

# 3

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИНЫ (По И.Н. Гайворонскому)

---

Известно, что приток жидкости к забою гидродинамически совершенной скважины описывается уравнением Дюпюи:

$$Q_c = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_з)}{\mu \ln(R_k / r_c)} = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \ln(R_k / r_c)}, \quad (3.1)$$

где  $Q_c$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/с;  $k$  – коэффициент проницаемости пласта в зоне дренирования, м<sup>2</sup>;  $h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;  $p_{пл}$  – давление в пласте на контуре питания скважины, Па;  $p_з$  – давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па;  $\Delta p$  – разность давлений, под действием которой пластовая жидкость продвигается к забою скважины (депрессия на пласт), Па;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $r_c$  – радиус скважины (по долоту), м.

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. Из рис. 3.1 видим, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг ствола скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение жидкости в пористом пространстве только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, призабойная зона играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

Приток жидкости в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и загустения линий потоков. Выделяют три типа гидродинамического совершенства скважин:

- 1) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю его толщину;
- 2) по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;
- 3) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой сферы в призабойной зоне уменьшена по отношению к природной проницаемости пласта.

Известно, что в общем случае в пласте вокруг скважины образуются две зоны с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата радиусом  $R_{зп}$  и зона кольматации радиусом  $r_k$  (рис. 3.2). Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.

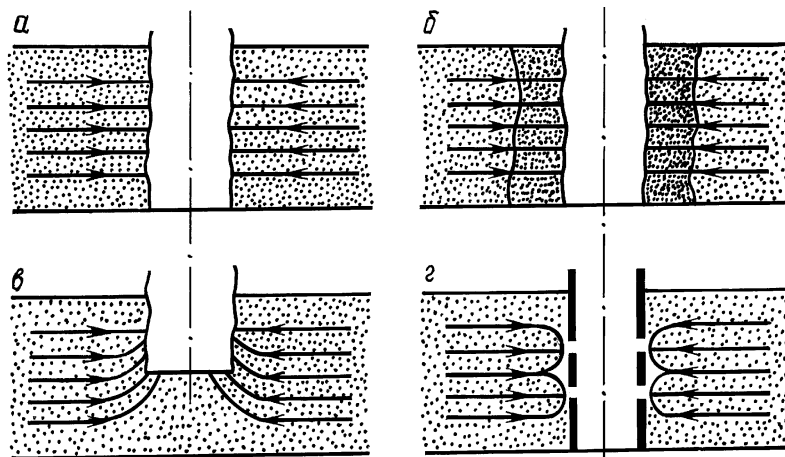


Рис. 3.1. Схема притока в гидродинамически совершенную (†) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (·), степени (·) и характеру (·) вскрытия продуктивного пласта

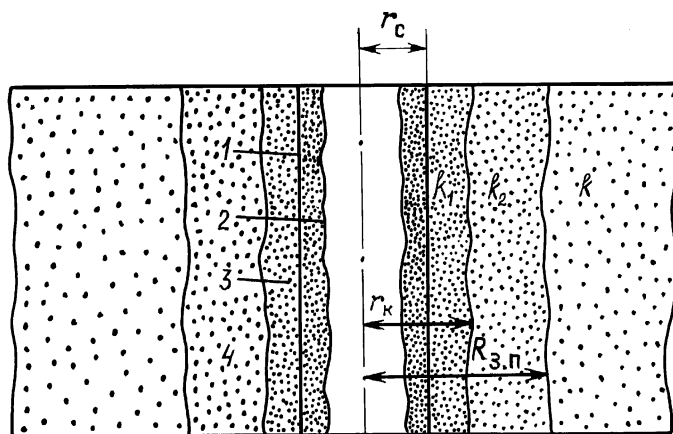


Рис. 3.2. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением: 1 - стенка скважины; 2 - глинистая корка; 3 - зона кольтматации; 4 - зона проникновения фильтрата бурового раствора;  $k, k_1, k_2$  - проницаемость соответственно природная, в зоне кольтматации и в зоне проникновения фильтрата

