

Виды гидродинамического несовершенства скважин

- По степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;
- По характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;
- По качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

Типы гидродинамического несовершенства скважин

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта с радиусом R_k , свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой (рис. а).

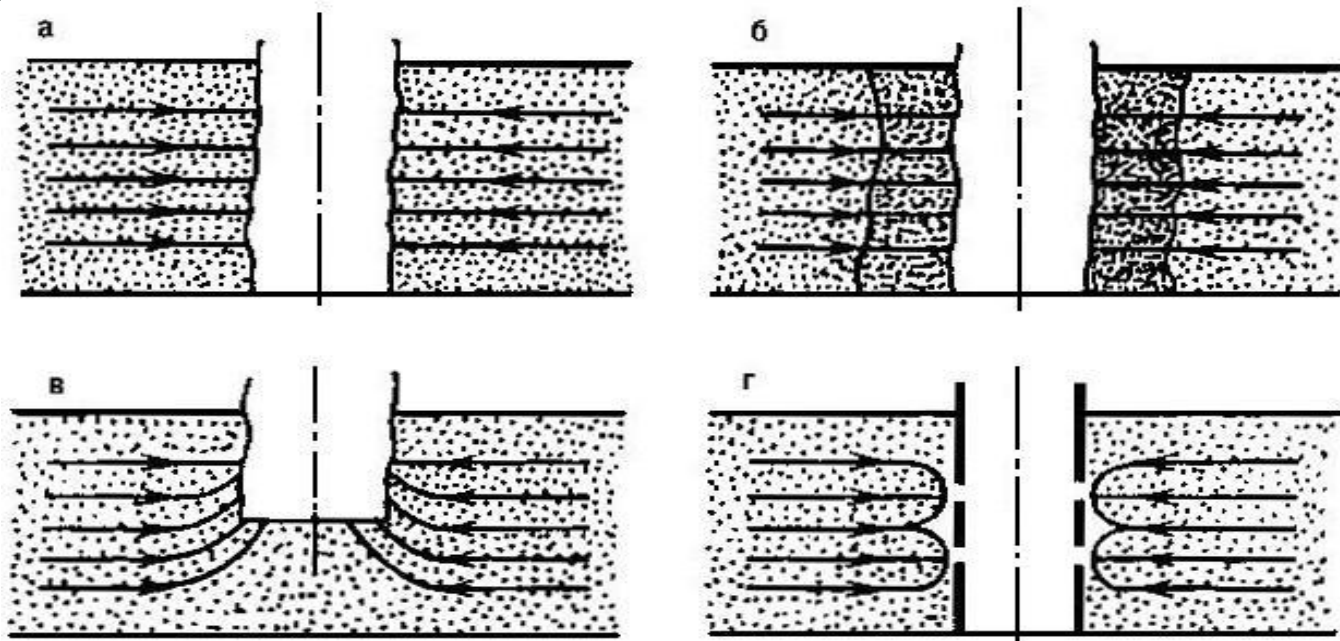


Схема притока в гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин (φ)

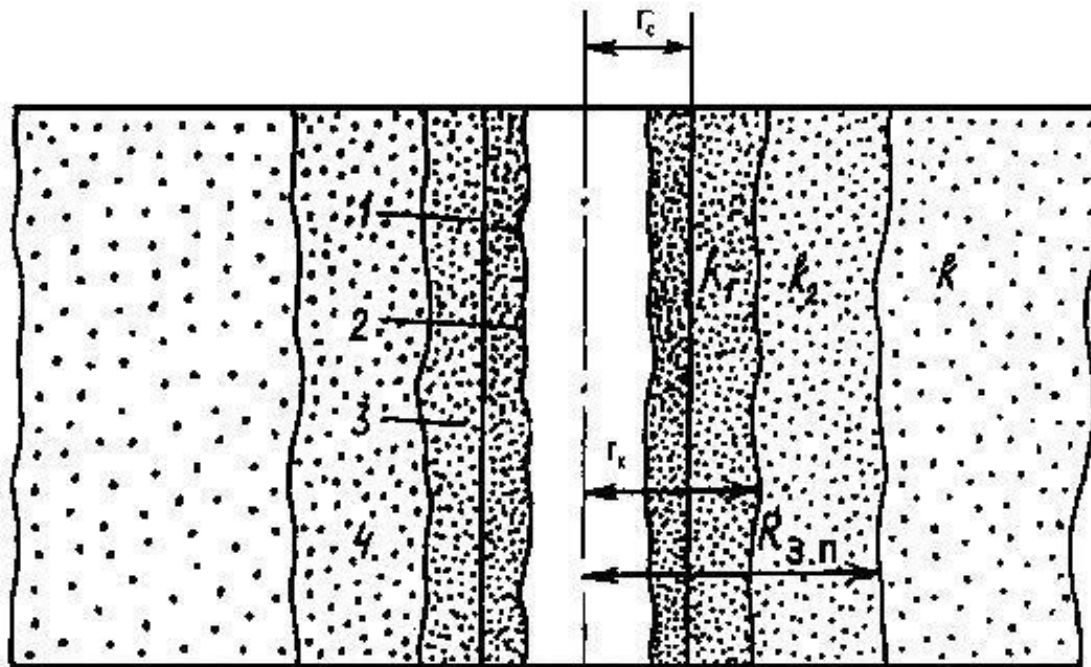
Характеризует степень гидродинамической связи пласта и скважины, под которым понимают отношение фактического дебита Q_{ϕ} скважины к дебиту Q_c этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной.

