_{д(κs)}$ – динамическая глубина при продуктивности K_s ; ΔP_3 – падение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $Q_{ном(κ)}$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта K ; $Q_{ном(κs)}$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{ном}$ – снижение потенциального дебита в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s . Условные обозначения см. рис. 4.

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

В работе (Закиров и др., 2009) авторы 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 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 принципиального значения.

Принципиальные и грубые ошибки в вышеуказанных формулах:

- не учтен коэффициент проницаемости k_s скин-зоны;
- 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 коэффициента пропорциональности, нельзя суммировать.

Вышеуказанные ошибки являются следствием применения формул Van Everdingen A.F. & Hurst N. (1949) и Hawkins M.F. (1956) для получения формулы притока.

Все вышеуказанные формулы **не пригодны** для расчета дебита реальной скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта. 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)

Вариант 1. $Q = Q_{k_s} = Q - const.$

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

$$\Delta P_k = P_{пл} - P_3(\kappa) = \frac{Q\mu}{k2\pi h} \cdot \ln \frac{Rk}{r_c} \quad (3.4)$$

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

$$\Delta P_s = P_3(\kappa) - P_3(\kappa_s) = \frac{Q\mu}{k_s 2\pi h} S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3.5)$$

Все обозначения указаны на рис. 3.

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

$$\begin{aligned} \Delta P_{ks} &= \Delta P_k + \Delta P_s = P_{пл} - P_3(\kappa_s) = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{Rk}{r_c} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \end{aligned} \quad (3.6)$$

ИЛИ

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

Уравнению (3.7) соответствует кривая 2 на рис. 3.

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

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

ИЛИ

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{r_c} \right)}. \quad (3.8)$$

Вариант 2. Q-const (Рис. 3, кривая 2)

Потеря давления в контуре питания с проницаемостью k составит

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

Потеря давления в скин-слое с проницаемостью k_s составит

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

При этом общие потери давления в околоскважинном пространстве составят

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

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

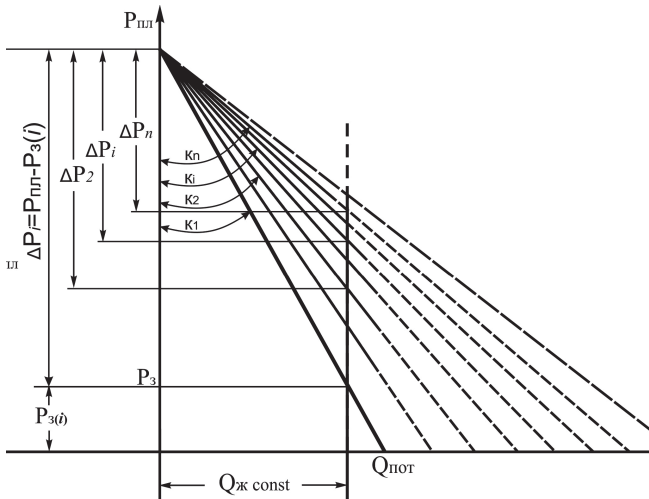


Рис. 7. Схема для пояснения возможности бесчисленного множества фиктивных скважин с различными приведенными радиусами $r_{np(i)}$ и одинаковыми дебитами, соответствующими дебиту одной реальной скважины. Бесчисленному множеству значений забойного давления $P_{z(i)}$ соответствует бесчисленное множество значений коэффициента продуктивности $K_{(i)}$ и, соответственно, бесчисленное множество фиктивных скважин с различными приведенными радиусами $r_{np(i)}$, но одинаковыми дебитами.

$$\begin{aligned} P_{nl} - P_{z(ks)} = \Delta P_{ks} &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k} \cdot \ln \frac{Rk}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{Rk}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{k_s}{k} \ln \frac{Rk}{r_c} - \frac{k_s}{k} \ln \frac{R_s}{r_c} + \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\frac{k_s}{k} \ln \frac{Rk}{r_c} + \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k_s} \left(\ln \frac{R_k^{k_s/k} \cdot R_s^{(1-k_s/k)}}{r_c} \right). \end{aligned} \quad (3.12)$$

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

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

ИЛИ

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{k_s/k} \cdot (R_s)^s}{r_c} \right)}. \quad (3.13)$$

Вариант 3. Q_k=Q_{ks}=Q-const (Рис. 3)