Обозначим давление на радиусе  $R_{з.п}$  через  $p_2$  и на радиусе кольтматации  $r_к$  через  $p_1$  и примем, что приток идет от контура питания  $R_к$  к скважине с воображаемым радиусом. Согласно формуле (3.1) дебит ее будет равен

$$Q_{з.п} = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_2)}{\mu \ln(R_к / R_{з.п})}. \quad (3.2)$$

Аналогично для движения жидкости в зоне проникновения

$$Q_{з.п} = \frac{2\pi k_2 h (p_2 - p_1)}{\mu \ln(R_{з.п} / r_к)} \quad (3.3)$$

и для движения жидкости через зону кольтматации

$$Q_{з.к} = \frac{2\pi k_1 h (p_2 - p_B)}{\mu \ln \frac{r_K}{r_c}}. \quad (3.4)$$

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

$$Q_\Phi = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_B)}{\mu \left( \ln \frac{R_K}{R_{з.п}} + \frac{1}{k_2} + \frac{R_{з.п}}{r_K} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_K}{r_c} \right)}, \quad (3.5)$$

или

$$Q_\Phi = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_B)}{\mu \left( \ln \frac{R_K}{R_{з.п}} + \frac{k}{k_2} + \frac{R_{з.п}}{r_K} + \frac{k}{k_1} \ln \frac{r_K}{r_c} \right)}. \quad (3.6)$$

Отношения  $\frac{k}{k_1} = \beta_1$  и  $\frac{k}{k_2} = \beta_2$  показывают, насколько проницаемости зон проникновения 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 (3.6) может быть приведена к следующему виду:

$$Q_\Phi = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_B)}{\mu \left( \ln \frac{R_K}{r_c} + S_6 \right)}, \quad (3.7)$$

где  $S_6 = S_1 + S_2$ , т.е. скин-эффект за счет бурения состоит из суммы скин-эффектов в обеих призабойных зонах – кольматации и проникновения.

Из формул (3.6) и (3.7) получается, что

$$S_6 = \beta_2 \frac{R_{з.п}}{r_K} + \beta_1 \ln \frac{r_K}{r_c} + \ln \frac{R_{з.п}}{r_c}. \quad (3.8)$$

Если зона кольматации отсутствует, т.е.  $r_K = r_c$ , то формула (3.8) принимает вид

$$S_6 = S_2 = (\beta_2 - 1) \ln \frac{R_{з.п}}{r_c}. \quad (3.9)$$

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

$$S_6 = S_1 = (\beta_1 - 1) \ln \frac{r_K}{r_c}. \quad (3.10)$$

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

Тогда

$$\varphi = \frac{\ln R_K / r_c}{\ln \frac{R_K}{r_c} + S_6} = \frac{Q_\Phi}{Q_c}. \quad (3.11)$$

В этой формуле числитель характеризует величину основных фильтрационных сопротивлений, возникающих при плоскорадиальной фильтрации от радиуса контура питания скважины до ее забоя. При равномерной сетке расположения скважин с расстоянием между ними 600 м и при радиусе скважины по долоту 0,1 м значение числителя равно 8. На рис. 3.3 и 3.4 изображено, как изменяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от параметров зоны кольматации и зоны проникновения. При этом если проницаемость пористой среды в зоне кольматации размером 5 см ухудшена в 20 раз, то скважина будет работать только на 51 % своих потенциальных возможностей, а если в 100 раз (что возможно), то на 18 %.

Как было отмечено ранее, скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю его толщину, то такая скважина несовершенна по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при общих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, вызываемых искривлением и сгущением линий потоков жидкости и газа в околоскважинной зоне пласта и на стенке скважины, вернее, на границе скважина – пласт. Сгущение потоков, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, который вскрыл бы продуктивный пласт на всю его толщину.

