

Установившееся движение газированной жидкости в пористой среде с учетом скин-зоны

М.А. Дадаш-заде, к.т.н., И.Н. Алиев

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Электронный адрес: petrotech@asoiu.az

Известно, что во время длительного процесса эксплуатации ухудшаются условия фильтрации жидкости или газа в призабойной зоне пласта. Этот процесс создает дополнительное сопротивление в пласте, что в совокупности влияет на производительность эксплуатационной скважины. В таких случаях процесс моделирования в пласте с применением общих уравнений подземной гидравлики не представляется возможным. Загрязнение призабойной зоны пласта ухудшает основные показатели пласта. Существуют методы расчета притока однородной жидкости или газа в скважину с учетом скин-зоны. Как показали практические наблюдения, часто, с падением давления или прорывом газа в нефтяную залежь, мы имеем дело с фильтрацией двухфазной или двухкомпонентной смеси в эксплуатационную скважину.

Предложена методика расчета фильтрации газожидкостной смеси с учетом скин-зоны. При этом режим установившийся, а процесс изотермический. Полученные уравнения дают некоторое представление о физическом смысле скин-фактора в условиях пласта.

Ключевые слова: скорость фильтрации, проницаемость призабойной зоны, динамическая вязкость, параметр Христиановича, скин-зона, скин-фактор.

Промысловые наблюдения показывают, что призабойная зона большинства эксплуатационных скважин характеризуется повреждениями, возникающими в результате бурения или работ по заканчиванию скважин, что приводит к снижению проницаемости. Однако во многих скважинах интенсификация притока удается достичь путем использования кислотной обработки или гидроразрыва. Процесс моделирования таких эффектов в эксплуатационных скважинах с помощью общих уравнений подземной гидравлики не представляется возможным. Для решения такого рода задач необходимо принимать допущения о равномерном распределении продукции по всей площади пласта дренируемой скважиной, вплоть до её ствола [1, 2].

При разработке нефтяных месторождений в определенных условиях пластовое давление может упасть ниже давления насыщения. В этом случае в пласте происходит движение

двухфазной системы типа нефть-газ. Движение жидкости и газа в пласте в процессе его разработки происходит как за счет использования потенциальной энергии пласта в различных формах, так и за счет дополнительной энергии, которая возникает при притоке жидкости в пласт, его питания и при искусственных методах поддержания давления путем закачки воды или газа в пласт.

С целью упрощения анализа и регулирования разработки нефтяных пластов вводится понятие режима пласта. При этом классификация режимов приводится на основе сопоставления основных форм пластовой энергии. В связи с этим учитываются следующие формы потенциальной энергии в нефтегазоводоносном пласте: потенциальные энергии жидкости (нефти и воды, насыщающих пласт), энергия сжатия (упругая деформация) жидкости и пласта, а также сжатия пузырьков окклюдированного газа, выходящего из нефти при снижении

давления ниже давления насыщения. В этом случае в пласте движется неоднородная жидкость. Под неоднородностью жидкости в подземной гидравлике понимается газированная жидкость (смесь жидкости и газа), смесь воды и нефти, смесь нефти, воды и газа [1–5].

В результате снижения давления ниже давления насыщения, при движении газированной жидкости в пористой среде происходит выделение из нефти пузырьков газа, находящегося в растворенном состоянии. Отметим, что по мере приближения жидкости к забою эксплуатационной скважины размеры пузырьков газа, вследствие его расширения, увеличиваются. Определение значения насыщенности жидкостью порового пространства дает возможность рассматривать раздельно движение каждой из фаз газированной жидкости, полагая, что жидкость движется в изменяющейся среде, состоящей из слагающих коллектор пород и газовых пузырьков, а газ движется в изменяющейся среде, состоящей из породы и жидкости.

Американские ученые Херст и Ван Эвердинген в своих работах отметили, что если загрязненная призабойная зона после интенсификации притока рассматривается как эквивалент измененной зоны с равномерно распределенной проницаемостью и внешним радиусом, то моделирование дополнительного падения давления в пределах данной зоны, используя уравнение установившегося радиального потока является возможным.

В литературе даны методы расчета притока однородной жидкости и газа в скважину с учетом скин-зоны, возникающей во время эксплуатации. Однако, как показывает практика, часто, с падением давления, прорывом воды или газа в нефтяную залежь, мы имеем дело с фильтрацией двухфазной смеси в эксплуатационную скважину [2].

Из общего курса подземной гидравлики скорость фильтрации жидкой фазы для газожидкостной системы можно записать в виде [4]

$$v_x = -\frac{k}{\mu_x} \frac{dH}{dr}, \quad (1)$$

где v_x – скорость фильтрации жидкой фазы; k – проницаемость пласта; μ_x – динамическая вязкость жидкой фазы; H – параметр Христиановича; r – искомый радиус.

