

ВЛИЯНИЕ СКИН-ЗОНЫ НА ФИЛЬТРАЦИЮ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ ПРИ РАДИАЛЬНОМ ДВИЖЕНИИ

УДК 622.276.344

Т.Ш. Салаватов, д.т.н., проф., акад. РАЕН, чл.-корр. Академии АР, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Баку, Азербайджанская Республика), petrotec@asoiu.az

М.А. Дадаш-заде, к.т.н., Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

И.Н. Алиев, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, inglab_aliyev@hotmail.com

В практике добычи углеводородов наблюдаются различные отклонения в зависимости от состояния призабойной зоны. Наличие дополнительных сопротивлений (присутствие жидкости, обводненность, конденсация водяного пара) уменьшает производительность газовых скважин. В статье предлагается методика определения фильтрационных свойств реальных газов с учетом зависимостей вязкости и коэффициента сверхсжимаемости от давления, при этом учитывается скин-зона, возникающая в призабойной зоне пласта. Методика основана на промысловых наблюдениях и дает возможность определить состояние призабойной зоны, а также, зная значения скин-фактора, провести дополнительные работы в призабойной зоне скважины, что в конечном счете регулирует производительность.

Обработка большого массива промысловых материалов показала, что во многих скважинах наблюдается высокий положительный скин-фактор. Это указывает на то, что проницаемость призабойной зоны была ухудшена в процессе бурения и освоения газовых скважин. В некоторых случаях в морских условиях этот параметр возрастает до 60 % от общего перепада давления. При этом для снижения значений показателей скин-зоны необходимо проведение работ по воздействию на призабойную зону скважины.

Скин-фактор дает возможность оценить состояние призабойной зоны скважины и наметить по данному параметру соответствующие технологические мероприятия. Сопоставление имеющихся и полученных значений скин-фактора позволяет судить об эффективности проведенных мероприятий в призабойной зоне газовых скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СКИН-ЗОНА, СКИН-ФАКТОР, СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, МАССОВЫЙ РАСХОД, ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД, ПОРИСТОСТЬ, ПЛОТНОСТЬ НАСЫЩЕННОГО ПАРА, КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ.

Промысловые наблюдения показывают, что при эксплуатации газовых скважин наблюдаются различные отклонения в зависимости от изменения призабойной зоны. Наличие жидкости (конденсата) в продукции скважины, выпадение конденсата, вызванное изменением термодинамических условий, конденсация водяного пара, содержащегося в газе, обводненность скважины, закачка антигидратных или антикоррозионных ингибиторов в скважину и т. д. вызывают изменение характера призабойной зоны [1–4].

Особенностью фильтрации реальных природных газов по

сравнению с идеальным газом является их отклонение от характеристического уравнения движения идеальных газов. При этом значительное изменение динамической вязкости природных газов при падении давления в пласте также существенно изменяет процесс фильтрации. Лабораторные и промысловые данные об отклонениях реальных газов от идеальных и зависимости вязкости газов от давления и температуры освещено в работах [1, 3].

Многие авторы при решении задач фильтрации газов вязкость газа в зависимости от давления не учитывают и считают газ идеальным. Впервые проф. Б.Б. Лапук

предложил методику приближенного решения задачи установившейся фильтрации реальных природных газов в пористой среде с учетом изменения их свойств в пластовых условиях в зависимости от изменения пластового давления [1].

Учитывая вышеизложенное и опираясь на многочисленные промысловые наблюдения, авторы данной работы предлагают методику вычислений процесса фильтрации реальных газов с учетом скин-зоны.

МЕТОДИКА ВЫЧИСЛЕНИЙ

Известно, что массовую скорость фильтрации реальных га-

Salavatov T.Sh., Doctor of Sciences (Engineering), Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Associate Member of the Academy of the Republic of Azerbaijan, Azerbaijan State Oil and Industry University (Baku, Republic of Azerbaijan)

Dadash-zade M.A., Candidate of Sciences (Engineering), Azerbaijan State Oil and Industry University

Aliyev I.N., Azerbaijan State Oil and Industry University, inglab_aliyev@hotmail.com

Effect of the skin-zone to the filtration of real gases in the porous medium at radial movement