Рис. 3.3. Влияние параметров зоны кольматации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при  $\beta_1 = 1$ . Шифр кривых – степень снижения проницаемости  $\beta_2$

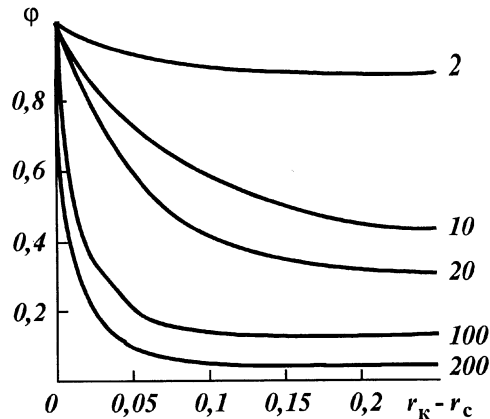
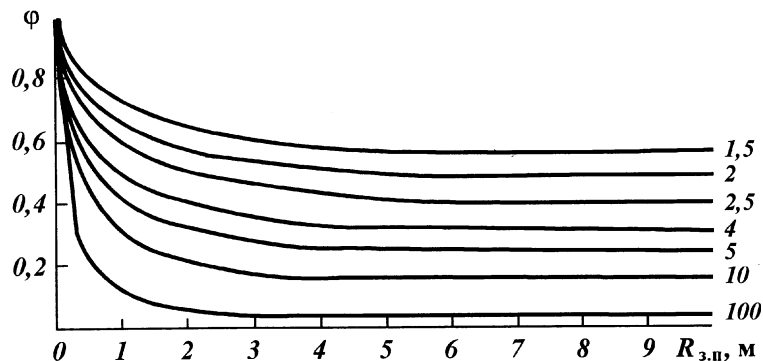


Рис. 3.4. Влияние параметров зоны проникновения фильтра на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при  $\beta = 1$ . Шифр кривых – степень снижения проницаемости  $\beta_1$



Таким образом, несовершенное по степени и характеру вскрытие продуктивного пласта характеризуется коэффициентом гидродинамического несовершенства

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2}, \quad (3.12)$$

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. Эти коэффициенты находятся по известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов. При этом принимается, что перфорационные каналы идеальны в геометрическом и гидродинамическом отношении, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей своей длине и вокруг них нет зоны с пониженной проницаемостью. Для такой идеализированной картины графики В.И. Щурова, как показали сравнения с математическим решением числовым методом М. Харриса задачи о притоке жидкости к геометрически несовершенной скважине, дают довольно точный результат в пределах исследованных значений параметров перфорации. В работе И.Н. Гайворонского дана оценка качественного влияния параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (3.12) при условии, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю его толщину, т.е.  $C_1 = 0$ . Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 3.5 и 3.6. Из рис. 3.5 видно, что при плотности перфорации 10 отверстий на 1 м и более увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших

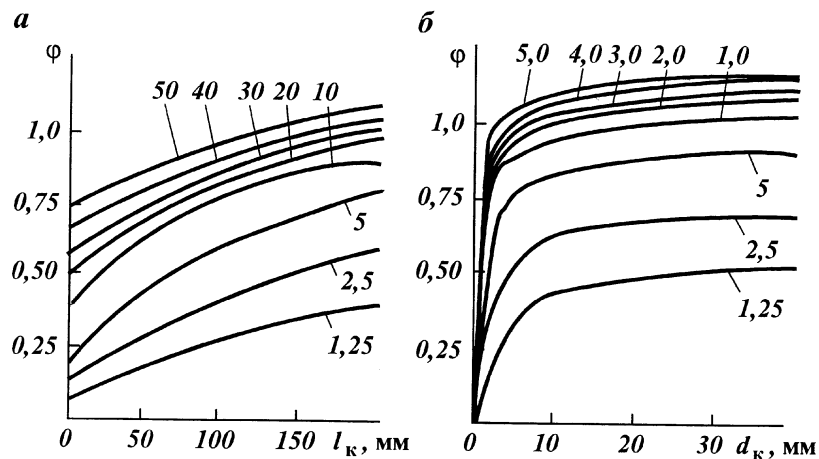
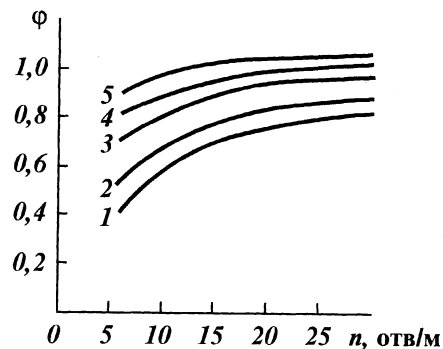