Известно, что площадь поперечного сече-

ния для радиального потока можно записать как

$$F = 2\pi rh. \quad (2)$$

Для решения данной задачи, примем следующие граничные условия

$$\begin{aligned} r = R_c; p = p_c; H = H_c; \\ r = R_k; p = p_k; H = H_k; \\ r = R_s; p = p_s; H = H_s, \end{aligned} \quad (3)$$

где R_c, R_k – соответственно радиусы скважины и контура питания; R_s – радиус контура загрязненной зоны, т.е. скин-зоны; p_c, p_k – соответственно, забойное и контурное давления; p_s – давление на контуре скин-зоны; H_c, H_k – соответственно, параметры Христиановича для забоя скважины и контура питания; H_s – параметр Христиановича для скин-зоны; h – толщина пласта.

Решая совместно конечные уравнения, имеем

$$Q_x = -\frac{k}{\mu_x} 2\pi rh \frac{dH}{dr}, \quad (4)$$

где Q_x – объемный расход жидкости (нефти).

Решив данное уравнение относительно радиуса и параметра Христиановича, интегрируем в вышеуказанных пределах

$$Q_x \mu_x \int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = 2\pi hk \int_{H_c}^{H_k} dH. \quad (5)$$

Предполагая, что в призабойной зоне существует дополнительное сопротивление, и при этом проницаемость имеет иное значение, находим

$$\begin{aligned} Q_x \mu_x \left[\int_{R_c}^{R_k} \frac{1}{k_s} \frac{dr}{r} + \int_{R_k}^{R_c} \frac{1}{k} \frac{dr}{r} \right] = \\ = 2\pi h \left[\int_{H_c}^{H_k} dH + \int_{H_k}^{H_s} dH \right]. \end{aligned} \quad (6)$$

В конечном итоге имеем

$$\begin{aligned} Q_x \mu_x \left[\frac{1}{k_s} \ln \frac{R_k}{R_c} + \frac{1}{k} \ln \frac{R_c}{R_s} \right] = \\ = 2\pi h [(H_s - H_c) + (H_k - H_s)], \end{aligned} \quad (7)$$

где k_s – проницаемость в скин-зоне.

Проведем перегруппировку слагаемых, затем прибавим и вычтем из первой части значение $\ln \frac{R_s}{R_c}$

$$\begin{aligned} \frac{Q_x \mu_x}{k} = \left[\frac{k}{k_s} \ln \frac{R_k}{R_c} + \ln \frac{R_k}{R_s} + \ln \frac{R_s}{R_c} - \ln \frac{R_s}{R_c} \right] = \\ = 2\pi h (H_k - H_c) \end{aligned} \quad (8)$$

После группировки имеем:

$$\begin{aligned} \frac{Q_x \mu_x}{k} \left[\ln \frac{R_k}{R_c} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) + \ln \frac{R_k}{R_c} \right] = \\ = 2\pi h (H_k - H_c) \end{aligned} \quad (9)$$

Решим конечное уравнение относительно объемного расхода жидкой фазы с учетом скин-фактора:

$$\begin{aligned} Q_x = \frac{2\pi hk}{\mu_x} \frac{H_k - H_c}{\ln \frac{R_k}{R_c} + S}; \\ S = \ln \frac{R_k}{R_c} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right), \end{aligned} \quad (10)$$

где S – скин-фактор.

В случае, когда значение проницаемости призабойной зоны равно среднему значению проницаемости пласта, скин-фактор равен нулю. В этом случае, имеем известную формулу, предложенную академиком С.А. Христиановичем для двухфазной фильтрации.

Скин-фактор может принимать как положительное, так и отрицательное значения. При положительном значении производительность скважины уменьшается, а при отрицательном возрастает.

Многочисленный библиографический анализ показывает, что большинство практических способов расчета фильтрации газированной жидкости базируется на результатах исследования установившегося течения. Данная задача установившейся фильтрации газированной нефти была рассмотрена академиком С.А. Христиановичем. Была показана возможность сведения нелинейных задач установившейся фильтрации газожидкостных систем к хорошо изученным задачам движения несжимаемой жидкости в пористой среде. Таким образом, данная задача приведена к уравнению

Лапласа, но не для давления, а для некоторой вспомогательной функции, т.е. функции Христиановича.

Учитывая вышесказанное, в работах по подземной гидравлике введем обобщенную функцию Христиановича в виде [5]

$$H(p) = \int k \frac{k_x(\sigma_x)}{\beta_x(p) \mu_x(p)} dp + const, \quad (11)$$

где k_x – проницаемость по жидкости (нефти); σ_x – насыщенность жидкостью (нефтью); β_x – объемный коэффициент жидкости (нефти).