Дебит идеальной скважины

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

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

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

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

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

отсюда

$$k_{cp} = \frac{k_s \ln \frac{Rk}{r_c}}{\ln \left(\frac{Rk^{ks/k} \cdot (R_s)^s}{r_c} \right)}, \quad (3.16)$$

или

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

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

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

3.2. Определение дебита скважины с зонально-неоднородной проницаемостью пласта при равенстве забойных давлений ($P_{z(ks)} = P_{z(k)} = P_z$; $P_{nl} - P_{z(ks)} = P_{nl} - P_{z(k)} = P_{nl} - P_z = \Delta P_k = const$)

$$P_{nl} - P_{z(k)} = (P_{nl} - P_{R_s}) + (P_{R_s} - P_{z(k)}).$$

В интервале $P_{nl} - P_{R_s}$ коэффициент проницаемости равен k , а в интервале $P_{R_s} - P_{z(k)}$ – равен k_s (Рис. 3)

$$P_{nl} - P_{R_s} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s},$$

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

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

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

Из (3.18) получим

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

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

или

$$Q_s = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_k}{\mu \ln \left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^s}{r_c} \right)}. \quad (3.19)$$

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

3.3. Потери притока к забою реальной скважины при изменении забойного давления от $P_{z(ks)}$ до $P_{z(k)}$ (пласт зонально-неоднородный по проницаемости)

Приток при забойном давлении $P_{z(ks)}$ составит (3.13)

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

Приток при забойном давлении $P_{z(k)}$ составит (3.19)

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

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

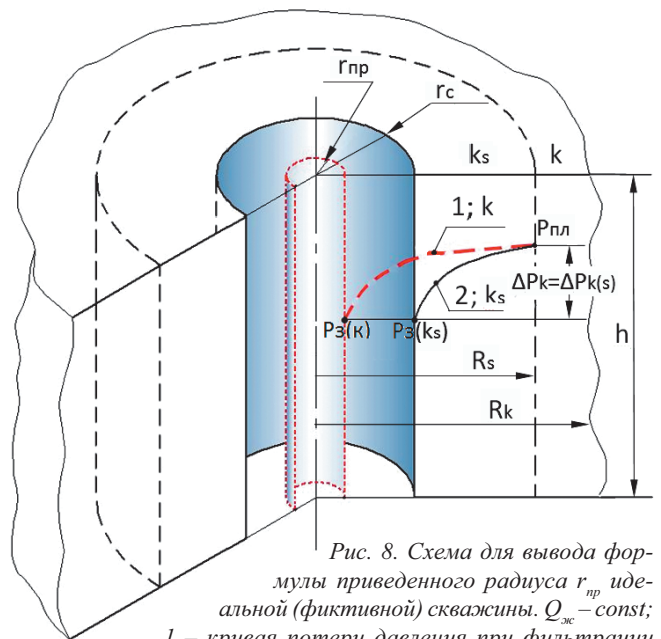


Рис. 8. Схема для вывода формулы приведенного радиуса r_{np} идеальной (фиктивной) скважины. $Q_{ж} = const$; 1 – кривая потери давления при фильтрации жидкости к идеальной (фиктивной) скважине с радиусом r_{np} ; 2 – кривая потери давления при фильтрации жидкости к реальной скважине с радиусом r_c ; k – коэффициент проницаемости пласта идеальной скважины; s – коэффициент проницаемости пласта реальной скважины; P_{nl} – давление пласта на контуре питания; R_k – забойное давление идеальной скважины; $P_{z(ks)}$ – забойное давление реальной скважины; R_s – радиус скин-зоны; R_c – 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.

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

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

$$\Delta Q = \frac{2\pi h \cdot k_s(P_3(k) - P_3(ks))}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)} = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_s}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^S}{r_c}\right)} \quad (3.22)$$

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

3.5. Заблуждения и ошибки, допущенные в теории о приведенном радиусе скважины

По определению приведенный радиус скважины r_{np} – 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:

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

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

Поскольку дебиты двух скважин приравняются при прочих равных условиях, имеем

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

отсюда

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

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 рисунке 7 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 коэф-

фициента продуктивности $K_{(i)}$ и забойного давления $P_{з(i)}$, т.е. депрессии $\Delta P_{(i)}$ (Рис. 7 и формула (3.32)).

