



УДК 622.276.52

ВЛИЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГЛУБИННОГО НАСОСА

INFLUENCE OF THE BOREHOLE ZONE ON THE PERFORMANCE OF A DEEP PUMP

Дадаш-заде Х.И.Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности**Мамедова Г.Г.**Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
gulbahar.mammadova@mail.ru

Аннотация. Промысловая практика показывает, что после остановки насоса приток несжимаемой жидкости из пласта в скважину продолжается и уровень жидкости в затрубном пространстве повышается. При ухудшении призабойной зоны, т.е. при возникновении скин-зоны уровень жидкости в насосной скважине повышается медленно и длительно. В таких случаях приходится останавливать скважину на длительный срок и очень долго наблюдать за изменением ее забойного давления.

В данной работе предлагается методика учета влияния скин-фактора на работу глубинного насоса для несжимаемых жидкостей и предлагается способ определения времени восстановления напора в работающих насосных скважинах с учетом скин-эффекта.

Ключевые слова: скин-фактор, скин-эффект, скин-зона, производительность, радиус скважины, призабойная зона, несжимаемой жидкости, глубинного насоса.

Dadash-zade H.I.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Mammadova G.G.Azerbaijan State Oil and Industry University
gulbahar.mammadova@mail.ru

Annotation. Field practice shows that after the pump stops, the flow of incompressible fluid from the formation into the well continues and the fluid level in the annulus rises. When the bottomhole zone worsens, i.e. when a skin zone occurs, the liquid level in the pumping well rises slowly and for a long time. In such cases, it is necessary to stop the well for a long time and observe the change in its bottomhole pressure for a very long time. This paper proposes a method for taking into account the influence of the skin factor on the operation of a deep-well pump for incompressible liquids and proposes a method for determining the recovery time of pressure in operating pumping wells, taking into account the skin effect.

This paper proposes a method for taking into account the influence of the skin factor on the operation of a deep-well pump for incompressible liquids and proposes a method for determining the recovery time of pressure in operating pumping wells, taking into account the skin effect.

Keywords: skin factor, skin effect, skin zone, productivity, well radius, bottomhole zone, incompressible fluid, deep pump.

Промысловый анализ показывает, что многие скважины в процессе бурения и эксплуатации уменьшают производительность, что объясняется образованием в призабойной зоне скин-зоны. В данном случае методы исследования глубинных скважин и пластов, разработанные в течение последних лет и основанные на наблюдениях за неустановившимися процессами перераспределения давления, позволяет определить многие коллекторские свойства пласта. В частности, его кажущуюся и эффективную проницаемость, пьезопроводность, состояние призабойной зоны скважины, скин-эффект, статическое пластовое давление, строение пласта на заданном участке, строение пластовой водонапорной системы и т.д.

Практика показывает, что после остановки насоса приток несжимаемой жидкости из пласта в скважину продолжается и уровень жидкости в затрубном пространстве повышается. Со временем приток жидкости из пласта ослабевает и закономерность изменения забойного давления в насосной скважине приближается к идеализированному случаю, когда при остановке скважины приток жидкости на забой прекращается мгновенно.

При ухудшении призабойной зоны, т.е. при возникновении скин-зоны, уровень жидкости в насосной скважине повышается медленно и длительно. В таких случаях приходится останавливать скважину на большой срок и очень долго наблюдать за изменением ее забойного давления.

Отметим, что для прослеживания за повышением забойного давления в насосных скважинах используются глубинные регистрирующие лифтовые манометры. В отдельных случаях о повышении забойного давления с достаточной точностью можно судить по повышению уровня в затрубном пространстве.



Проведенные многочисленные промысловые исследования как у нас, так и за рубежом, показали, что практически нет смысла стремиться с большой точностью определить производительность гидродинамически несовершенных скважин.

Необходимо учитывать, что практически трудно определить гидродинамическое несовершенство скважин, т.к. оказываются неизвестными величины и глубина проникновения в пласт отверстий, получаемых при перфорации, неизвестны размеры и число трещин, которые образуются вокруг этих отверстий и в цементном кольце [1–3]. Практически часто даже бывает неизвестным фактическое число простреленных отверстий в обсадной колонне.