In practice, there are various deviations depending on the state of the bottomhole zone. The presence of additional resistances (presence of liquid, water cut, condensation of water vapor) reduces the productivity of gas wells. The article proposes the technique for determining the filtration properties of real gases, considering the dependence of viscosity and the coefficient of supercompressibility on pressure; the skin zone, arising in the bottomhole formation zone, is also taken into account. This method is based on field observations and makes it possible to determine the state of the bottomhole zone and, knowing the skin factor, to carry out additional work in the bottomhole zone of the well, which ultimately regulates the productivity. The processing of numerous field materials has shown that high positive skin factor is observed in many wells. This fact indicates that the permeability of the near-wellbore zone was deteriorated during the drilling and development of gas wells. In some cases, in marine conditions, this parameter increases up to 60 % of the total pressure drop. In this case, it is necessary to carry out work related to the impact on the bottomhole zone of the well, in order to reduce the values of skin zone indicators. Skin factor provides an opportunity to assess the status of the bottomhole zone of the well and to identify appropriate technological measures for this parameter. The comparison of the available and obtained values of the skin factor allows to evaluate the effectiveness of the measures taken in the bottomhole zone of gas wells.

KEYWORDS: SKIN ZONE, SKIN FACTOR, FILTRATION RATE, PERMEABILITY, MASS FLOW, VOLUME FLOW, POROSITY, SATURATED VAPOR DENSITY, SUPERCOMPRESSIBILITY FACTOR.

зов в направлении оси (r) можно представить как

$$\rho v = -k(r)\varphi(P)\frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где ρ – плотность газа в заданных условиях, кг/м³; v – скорость фильтрации реальных углеводородных газов, м/с; $k(r)$ – проницаемость пласта, которую в некоторых случаях можно рассматривать как функцию оси фильтрации (в ряде случаев в однородных по проницаемости пластах $k = \text{const}$ или в неоднородных по проницаемости пластах можно принять среднее значение проницаемости), м²; P – давление, Па; $\varphi(P) = \rho g/\mu$ – функциональная зависимость; μ – абсолютная динамическая вязкость природного газа, Па·с.

Плотность природного газа в зависимости от давления и температуры можно определить как [2]

$$\rho = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0TZ}, \quad (2)$$

где ρ_0 – плотность газа при 20 °С и 760 мм ртутного столба, кг/м³; P_0 – атмосферное давление, Па; T_0 – нормальная температура, °С; Z – коэффициент сверхсжимаемо-

сти газа при заданном давлении и температуре; T – данная температура, °С.

Плотность газа известного состава можно определить как сумму произведений плотности отдельных компонентов на их объемное содержание. Если в природном газе содержатся водяные пары, т. е. влагосодержание больше нуля, то плотность можно определить по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = 283,58\rho_0 \frac{P}{TZ} \left[1 + \frac{0,00353TZW}{P} \left(\frac{\rho_{\text{вн}}}{\rho_0} - \frac{P_{\text{вн}}}{P} \right) \right], \quad (3)$$

где $\rho_{\text{вн}}$ – плотность насыщенного водяного пара, кг/м³; W – влагосодержание, определяется по методике [2], %; $P_{\text{вн}}$ – давления насыщения водяного пара, Па.

Значения данных параметров даются в справочном материале или в работе [2].

Динамическая вязкость природного газа имеет сложную характеристику. Известно, что под вязкостью газа подразумевается его свойство сопротивляться перемещению одних частиц природного газа относительно других.

При этом сила трения между слоями газа единичной площади пропорциональна изменению скоростей на единицу длины движущегося потока. Динамическая вязкость природного газа, как и давление, температура, плотность, проницаемость, является характерным параметром фильтрации. Данный параметр природного газа, так же как и отдельных его компонентов, зависит от температуры и давления. Вязкость природного газа при заданных условиях определяется в два этапа. Первоначально определяют вязкость при заданной температуре, атмосферном давлении, а затем определяемое значение динамической вязкости пересчитывают на заданное давление. В работе [2] даны методика и графический материал для определения данного параметра.

Для решения данной задачи в первом приближении примем, что фильтрация природного газа происходит при изотермических условиях и при этом $Z = Z(P)$ и $\mu = \mu(P)$. Зная скорость фильтрации природного газа, можно определить его массовый расход:

$$M = |\rho v|F(r), \quad (4)$$

где $F(r)$ – площадь сечения пласта, которая задается как функция координат (r) , м².

При радиальной фильтрации газа $F(r) = 2\pi hr$, где h – мощность пласта с данными давлением P и скоростью фильтрации v .

Решая совместно данные уравнения, массовый расход фильтрации можно определить как

$$M = k(r)F(r)\varphi(P)\frac{dP}{dr}. \quad (5)$$

Проведем перегруппировку, обозначив

$$f(r) = \frac{1}{k(r)F(r)}. \quad (6)$$

Тогда имеем

$$Mf(r)dr = \varphi(P)dp. \quad (7)$$

Величина (r) изменяется в пределах от R_c (радиус скважины) в условиях радиальной фильтрации до R_k (расстояние до контура питания), м. Величина давления изменяется от забойного давления до значения на контуре питания.