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

$$Q_{const} = K_i \cdot \Delta P_i = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3(i))}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np(i)}}, \quad (3.23)$$

3.5. Вывод формулы приведенного радиуса r_{np} скважины

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

$$K_{const} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} = \frac{Q_i}{\Delta P_i}, \quad (3.24)$$

где Q_i – различные значения притока, соответствующие различным значениям депрессии $\Delta P_i = P_{nl} - P_{з(i)}$ 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} (3.16). При этом пласт рассматриваем как однородный с коэффициентом проницаемости k_{cp} .

$$Q_s = K_s \cdot \Delta P_k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3(ks))}{\mu \cdot \ln Rk/r_c}. \quad (3.25)$$

Обозначения на рис. 7 и 8.

Дебит гидродинамически совершенной фиктивной скважины (кривая 1 на рис.7).

$$Q_k = K \cdot \Delta P_k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nl} - P_3(k))}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \quad (3.26)$$

При равенстве коэффициентов продуктивности K_s реальной и K фиктивной скважин ($K_s = K$), 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, (Рис. 7 и 8) будут равны и дебиты этих скважин.

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

На основе анализа формул (3.33), (3.34) и (3.35) и рис. 7 и 8 можно сделать вывод о том, что **при прочих равных условиях, единственному значению коэффициента продуктивности соответствует единственное значение приведенного радиуса фиктивной скважины.**

Следовательно, 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 приведенного радиуса r_{np} .

Дебит гидродинамически несовершенной (реальной) скважины из (3.34)

$$Q_{k_s} = K_s \cdot \Delta P k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} \cdot \Delta P k(s) = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k_s))}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} \quad (3.27)$$

Коэффициент продуктивности реальной скважины

$$K_s = \frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} \quad (3.28)$$

Дебит гидродинамически совершенной фиктивной скважины из (3.35)

$$Q_k = K \cdot \Delta P k = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \Delta P k = \frac{k \cdot 2\pi h (P_{nn} - P_3(k))}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \quad (3.29)$$

Коэффициент продуктивности фиктивной скважины

$$K = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \quad (3.30)$$

При равенстве коэффициентов продуктивности реальной и фиктивной скважин имеем

$$\frac{k_{cp} \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_c} = \frac{k \cdot 2\pi h}{\mu \cdot \ln Rk/r_{np}} \quad (3.31)$$

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

$$r_{np} = r_c^{k/k_{cp}} / Rk^{k/k_{cp} - 1} \quad (3.32)$$

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 (при отсутствии скин-зоны, $k=k_{cp}$) радиусы этих скважин равны.

Заключение

Проблемы, которые рассматривались в этой статье, относятся к базовым положениям гидродинамики нефтяного пласта. Ошибки, допущенные в формулах для определения потери давления в скин-слое при фильтрации жидкости, скин-фактора, притока к забою реальной скважины и приведенного его радиуса, – результаты заблуждения одной цепочки.

Гидродинамика пласта как самостоятельная нефтяная наука, основанная и сформированная отечественными учеными Н.Е. Жуковским, Н.Н. Павловским, Л.С. Лейбен-

зонным, С.А. Христиановичем, В.Н. Щелкачевым и др., а также зарубежными учеными М. Muskat, Van Everdingen A.F. & Hurst N. и Hawkins M.F. к 50 годам XX века, казалась, полностью завершена, и проведены последние завершающие штрихи этой фундаментальной науки. Завершена в том смысле, что выявлены основные законы гидродинамики фильтрации пластовой жидкости, которым подчиняются глубинные процессы, происходящие в нефтегазовом пласте, написаны соответствующие уравнения и их решения. Сомневаться в надежности известных нам принципов этой науки не было оснований. Всякая динамично развивающаяся наука формулирует и определяет не только основные принципы, на которых она строится, но и должны быть определены основные направления и границы применимости этих принципов.

Каких бы теоретических и технологических успехов не достигла современная наука в области гидродинамики пласта, она далека от совершенства и к концу 50-х гг. практически полностью исчерпала свой потенциал и не создала ни одной фундаментальной теории, более того, сформировалась ошибочная концепция по базовым направлениям.

Крайне удивителен тот факт, что более полувека, начиная со второй половины XX столетия, патриархи Российской и зарубежной нефтяной науки были уверены в непогрешимости формулы (Van Everdingen & Hurst, 1949) для определения ΔP_s (Hawkins, 1956), скин-фактора S , а также формулы для определения притока к забою реальной скважины, несмотря на явные ошибки и спорные вопросы вокруг этих формул, составленных с нарушениями законов подземной гидродинамики.

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.