При этом

$$dH = \left(\frac{kk_x}{\beta_x \mu_x} \right) dp. \quad (12)$$

Тогда имеем

$$\frac{d^2 H}{dx^2} = 0, \quad (13)$$

т.е. данная задача приводится к одномерному уравнению Лапласа.

Таким образом, изменение дебита можно определить приближенным методом последовательной смены стационарных состояний, либо по нескольким уточненным методам. В данном случае имеем

$$Q_x = \frac{2\pi hk (H_k - H_c)}{\ln \frac{R_k}{R_c} - \frac{1}{2} S}. \quad (14)$$

Разность обобщенных функций Христиановича при соответствующих давлениях на контуре и на забое скважины можно определить, как [5]

$$H_k - H_c = \int_{p_c}^{p_k} \frac{F_x(\sigma)}{\beta_x(p) \mu_x(p)} dp, \quad (15)$$

где $F_x(\sigma)$ – относительная проницаемость по жидкости.

Проведенные расчеты показали, что подынтегральную функцию в данном уравнении можно записать как

$$\frac{F_x(\sigma)}{\beta_x(p) \mu_x(p)} = ap + b. \quad (16)$$

Для определения разности обобщенных

функций Христиановича, применяют приближенную зависимость

$$H_{\kappa} - H_c = \frac{a}{2}(p_{\kappa}^2 - p_c^2) + b(p_{\kappa} - p_c), \quad (17)$$

где коэффициенты a и b определяют как

$$a = \frac{\frac{F_{\kappa}(\sigma_{\kappa})}{\beta_{\kappa}(p_{\kappa})\mu_{\kappa}(p_{\kappa})} - \frac{F_{\kappa}(\sigma_c)}{\beta_{\kappa}(p_c)\mu_{\kappa}(p_c)}}{p_{\kappa} - p_c};$$

$$b = \frac{F_{\kappa}(\sigma_{\kappa})}{\beta_{\kappa}(p_{\kappa})\mu_{\kappa}(p_{\kappa})} - a.$$

Относительные параметры соответствуют контурному и забойному давлениям скважины.

Данная методика дает возможность определять дополнительное падение давления в результате изменения свойств в призабойной зоне пласта

$$H_{\kappa} - H_c = \frac{Q_{\kappa}\mu_{\kappa}}{2\pi hk} \left(\ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} + S \right). \quad (18)$$

Введем обозначения

$$\Delta H = H_{\kappa} - H_c \text{ и}$$

$$\text{Тогда } \Delta H = \frac{Q_{\kappa}\mu_{\kappa}}{2\pi hk} \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} + \Delta H_s. \quad (19)$$

Из данного соотношения видно, что величина падения в измененной зоне, в большей степени, зависит от проницаемости призабойной зоны, чем от проницаемости пласта. При этом необходимо производить коррекцию с учетом перепада давления.

Вышеуказанное уравнение дает некоторое представление о физическом смысле скин-фактора в условиях пласта. Как видно, если призабойная зона повреждена, т.е. проницаемость призабойной зоны меньше значения проницаемости пласта, то скин-фактор будет иметь положительное значение. Чем выше разница между двумя показателями проницаемости и загрязненности призабойной зоны пласта, тем больше численное значение скин-фактора. Отметим, что при этом не существует верхнего предела для значений скин-фактора.

Промысловая практика показывает, что в некоторых вновь пробуренных скважинах проницаемость призабойной зоны равна нулю и

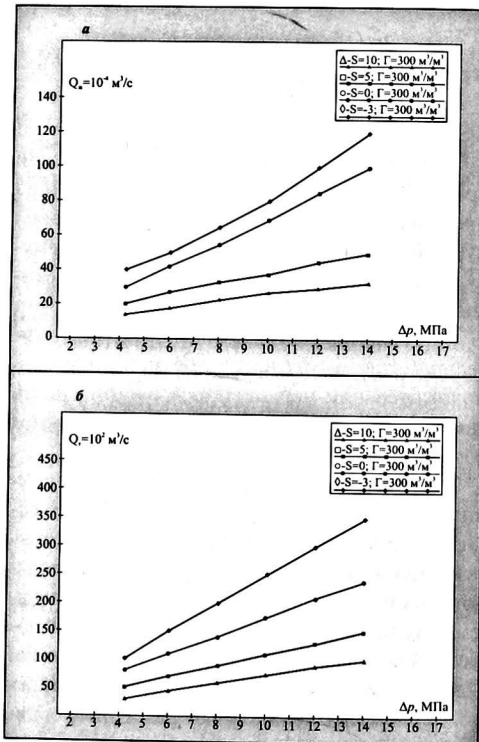
при этом скин-фактор стремится к бесконечности.