Интерес представляет исследование нарушений проницаемости пласта в призабойной зоне скважины. Сначала рассмотрим простейший случай, когда по проницаемости весь пласт делят на две резко разграниченные зоны. При этом отметим, что границей раздела зон пласта с различными проницаемостями служит коаксиальная скважина с цилиндрической поверхностью с радиусом R_s . Между стеной скважины и поверхностью данного цилиндра в призабойной зоне скважины, коэффициент проницаемости пласта равен K_s , а во всем остальном пласте равен K .

В практических условиях ухудшение проницаемости призабойной зоны может быть вызвано влиянием промывок забоя пресной водой, закупоркой пор пласта (при выпадении парафина, смолы и асфальтена). Улучшение проницаемости призабойной зоны происходит за счет специальных кислотных и термических обработок, за счет гидроразрыва пласта, за счет выноса малых частиц из пор пласта [4–6].

Расход жидкости через данную зону можно определить по формуле

$$Q = 2\pi r v = 2\pi r z \frac{k\rho}{\mu} g \frac{dz}{dr}, \tag{1}$$

где v – скорость фильтрации в любой точке сечения.

Решим данное уравнение относительно (dz) и (dr) :

$$z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \frac{dr}{r}, \tag{2}$$

где z – неполная высота в насосно-компрессорных трубах, м; μ – динамическая вязкость несжимаемой жидкости, спз; K – проницаемость пласта, м²; ρ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; r – приведенный радиус, м.

Проинтегрируем последнее уравнение:

$$\int_z^{h_k} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \int_r^{R_k} \frac{dr}{r}. \tag{3}$$

Разбивая на участки пласта и скин-зоны, находим:

$$\int_z^{h_k} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \left[\int_r^{R_s} \frac{1}{K_1} \frac{dr}{r} + \int_{R_s}^{R_k} \frac{1}{K} \frac{dr}{r} \right]. \tag{4}$$

Откуда

$$z^2 = h_k^2 - \frac{Q\mu}{\pi\rho g k} \left[\frac{k}{k_1} \ln \frac{R_s}{r} + \ln \frac{R_k}{R_s} \right]. \tag{5}$$

Добавляя и отнимая значение $\ln \frac{R_s}{r}$ и группируя, находим:

$$z^2 = h_k^2 - \frac{Q\mu}{\pi\rho g k} \left[S + \ln \frac{R_k}{r} \right], \tag{6}$$

где $S = \ln \frac{R_s}{r} \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right)$ – скин-фактор; R_s – радиус скин-зоны, м; K_1 – проницаемость скин-зоны, м².

Изменяя граничные условия $r = R_c; h = h_c; r = R_k; h = h_k$ определяем



$$Q = \frac{\pi k r g (h_k^2 - h_c^2)}{\mu \left[S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]}, \tag{7}$$

где h_k и h_c – соответственно статический и динамический уровень в насосно-компрессорных трубах, м;
 R_k и R_c – соответственно радиус контура и забоя скважины, м.

Отметим, что

$$h_k - h_c^2 = (h_k - h_c)(h_k + h_c) = (h_k - h_c)(2h_k - h_k + h_c) = \delta(2h_k - \delta),$$

где δ – понижение статического уровня до динамического, м.

Учитывая вышесказанное, имеем:

$$Q = \frac{\pi k r g \delta (2h_k - \delta)}{\mu \left[S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]}. \tag{8}$$

Как видно, производительность глубинно-насосных скважин кроме прочего зависит и от скин-фактора.

