

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.276

Т.Ш. Салаватов, д.т.н., профессор, академик РАН, Азербайджанская государственная нефтяная академия (Баку, Азербайджан)

Р.Х. Аскеров, д.т.н., доцент, Азербайджанская государственная морская академия (Баку, Азербайджан), r_askerov_57@mail.ru

Х.И. Дадаш-заде, к.т.н., доцент, Азербайджанская государственная нефтяная академия

В настоящей статье предлагается методика определения забойного давления в работающих газовых скважинах с различной степенью обводненности. Целью данной работы является определение забойного давления с учетом пластовой воды в работающих газовых скважинах. Учитывая связь между жидкостью и газом для многофазных систем, определены потери на трение через объемное расходное газосодержание. Проведенные эксперименты показали зависимость значения экспериментального параметра от физических свойств флюидов. Выведена формула для определения забойного давления с учетом термодинамических свойств газа и жидкости. Полученные результаты сравнены с промышленным материалом. Сравнение показало хорошую сходимость с расчетными данными. Такой подход дает возможность предложить данную методику для широкого применения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, УСТЬЕВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ИСТИННОЕ ГАЗСОДЕРЖАНИЕ, ПЛАСТОВАЯ ВОДА, СКВАЖИНА.



В процессе эксплуатации скважин в продукции наблюдается появление пластовой воды. В основном это связано с обводненностью газовых скважин. Иногда эта жидкость образуется за счет

закачки в скважину антигидратных или антикоррозионных ингибиторов.

Во всех случаях потери давления в стволе отличаются от потерь газового потока в чисто газовых

месторождениях. Вышесказанное приводит к тому, что расчет забойного давления без учета жидкой фазы приводит к большим погрешностям.

Поэтому учет данной фазы увеличивает точность расчета как забойного давления, так и распределения давления по стволу скважины. Известно, что жидкая фаза частично создает гидратные пробки, которые влияют на производительность газовых скважин.

Изучение данного вопроса с точки зрения гидромеханики двухфазных систем и промышленные апробации являются весьма актуальной проблемой.

Отмечено, что отклонение измеренных и полученных расчетных результатов стандартных форм индикаторных кривых на газовых скважинах с чистым забоем вызвано дополнительным сопротивлением имеющегося в стволе подъемника столба жидкости, хотя в принципе это отклонение может быть обусловлено и целым рядом других причин.

ЗАКОН ВЯЗКОСТИ (ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ) НЬЮТОНА – МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ВЫРАЖЕНИЕ, СВЯЗЫВАЮЩЕЕ КАСАТЕЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ (ВЯЗКОСТЬ) И ИЗМЕНЕНИЕ СКОРОСТИ СРЕДЫ В ПРОСТРАНСТВЕ (ГРАДИЕНТ СКОРОСТИ) ДЛЯ ТЕКУЧИХ ТЕЛ (ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ).

NOTA
BENE

Salavatov T.S., D.T.S., professor, academic of Russian Academy of Natural Sciences, Azerbaijan State Oil Academy (Baku, Azerbaijan)

Askerov R.K., D.T.S., Azerbaijan State Marine Academy (Baku, Azerbaijan), r_askerov_57@mail.ru

Dadashzadeh K.I., C.T.S., Azerbaijan State Oil Academy

Well bottom pressure of gas slit in the process of forming which having patch water

In this article, it deals with the method of determining well bottom pressure in operating process of gas slit with the different filling exploitation. This filling operation having defined well bottom pressure with back water for numerous system of loss friction due to expense of gas conducting.

As a result of experiment, we catch a parameter of physical property of ectoplasm. According to formula, it is expressed by defined well bottom pressure with reading thermodynamic property of gas and liquid.

Due to result, as compared with producing materials, what has been got during process, it is catch a likeness measure. This correct approach within the limits of the possible, is proposed by giving or showing method of application of new technology widely.

KEY WORDS: WELL BOTTOM PRESSURE, OUTFALL PRESSURE, RELATIVE PROPERTY OF GAS, PATCH WATER, SLIT.

Недостаточность измерений или расчетов, допущенных при определении или измерении пластового или забойного давления, а также нестабильность забойных давлений искажают форму индикаторной кривой.

С большей долей уверенности можно говорить о наличии столба жидкости в малодобитных газовых скважинах.

Таким образом, в скважинах со столбом жидкости общее сопротивление складывается из сопротивлений газа и столба пластовой воды, при этом забойное и пластовое давление, определяемое по устьевым данным, значительно отличается от их истинных величин.

Вода в основном образуется при наличии значительного количества влаги в продукции скважины, при прорыве подошвенной или контурной воды, очищении призабойной зоны от бурового раствора, разрушении пласта при заданной депрессии.

Как видно, процесс изучения вопроса определения забойного давления является актуальной задачей, как научной, так и практической. Данный вопрос для нефтяных скважин более детально изучался в работе [3], а для чистого газа – в работе [2].