В скважинах, где производительность уменьшается, т.е. $k_s > k$, необходимо проводить мероприятия по интенсификации притока, при этом численное значение скин-фактора будет отрицательным и чем значительнее эффект воздействия, тем выше будет значение данного фактора.

Соответственно, значение скин-фактора в обработанной призабойной зоне составляет $-7 \div -8$. Данное значение характерно для пластов, в которых с помощью направленного гидродо-разрыва или теплокислотной обработки создают глубокопроникающие трещины.

Если призабойная зона пласта не загрязнена и работа скважины не установилась, то реальную скважину очень редко можно описать простой расчетной моделью, предложенной С.А. Христиановичем.

Возникновение скин-зоны вокруг эксплуатационной скважины, т.е. существование зоны



Индикаторные кривые зависимости дебитов жидкости (а) и газа (б) от депрессии при установившейся фильтрации газированной жидкости при различных значениях скин-фактора

с новой проницаемостью в промысловых условиях не оказывает существенного влияния на давление в пласте в отдаленных от данной скважины участках.

Из индикаторных кривых, показанных на рисунке видно, что зависимость дебитов жидкости и газа от депрессии, в отличие от однородной жидкости, не является линейной, хотя движение каждой фазы, жидкости и газа, принималось согласно линейному закону фильтра-

ции. При этом необходимо учитывать влияние скин-фактора на процесс фильтрации.

Выводы

1. Влияние скин-фактора на процесс фильтрации газожидкостной смеси значительно, и оно зависит от состояния призабойной зоны.

2. Своевременно определив значение скин-фактора, можно провести дополнительные работы в призабойной зоне, направленные на восстановление производительности скважины.

Список литературы

1. Ли Дж., Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – М.: Газпром, 2014, 944 с.
2. Сабанчин И.В., Афракхов А.Н., Лапердин А.Н. и др. Особенности геологического строения Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости, 2015, № 4, с. 48-54.
3. Advarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery // Energies-2010, v. 3, № 9, pp. 1529-1575.
4. Щелкачев В.Н., Ланук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.-Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2001, 736 с.
5. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / под общ. ред. Ш.К. Гиматулинова. – М.: Недра, 1983, 455 с.

Skin-zonanı nəzərə almaqla məsaməli mühitdə qazlı mayenin qərarlaşmış hərəketi

M.Ə. Dadaş-zadə, İ.N. Əliyev

Bildiyimiz kimi istismar dövründə maye və qazın quyudibi zonada süzülməsi çətinləşir. Həmin proses əlavə müqavimət yaradır və bu da ümumilikdə quyunun hasilatına təsir edir. Belə hallarda layın modeləşdirilməsi prosesinin yeraltı hidrodinamikanın ümumi tənliklərinin istifadəsi ilə aparılması mümkün olmur. Quyudibi zonanın çirklənməsi lay göstəricilərinin pisləşməsinə səbəb olur. Skin-zonanı nəzərə almaqla bircins maye və ya qazın quyuya axınının hesablanması üsulları mövcuddur. Lakin tədqiqatlar göstərir ki, təzyiqli düşküsi nəticəsində çox vaxt quyudibi zonada ikifazlı və ya ikikomponentli qarışıqın süzülməsi müşahidə olunur.

Məqalədə quyudibi zonada qaz-maye qarışığının filtrasiyası zamanı skin-zonanı nəzərə almaqla hesablama üsulu təklif edilir. Bu proses izotermik halda nəzərdən keçirilir və onun həlli müəyyən qədər skin-zonanın fiziki mahiyyətinin araşdırılmasına səbəb olur.

Açar sözlər: süzülmə sürəti, quyudibi zonanın keçiriciliyi, dinamik özlülük, Kristianoviç parametri, skin-zona, skin-effekt.

Steady movement of carbonated liquid in porous medium considering the skin zone

M.A. Dadash-zadeh, I.N. Aliyev

It is known that during a long process of operation, the filtration conditions of the liquid or gas in the formation bottomhole zone deteriorate. This process forms additional resistance in the reservoir, which as a whole affects production well performance. In such cases, the modelling process in reservoir using the general equations of underground hydraulics is impossible. Contamination of formation bottomhole zone impairs the main indicators of reservoir. There are methods for calculating the flow of a homogeneous fluid or gas into the well, taking into account the skin-zone. However, as the practical observations have shown, often, with a drop in pressure or gas breakthrough into an oil reservoir, we are dealing with the filtering of a two-phase or two-component mixture into a production well.

We propose a method for calculation of the gas-liquid mixture filtration, considering the skin zone. In this case, the regime is steady, and the process is isothermal. Obtained equations give some insight into the physical sense of the skin-factor in reservoir conditions.

Keywords: filtration rate, bottomhole permeability, dynamic viscosity, Kristianovich parameter, skin-zone, skin-factor.