Современная гидродинамика пласта больна изнутри. Основные причины болезни, ее живучести и устойчивости – застой научных идей в сочетании с догматизмом и консерватизмом. Исследовательские работы в области подземной гидродинамики с тех времен и по настоящее время свелись к разработке полупырических подгонных теорий, имеющих предварительный характер ошибочных концепций. Пример тому, что по сей день остаются открытыми и дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: область существования значений скин-фактора S и его принадлежность, неопределенность положительного и отрицательного знака его значений. Отсутствие строгой теории вывода его формулы. По формуле Hawkins M.F. S может иметь значения от $-\infty$ до 0 и от 0 до $+\infty$ без принадлежности области определения, существования и практического применения. В связи с этим не решены проблемы качества вскрытия пласта, прогнозирования его энергетического состояния, фильтрационных свойств, определения продуктивности, текущего и потенциального дебита и коэффициента нефтеотдачи пласта в целом.

Следует отметить фундаментальные работы, выпол-

ненных академиком РАН Р.Ф. Ганиевым в области нелинейной волновой механики для различных систем, в т. числе применительно к фильтрации многофазных систем через пористую среду в авторезонансном режиме, а также Станислава Смирнова об универсальной перколяционной модели фильтрации через пористую (губчатую) среду. Но эти универсальные фундаментальные работы выполнены учеными из других областей науки.

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.

Литература

Van Everdingen A.F. & Hurst W. «The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs». *Trans. AIME*. Vol. 186. 1949. pp. 305-24.

Hawkins M. F. Jr. «A note on the skin effect». *Trans. AIME*. Vol. 207. 1956. pp. 356-57.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2010. 780 с.

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.

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. 484 с.

Михеев М.А. Основы теплопередачи. М.: Госэнергоиздат. 1949. 396 с.

Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра. 1983. 455 с.

Муфазалов Р.Ш. Гидромеханика добычи нефти: Учебное пособие для вузов. Т.1. М.: Изд-во «Горная книга». 2008. 328 с.

Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Бурцев И.Б. Гидромеханика совместной работы пласта, добывающих и нагнетательных скважин. Казань: Изд-во «Дом печати». 2000. 282 с.

Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Бурцев И.Б. Гидромеханика процесса скважинной добычи нефти при установившихся и неустановившихся режимах движения жидкости. М.: Изд-во МГГУ. 1996. 290 с.

Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х. Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. Казань: Изд-во «Дом печати». 2005. 184 с.

Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2005. 44 с.

Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра. 1983. 510 с.

formula of the skin factor for zone-inhomogeneous reservoir. The relative impact of the radius of the skin layer and the permeability coefficient on the amount of fluid inflow into the well is highlighted.

The fundamental conclusion and basic relationships and dependences of the basic parameters of the «reservoir - well and lifting equipment» system is given. A critical analysis of the existing formulas for the determining of liquid inflow to the bottom of real well is presented, the errors are specified, and derivation of formulas for the liquid inflow to the bottom of real well is made. We give a new definition of the reduced radius of the well and derive its formula.

Keywords: historical mistakes and errors, hydrodynamics of reservoir, skin factor, permeability coefficient, radius of the skin-layer, indicator lines, productivity coefficient, fictional well, hydrodynamically imperfect well.

Роберт Шакурович Муфазалов

Директор научно-производственной фирмы «Тимур-нефтегаз».

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

452620, г. Октябрьский, РБ, пр. Ленина, 5-19

Тел. (34767) 44424, 50374, 8 9273166000.

tng41@inbox.ru

М.: Московский государственный горный университет.
2008. 315 с.

Гидромеханика добычи нефти

Том 1. Учебное пособие

Муфазалов Р. Ш.

Изложены основные вопросы гидромеханики добывающих и нагнетательных скважин. Подробно рассмотрены условия совместной работы пласта скважины и насосного оборудования как единой гидравлической системы при различных способах добычи нефти. Графическая интерпретация изучаемых вопросов дана в двух вариантах: через напоры на забое и на буфере скважины и через давления. Особое место отведено скинфактору, выводу формулы для его расчета, физическому истолкованию и геометрической интерпретации его значения.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Физические процессы горного или нефтегазового производства» направления подготовки дипломированных специалистов «Горное дело».

ISBN: 978-5-98672-106-4

ББК: 33.36

УДК: 622.276.56



R.Sh. Mufazalov

Skin factor. Historical mistakes and errors made in the hydrodynamic theory of oil reservoir

A valid critical analysis of the existing concept of skin factor is presented. In this regard, a detailed and consistent analytical derivation of its formula is given. We derive the