Рис. 3.5. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от параметров перфорации ( $R_k = 400$  м;  $r_c = 0,1$  м):  
 а – от длины канала перфорации;  $d_k = 12$  мм; б – от диаметра канала перфорации;  $l_k = 150$  мм; цифры на кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м

Рис. 3.6. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации ( $R_k = 450$  м,  $r_c = 0,1$  м;  $d_k = 12$  мм): 1, 2, 3, 4, 5 —  $l_k$  соответственно 25, 50, 100, 150 и 200 мм



значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это объясняется с помощью закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промышленных условиях такие случаи практически отсутствуют.

Кривые на рис. 3.5, б указывают на незначительное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин. А это значит, что нет необходимости создавать каналы большого диаметра.

Из рис. 3.6 видно, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации следует считать плотность не более 12–16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12–16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала более 6–8 мм практически не приводит к возрастанию степени совершенства скважин.

Указанные выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда поровая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические каналы чисты по всей своей длине. Реальная картина далека от идеализированной. Схематическое изображение призабойной зоны перфорированной скважины показано на рис. 3.7. Из этого рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины необходимо ввести еще и коэффициент  $S_n$  (скин-эффект перфорации), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить скин-эффект  $S_n$  по промысловым данным не удастся.

Для оценки качества гидродинамической связи скважины с пластом при помощи перфорационных каналов, полученных в разных условиях, введено понятие коэффициента совершенства канала  $K_c$ , под которым подразумевается отношение затрат жидкости через перфорированную в реальных условиях цель к затратам жидкости через идеальный канал этих же размеров.

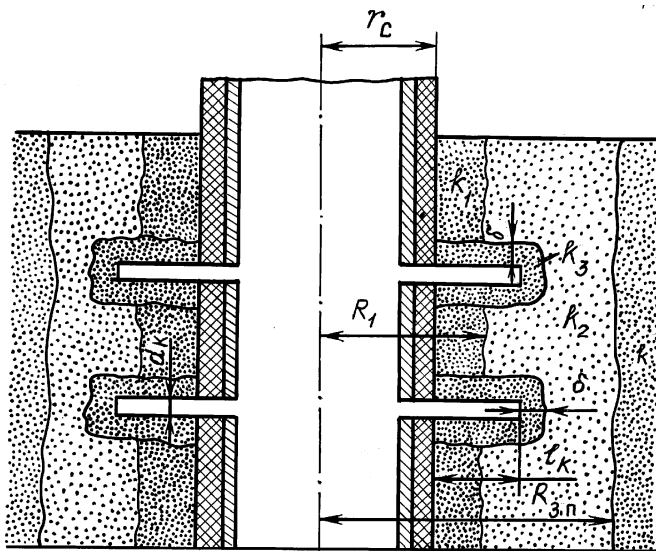


Рис. 3.7. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины:  
 $\delta$  — толщина зоны ухудшенной проницаемости вокруг перфорированного канала;  $k_3$  — проницаемость породы в зоне вокруг перфорированного канала

Рис. 3.8 иллюстрирует зависимость коэффициента совершенства скважины от глубины перфорационных каналов при наличии вокруг скважины зоны проникновения толщиной 100 мм с ухудшенной проницаемостью до 20 раз. При длине каналов меньше глубины зоны проникновения фильтра коэффициент совершенства имеет очень малые значения, при выходе каналов перфорации за пределы зоны проникновения коэффициент совершенства резко возрастает. Действительно, для одной и той же плотности перфорации 13 отверстий на 1 м и при снижении проницаемости породы в зоне проникновения фильтрации в 20 раз коэффициент совершенства равен 0,15; 0,20 и 0,73 при длине перфорационных каналов соответственно 50, 85 и 125 мм. Таким образом, для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раза была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обыкновенно превышает 0,5 м, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200–300 мм, то выполнить указанные условия на данном уровне развития кумулятивной перфорации не удастся.

