

## Влияние скин-зоны на работу эксплуатационных скважин

Т.Ш. Салаватов, д.т.н.,

М.А. Дадаш-заде, к.т.н.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** скин-зона, скин-фактор, проницаемость, динамический и статический уровни, производительность.

DOI.10.37474/0365-8554/2020-2-21-24

e-mail: petrotech@asoil.az

### İstismar quyularının işinə skin-zonanın təsiri

T.Ş. Salavatov, t.e.d., M.Ə. Dadaş-zadə, t.e.n.  
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

**Açar sözlər:** skin-zona, skin-faktor, keçiricilik, dinamik və statik səviyyə, məhsuldarlıq.

Dərinlik nasos quyularının istismari zamanı onların hidrodinamik natamamlığı səbəbindən problemlər yaranır. Bu zaman quyudibi zonada layın keçiriciliyi pozulur. Bu kəmiyyət yalnız layın həqiqi keçiriciliyindən asılı deyil, eyni zamanda quyudibi zonanın vəziyyəti ilə də bağlıdır.

Məqalədə, quyudibi zonanın skin-zonasını nəzərə almaqla dərinlik nasos qurğusunun işinin hesablanma metodikası təklif olunur ki, bu nasosun məhsuldarlığının yaxşılaşdırılması üçün işlərin proqnozlaşdırılmasına imkan verir.

### Influence of skin-zone on the operation of production wells

T.Sh. Salavatov, Dr. in Tech. Sc., M.A. Dadash-zade,  
Cand. in Tech. Sc.

Azerbaijan State University of Oil and Industry

**Keywords:** skin-zone, skin-factor, permeability, dynamic and static levels, productivity.

The issues occur during the operation of pumping well due to the hydrodynamic imperfections. Here-with, formation permeability in bottomhole zone is broken. This value depends not only on the actual formation permeability, but on the state of well bottomhole correspondingly as well.

A calculation methodology of operation of pumping well installation considering skin-zone in well bottomhole enabling to forecast the surveys on the improvement of pump efficiency is offered.

В нефтяной промышленности эксплуатация скважин глубинными насосами разных систем является одним из ведущих способов добычи нефти. Широкому внедрению глубиннонасосной эксплуатации способствуют простота конструкции всей установки, несложность обслуживания и возможность получения дебитов в довольно большом диапазоне [1–3].

При длительной эксплуатации глубиннонасосных скважин в связи с падением давления и температуры, уменьшением количества растворенного газа и другими причинами возникает зона, в которой физические показатели пласта снижаются. Нарушение гидродинамического совершенства скважины и проницаемости в окрестности её забоя не препятствуют определению проницаемости пласта во всей остальной области дренажной зоны эксплуатационной части скважины. Отметим, что нарушение проницаемости пласта в призабойной зоне скважины (ПЗС) влияет на величину понижения забойного давления и на статический уровень насосной скважины. Соответственно заданной производительности скважины на коэффициент её продуктивности влияет скин-зона.

Если глубиннонасосная скважина гидродинамически несовершенна и проницаемость пласта в ПЗС нарушена, то полученное значение проницаемости не может отражать истинное её значение. Данная величина в литературе называется кажущейся проницаемостью и зависит от истинной проницаемости пласта, а также состояния ПЗС скважины. Таким образом, при расчете показателей скважины и пласта мы имеем две проницаемости – эффек-

тивную и кажущуюся. Анализ показывает, что сравнение двух величин может быть весьма полезным, поскольку выявляет, насколько нарушение гидродинамического совершенства скважины влияет на дебит. Если между этими параметрами разница большая, то необходимо провести мероприятие, способствующее увеличению проницаемости призабойной зоны пласта и ослаблению эффекта гидродинамического несовершенства скважины. К таким мероприятиям относятся гидроразрыв пласта, кислотная обработка забоя, дополнительная кумулятивная перфорация или торпедирование забоя скважины.