Решив конечное уравнение совместно, получим:

$$z = \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left(S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left(S + \ln \frac{R_k}{r} \right)}. \tag{9}$$

Для определения закона движения частицы несжимаемой жидкости вдоль насосно-компрессорных труб, находим

$$v = \frac{Q}{2\pi r z} = \frac{Q}{2\pi r \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left(S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left(S + \ln \frac{R_k}{r} \right)}}. \tag{10}$$

Выразим скорость фильтрации в виде:

$$v = \frac{dz}{dt}. \tag{11}$$

Разделив переменные (r) и (t):

$$t = \frac{2\pi}{Q} \int_{h_c}^{h_k} z \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left(S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left(S + \ln \frac{R_k}{r} \right)} dz. \tag{12}$$

Интеграл, стоящий в правой части данной формулы в конечном виде не вычисляется. Данное уравнение можно вычислить либо с помощью рядов, либо численными методами. Отметим, что значение подинтегрального радикала напору z в точке пласта с координатой r . Однако разбивая интервал интеграции на такие участки, внутри каждого из которых величина z меняется слабо, то данный параметр можно вынести за знак интеграла. Так, например, принимая небольшой интервал интеграции в пределах от h_k до h_c и обозначив через \bar{z} среднее значение напора в этом интервале изменений величины z , получим:

$$\Delta t = \frac{2\pi}{Q} \bar{h} \int_{h_c}^{h_k} z dz = \frac{\pi \bar{h}}{Q} (h_k^2 - h_c^2), \tag{13}$$

где Δt – промежуток времени, в течение которого уровень жидкости переместился от динамического уровня до статического.



Как показывают расчеты, предложенный приближенный прием будет иметь меньшую погрешность, чем меньше меняется величина (\bar{h}) внутри интервала интеграла, т.е. чем дальше этот интервал от динамического уровня и чем меньше величина самого интервала.

Выводы:

1. Предложена методика совместной работы глубинного насоса и работы пласта с учетом скин-зоны.
2. Учитывается влияние скин-фактора на работу глубинного насоса для несжимаемых жидкостей.
3. Анализ показывает, что для повышения производительности насоса желательнее спускать данное устройство на глубину между статическим и динамическим уровнем. При этом более активно можно использовать работу статического напора перед приемом насоса.
4. Предлагается методика определения времени восстановления напора в работающих насосных скважинах с учетом скин-эффекта.

Список литературы:

1. Salavatov T.Ş., İsnayılov F.S., Osmanov B.A. Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası. – Bakı, 2012. – 538 s.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. РГУ нефти и газа им. И.Губкина : учебное пособие. – М., 2003. – 816 с.
3. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа, часть 1. – М. : Недра, 1980. – 375 с.
4. Сулейманов А.Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М. : Недра, 1986. – 258 с.
5. Криволинейное радиальное течение сжимаемой вязко-пластичной нефти со свободной течучестью в однородном пласте / Дж.Н. Асланов [и др.] // Вестник Московского Государственного технического университета им. Н.Э.Баумана. Серия машиностроение. – 2019. – Вып. 3. – С. 54–61.
6. Мамедова Г.Г. Плоско-параллельные стационарные движения несжимаемых нефтей в однородном полосообразном пласте по различным законам фильтрации // Булатовские чтения. – 2022. – С. 166–170.

List of references:

1. Salavatov T.Ş., İsnayılov F.S., Osmanov B.A. Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası. – Bakı, 2012. – 538 s.
2. Mishchenko I.T. Well oil production. Gubkin Russian State University of Oil and Gas : Tutorial. – М., 2003. – 816 p.
3. Silash A.P. Production and transportation of oil and gas, part 1. – М. : Nedra, 1980. – 375 p.
4. Suleymanov A.B. Exploitation of offshore oil and gas fields. – М. : Nedra, 1986. – 258 p.
5. Curvilinear radial flow of compressible viscoplastic oil with free flowing in a homogeneous reservoir / J.N. Aslanov [et al] // Bulletin of Moscow State Technical University named after N.E. Bauman. Mechanical Engineering Series. – 2019. – Vyp. 3. – P. 54–61.
6. Mamedova G.G. Plane-parallel stationary motion of incompressible oils in a single-homogeneous strip formation by different filtration laws // Bulatov Readings. – 2022. – P. 166–170.