На основании указанного выше формула дебита реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все виды гидродинамического несовершенства, принимает вид

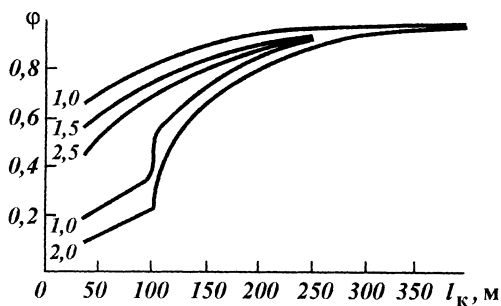


Рис. 3.8. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от длины чистых цилиндрических каналов перфорации ( $d_c = 6,35$  мм,  $n = 13$  отверстий на 1 м,  $R_{3,п} = 175$  мм,  $r_c = 75$  мм,  $R_k = 300$  м)

$$Q_{\Phi} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}}{\omega_{\text{осн}} - \omega_{\text{доп}}} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\mu \left( \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_6 + S_{\text{п}} \right)}. \quad (3.13)$$

При этом дополнительные фильтрационные сопротивления

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kn} (C_1 + C_2 + S_6 + S_{\text{п}}).$$

Для расчетов притока жидкости или времени для системы взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Это радиус такой фиктивной скважины, дебит которой при остальных равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Исходя из этого, формулу (3.13) можно записать в следующем виде:

$$Q_{\Phi} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\mu \left( \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_6 + S_{\text{п}} \right)} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (3.14)$$

Отсюда выражение для оценки приведенного радиуса скважины имеет вид:

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{с}} e^{-(C_1 + C_2 + S_6 + S_{\text{п}})}. \quad (3.15)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть выражен зависимостью

$$\varphi = \frac{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}})}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{пр}})}. \quad (3.16)$$

В то же время изменение проницаемости породы в призабойной зоне и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, в реальной скважине в промышленных условиях технологи не знают, например, размеры и форму полученных перфорационных каналов, степень изменения проницаемости пород вокруг перфорационных каналов и т.д. Технологи также не имеют доскональной информации и о других параметрах, по которым определяются значения дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (3.16) обычно невозможно, так как неизвестны точные значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

В то же время, базирясь на гидродинамических методах исследования скважин, можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства, если в формулу дебита реальной скважины ввести коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = kh/\mu.$$

Тогда

$$Q_{\Phi} = \frac{2\pi k\varepsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}) + C_1 + C_2 + S_6 + S_{\text{п}}}. \quad (3.17)$$



Преобразовав эту формулу относительно знаменателя, видим, что сумма

$$\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 + S_6 + S_{II} = \frac{2\pi k \epsilon (p_{пл} - p_B)}{Q_\phi} \quad (3.18)$$

дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры – коэффициенты гидропроводности и продуктивности скважины.

Подставляя (3.18) в (3.17), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \frac{\eta_\phi}{\epsilon} \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (3.19)$$

В формуле (3.19) величина продуктивности  $\eta_\phi$  определяется по результатам исследований скважины при стабильных режимах ее работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта  $\epsilon$  определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах  $\Delta p - \ln t$ . Из теоретических основ газогидродинамических исследований на стабильных и нестабильных режимах работы вытекает, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с природными фильтрационными свойствами. Этот конечный вывод позволяет интегрально оценивать зависимость изменения продуктивности скважины от суммы факторов в процессе ее строительства. На основании этих данных следует предусматривать мероприятия, направленные на интенсификацию притока из пласта.