В процессе обработки многочисленных промысловых материалов, было обнаружено, что очень часто величина показателя скин-эффекта оказывалась большой и положительной, что указывает на ухудшение проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации и при подземном ремонте скважины. Согласно американским исследователям в некоторых случаях на долю скин-эффекта приходится более 80 % от общего перепада давления в пласте.

Несовершенство глубиннонасосных скважин можно учесть двумя способами.

1. Заменить величину истинного радиуса скважины на иное значение радиуса. В данном способе величина скин-эффекта будет отражать только влияние изменения проницаемости призабойной зоны.

2. Для гидродинамически несовершенной скважины можно сохранить величину её радиуса, но тогда показатель скин-эффекта будет отражать не только влияние изменения проницаемости пласта, но и влияние гидродинамического несовершенства самой скважины.

Анализируя видим, что второй способ более удобен, поскольку количественная оценка величины приведенного радиуса скважин оказывается обычно очень неточной. Отметим, что будет более оптимально, чтобы параметр скин-эффекта объединял влияние двух показателей – гидродинамического несовершенства скважины и изменения проницаемости призабойной зоны. При этом необходимо показать, что такие мероприятия, как кумулятивная перфорация, торпедирование забоя скважины, кислотная обработка под давлением, отражаются одновременно и на изменении гидродинамического несовершенства скважины, и на состоянии её призабойной зоны. Гидроразрыв пласта наиболее целесообразно проводить не

только для уменьшения значения скин-эффекта, но и для увеличения проницаемости пласта в области сравнительно более удаленной от забоя скважины.

В зависимости от эксплуатационной характеристики скважин для отбора оптимального дебита жидкости глубинные насосы спускаются до забоя или их подвешивают на некоторой высоте от него. Погружать прием насоса под динамический уровень жидкости следует на возможно минимальную глубину, необходимую для преодоления ряда гидравлических сопротивлений, возникающих при движении жидкости через приемное устройство насоса и сужения отверстия приемного клапана.

Производительность скважины, подлежащей откачке, определяется допустимой депрессией уровня и коэффициентом продуктивности или удельным дебитом.

Надо отметить, что максимально допустимое понижение уровня в скважинах или депрессия уровня, при которой возможна бесперебойная эксплуатация, устанавливается по данным исследования и в соответствии с геолого-техническими условиями эксплуатации для каждого горизонта или пласта. При этом необходимо принимать во внимание состояние призабойной зоны, близость расположения контурных и подошвенных вод, причём производительность насоса должна проектироваться только в пределах этой депрессии.

При правильно запроектированном режиме работы фактическая производительность глубинного насоса должна соответствовать дебиту жидкости и пласта при данном динамическом уровне. В процессе определения параметров работы глубинного насоса необходимо стремиться к обеспечению заданной теоретической производительности насоса, что возможно при выборе наилучшей комбинации его параметров, необходимых при учете работы скважины и пласта.

При сформулированных условиях точное исследование данной задачи сопряжено с большими математическими трудностями и поэтому обычно предпочитают пользоваться приближенным методом.

Предположим, что в фильтрационном потоке проведены вертикальные цилиндрические поверхности, соосные скважине. Предполагается, что во всех точках каждой из показанных поверхностей скорости фильтрации равны и весьма мало наклонены к горизонту траекто-

рин, их приближенно можно считать горизонтальными и прямолинейными. Данное приближение позволяет использовать для решения задачи теории плоского радиального движения с учётом состояния призабойной зоны.

Допустим, что одна из линий является следом одного из упомянутых цилиндров высотой  $z$  и радиусом  $r$ . Тогда расход жидкости через эту цилиндрическую поверхность может быть вычислен с помощью формулы:

$$Q = 2\pi r v z = 2\pi r z \frac{k}{\mu} \rho g \frac{dz}{dt}, \quad (1)$$

где  $Q$  – объёмный расход жидкости, дебит, м<sup>3</sup>/с;  $v$  – средняя скорость фильтрационного потока, м/с;  $z$  – искомая высота, м;  $r$  – радиус приведённого цилиндра, м;  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность несжимаемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu$  – динамическая вязкость несжимаемой жидкости, мПа · с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $t$  – время, с.