Интегрируя данное уравнение в указанных пределах, находим:

$$M \int_{R_c}^{R_k} f(r)dr = \int_{P_c}^{P_k} \varphi(P)dp, \quad (8)$$

откуда можно определить значение массового расхода

$$M = \frac{\int_{P_c}^{P_k} \varphi(P)dp}{\int_{R_c}^{R_k} f(r)dr}. \quad (9)$$

Введем новое обозначение:

$$A = \int_{R_c}^{R_k} f(r)dr. \quad (10)$$

При радиальной фильтрации в однородном пласте

$$A = \frac{\ln \frac{R_c}{R_k}}{2\pi kh}. \quad (11)$$

Как известно, при возникновении скин-зоны вокруг газовой скважины образуется зона с новыми физическими свойствами.

В этой зоне значение скин-фактора отрицательное (при загрязнении призабойной зоны) или положительное (при проведении дополнительных работ в призабойной зоне для увеличения проницаемости, пористости и т. д.) при эксплуатации газовых скважин.

Обозначим радиус данной зоны через R_s , м, проницаемость скин-зоны – через k_s , м², тогда

$$A^* = \frac{k \left[\ln \frac{R_s}{R_k} + \ln \frac{R_k}{R_s} \right]}{2\pi hk} = \frac{k \left[\ln \frac{R_s}{R_k} + \ln \frac{R_k}{R_s} + \ln \frac{R_s}{R_c} - \ln \frac{R_s}{R_c} \right]}{2\pi hk}. \quad (12)$$

Проведем группировку:

$$A^* = \frac{\ln \frac{R_s}{R_c} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) + \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi hk}. \quad (13)$$

Введем в данное уравнение выражение скин-фактора [5]:

$$S = \ln \frac{R_s}{R_c} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right), \quad (14)$$

тогда

$$A^* = \frac{S + \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi hk}. \quad (15)$$

Если $k = k_s$ (т. е. скин-зона отсутствует), то скин-фактор $S = 0$, следовательно, получаем формулу, предложенную в работе [1].

В данную методику расчета введем понятие дебита:

$$M^* = A^*M. \quad (16)$$

Тогда, подставляя в данную формулу A^* и M , получим:

$$M^* = \int_{P_c}^{P_k} \varphi(P)dp. \quad (17)$$

Массовый расход природного газа можно определить как

$$M = \frac{1}{A}M^* \quad (18)$$

или объемный расход Q , м³/с, зная, что $\rho_0 = M/Q$,

$$Q = \frac{M}{\rho_0} = \frac{1}{\rho_0 A}M^*. \quad (19)$$

Величину M^* нетрудно определить путем графического интегрирования функции, значения которой при различных $\varphi(P)$ значениях давления определяются по приведенной методике [2] на основе экспериментальных данных о коэффициенте сверхжидкости газа и динамической вязкости природного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученная методика проста в применении и на основе промысловых наблюдений дает возможность определить состояние объемного расхода природного газа в призабойной зоне. Заранее определив значение скин-фактора, можно провести дополнительные работы для изучения призабойной зоны газовых скважин, что в итоге дает возможность регулировать их производительность. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.
- Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
- Ли Дж., Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. М.: Газпром, 2014. 944 с.
- Craft B.C., Hawkins M.F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Englewood Cliffs: Prentice Hall Inc., 1991. 431 p.
- Reynolds A.C., Bratvold R.B., Ding W. Semilog Analysis of Gas Well Drawdown and Buildup Data // SPE Formation Evaluation. 1987. Vol. 2. Iss. 4. P. 657–670.

REFERENCES

- Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. Underground Hydraulics. Moscow – Izhevsk, Science and Research Center “Regular and Chaotic Dynamics”, 2001, 736 p. (In Russian)
- Zotov G.A., Aliyev Z.S. Instructions for a Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Reservoirs and Wells under. Moscow, Nedra, 1980, 301 p. (In Russian)
- Lee J., Wattenbarger R.A. Engineering of Gas Reservoirs. Moscow, Gazprom, 2014, 944 p. (In Russian)
- Craft B.C., Hawkins M.F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Englewood Cliffs, Prentice Hall Inc., 1991, 431 p.
- Reynolds A.C., Bratvold R.B., Ding W. Semilog Analysis of Gas Well Drawdown and Buildup Data. SPE Formation Evaluation, 1987, Vol. 2, Iss. 4, P. 657–670.