$$\varphi = \frac{Q_{\phi}}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\pi}} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_{\text{пр}}}}$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важных характеристик и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности

Коэффициент гидродинамического несовершенства скважин по качеству вскрытия

Известно, что в общем случае в пласте вокруг скважины образуются две зоны с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата радиусом $R_{з.п.}$ и зона кольматации радиусом r_k . Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.



1 – стенка скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона кольматации; 4 – зона проникновения фильтрата бурового раствора; k , k_1 , k_2 – проницаемость соответственно природная, в зоне кольматации и в зоне проникновения фильтрата.

Согласно формуле Дюпюи дебит такой скважины будет равен:

$$Q_{\text{з.п.}} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_2)}{\mu \cdot \ln(R_{\text{к}}/R_{\text{з.п.}})}.$$

Аналогично для движения жидкости в зоне проникновения $R_{\text{з.п.}} \rightarrow r_{\text{к}}$

$$Q_{\text{з.п.}} = \frac{2\pi k_2 h(p_2 - p_1)}{\mu \cdot \ln(R_{\text{з.п.}}/r_{\text{к}})};$$

и для движения жидкости через зону кольматации

$$Q_{\text{з.к.}} = \frac{2\pi k_1 h(p_2 - p_{\text{в}})}{\mu \cdot \ln(r_{\text{к}}/r_{\text{с}})}.$$

Исходя из условия неразрывности потока, когда $Q_c = Q_{3.п.} = Q_{3.к.}$ и, сравнив их, получим:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_B)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_K}{R_{3.п.}} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_{3.п.}}{r_K} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_K}{r_c} \right)};$$

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_B)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_K}{R_{3.п.}} + \frac{k}{k_2} \ln \frac{R_{3.п.}}{r_K} + \frac{k}{k_1} \ln \frac{r_K}{r_c} \right)}.$$

Отношения $\frac{k}{k_1}$ и $\frac{k}{k_2} \equiv \beta_1$ показывает, насколько проницаемости зон проникновения и кольматации ухудшены по сравнению с природной. В нефтегазовой практике дополнительные фильтрационные сопротивления за счет изменения проницаемости породы в призабойной зоне называют скин-эффектом S

Тогда формула описывающая движение жидкости будет:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_{\delta} \right)},$$

где $S_{\delta} = S_1 + S_2$, т. е. скин-эффект за счет бурения состоит из суммы скин-эффектов в обеих призабойных зонах – кольматации и проникновения фильтрата.

$$S_{\delta} = \beta_2 \ln \frac{R_{\text{з.п.}}}{r_{\text{к}}} + \beta_1 \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + \ln \frac{R_{\text{з.п.}}}{r_{\text{с}}}.$$

Если зона кольматации отсутствует, т.е. $r_{\text{к}} = r_{\text{с}}$, то принимает вид

$$S_{\delta} = S_2 = (\beta_2 + 1) \ln \frac{R_{\text{з.п.}}}{r_{\text{с}}}.$$

И наоборот, если применяют принудительную кольматацию, в результате которой невозможна фильтрация в пласт, то

$$S_{\delta} = S_1 = (\beta_2 + 1) \ln \frac{r_k}{r_c}.$$

Для оценки влияния глубины и степени загрязнения призабойной зоны на добывающие возможности скважины, несовершенной по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением, вводится коэффициент гидродинамического совершенства $\phi = Q_{\phi}/Q_c$

$$\phi = \frac{\ln (R_k / r_c)}{\ln \frac{R_k}{r_c} + S_{\delta}} = \frac{Q_{\phi}}{Q_c}.$$

В этой формуле числитель характеризует величину основных фильтрационных сопротивлений, возникающих при плоскорадиальной фильтрации от радиуса контура питания скважины до ее забоя.

Коэффициент гидродинамического несовершенства скважин по степени и характеру вскрытия

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1 + C_2},$$

где C_1 , C_2 - безразмерные коэффициенты, учитывающие дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта. Коэффициент C_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент C_2 зависит от длины l_K и диаметра d_K перфорационных каналов и плотности перфорации.

Фактический дебит $Q_{\text{ф}}$ реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все виды гидродинамического несовершенства

$$Q_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\omega_{\text{осн}} - \omega_{\text{доп}}} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)},$$

где C_1 C_2 – безразмерные коэффициенты

$S_{\text{б}}$, $S_{\text{п}}$ — показатель несовершенства скважины соответственно из-за влияния бурового раствора и перфорации