Разделим данную формулу на переменные:

$$z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k \rho g} \frac{dr}{r}. \quad (2)$$

Проинтегрируем последнее уравнение в пределах

$$z = h_d; r = R_c,$$

$$z = h_c; r = R_k.$$

Тогда имеем:

$$\int_{h_d}^{h_c} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k \rho g} \int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{r}. \quad (3)$$

С учетом скин-зоны правую часть можно записать, как

$$\int_{h_d}^{h_c} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi \rho g} \left[ \int_{R_c}^{R_s} \frac{1}{k_s} \frac{dr}{r} + \int_{R_s}^{R_k} \frac{1}{k} \frac{dr}{r} \right]. \quad (4)$$

Отсюда имеем:

$$h_c^2 - h_d^2 = \frac{Q\mu}{2\pi \rho g} \left[ \frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{R_c} + \frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{R_s} \right], \quad (5)$$

где  $h_c$ ,  $h_d$  – статический и динамический уровни жидкости в скважине, м;  $R_c$ ,  $R_k$ ,  $R_s$  – соответственно радиусы скважины, контура пласта и скин-зоны, м;  $k_s$  – проницаемость скин-зоны, м<sup>2</sup>;

В правую часть добавляем и отнимаем значение  $\frac{R_s}{R_c}$ :

$$h_c^2 - h_d^2 = \frac{Q\mu}{2\pi \rho g k} \times \left[ \frac{k}{k_s} \ln \frac{R_s}{R_c} - \ln \frac{R_s}{R_c} + \ln \frac{R_s}{R_c} + \ln \frac{R_k}{R_s} \right]. \quad (6)$$

Проведем группировку:

$$h_c^2 - h_d^2 = \frac{Q\mu}{2\pi \rho g k} \left[ \ln \frac{R_s}{R_c} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]. \quad (7)$$

Значение, данное в формуле  $\ln \frac{R_s}{R_c} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right)$ , характеризует скин-фактор. С учетом вышесказанного, определяем значение объёмного расхода:

$$Q = \frac{2\pi \rho g k (h_c^2 - h_d^2)}{\mu \left( S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)}, \quad (8)$$

где  $S$  – скин-фактор, безразмерная величина.

В промысловой практике часто возникает необходимость в определении динамического уровня в глубиннонасосной скважине, так как для отбора оптимального дебита жидкости насос спускают до забоя и погружают прием глубинного насоса под динамический уровень жидкости.

Тогда имеем:

$$h_d = \sqrt{h_c^2 - \frac{Q\mu}{2\pi \rho g k} \left[ S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]}. \quad (9)$$

Как видно, скин-фактор существенно влияет на значение динамического уровня. Если этот фактор положительный, тогда динамический уровень снижается, что влияет на производительность скважины, а если отрицательный, то динамический уровень повышается, что даёт возможность оптимизировать производительность глубинно-штангового насоса.

### Выводы

1. Предлагается методика определения динамического уровня насоса с учётом загрязнения призабойной зоны, т.е. с учётом скин-фактора.
2. Учитывается влияние скин-зоны на производительность глубинно-штангового насоса.
3. Предложенная методика даёт возможность прогнозировать работы по улучшению работы насоса, заранее определив значение скин-фактора.

### Список литературы

1. *Salavatov T.Ş., İsmaylov F.S., Osmanov B.A.* Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası. – Bakı: Çəşioğlu, 2012, 538 s.
2. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений / под ред. академика А.П. Крылова. – Ижевск: Колос, 2004, 614 с.
3. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д.* Нефтегазовая гидромеханика. – М.:Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005, 544 с.

### References

1. *Salavatov T.Sh., Ismailov F.S., Osmanov B.A.* Neftin guyu ile chyxarylmasy tekhnologiasy. – Baki: Chashyoghlu, 2012, 538 s.
2. *Proyektirovanie* razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy / pod red. akademika A.P. Krylova. – Izhevsk: Kolos, 2004, 614 s.
3. *Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D.* Neftegazovaya gidromekhanika. – M. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2005, 544 s.