Целью данной работы является определение забойного давления с учетом пластовой воды в работающих газовых скважи-

Для расчета забойного давления работающей скважины долгие годы повсеместно применялась формула Адамова, выведенная в условиях, когда глубина скважины не превышала 2000 м, а содержание метана было 95 % и выше.





нах. В ранней работе [1] была предложена модель для двухфазных систем в виде:

$$\tau_c = \tau_{\text{ж}} + \tau_{\text{г}} + k\sqrt{\tau_{\text{ж}}\tau_{\text{г}}}, \quad (1)$$

где τ_c – касательное напряжение при движении двухфазной системы; $\tau_{\text{ж}}$ и $\tau_{\text{г}}$ – касательные напряжения для жидкости и газа, соответственно; k – экспериментальный параметр.

Данная модель действительна как для ламинарного, так и для турбулентного режима движения жидкостей. При турбулентном режиме необходимо учесть поправку Прандтля для турбулентных режимов движения.

Данная модель апробирована на экспериментальных материалах Арманда, Кутателадзе, Данса и др. [1], что показало хорошую сходимость модели с экспериментом. Это дает возможность утверждать справедливость данной модели как для ламинарного, так и для турбулентного режима движения газовой смеси.

Проведенные эксперименты показали, что данный параметр также зависит от физических свойств флюидов:

$k = \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}} = 26$ для водовоздушной смеси и $k = \sqrt{\frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{г}}}} = 33$ для пластовой воды и метана. При необходимости учета и других компонентов газовой фазы данный параметр можно вновь пересчитать.

В данных формулах: $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды и воздуха, соответственно; $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – плотность пластовой воды и метана, соответственно.

Исходя из того, что по закону Ньютона касательные напряжения можно определить для жидкости и газа, получим:

$$\tau_c = \mu_{\text{ж}} \frac{dv_{\text{ж}}}{dr} + \mu_{\text{г}} \frac{dv_{\text{г}}}{dr} + k\sqrt{\mu_{\text{ж}} \frac{dv_{\text{ж}}}{dr} \mu_{\text{г}} \frac{dv_{\text{г}}}{dr}}, \quad (2)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ и $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость жидкости и газа, соответственно; $dv_{\text{ж}}$ и $dv_{\text{г}}$ – средняя

скорость жидкости и газа, соответственно.

Из курса гидромеханики многофазных систем знаем, что связь между жидкостью и газом определяется через объемное расходное газосодержание:

$$\beta = \frac{v_{\text{г}}}{v_{\text{г}} + v_{\text{ж}}}. \quad (3)$$

Учитывая преобразование, получаем:

$$\tau_c = \frac{dv_{\text{ж}}}{dr} \left(\mu_{\text{ж}} + \mu_{\text{г}} \frac{\beta}{1 - \beta} + k\sqrt{\mu_{\text{ж}} \mu_{\text{г}} \frac{\beta}{1 - \beta}} \right). \quad (4)$$

С учетом того, что

$$\Delta p_c S = \tau_c \chi L, \quad (5)$$

где Δp_c – потери напора на трение для смеси; S – площадь поперечного сечения трубы; χ – смоченный периметр; L – длина участка, где движется двухфазная система.

В таком случае потери на трение можно определить как:

$$\Delta p_c = (\lambda_{\text{ж}} Fr_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} + \lambda_{\text{г}} Fr_{\text{г}} \rho_{\text{г}} + k\sqrt{\lambda_{\text{ж}} Fr_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} \lambda_{\text{г}} Fr_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}) \frac{Lg}{2}, \quad (6)$$

где $\lambda_{\text{ж}}$ и $\lambda_{\text{г}}$ – коэффициенты гидравлического сопротивления для жидкой и газовой фазы, соответственно; $Fr_{\text{ж}}$ и $Fr_{\text{г}}$ – параметры Фруда для жидкости и газа, соответственно; g – ускорение свободного падения.

Для вертикальной трубы с учетом столба газожидкостной смеси для бесконечно малого участка имеем:

$$\frac{dp}{dx} = (\rho_{\text{ж}}(1 - \phi) + \lambda_{\text{ж}} Fr_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} + \lambda_{\text{г}} Fr_{\text{г}} \rho_{\text{г}} + \frac{k}{2} \sqrt{\lambda_{\text{ж}} Fr_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} \lambda_{\text{г}} Fr_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}) g. \quad (7)$$

При этом отметим, что

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \frac{pT_0}{p_0T_z} \text{ и } Q_{\text{г}} = Q_0 \frac{p_0T_z}{pT_0}, \quad (8)$$

где ρ_0 – плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст.; T_0 – стандартная температура; p_0 – атмосферное давление; T – заданная температура; Q_0 – дебит газа при 20 °С и 760 мм рт. ст.; z – коэффициент сжимаемости газа при p_y и T_y .

Таблица 1. Сопоставление промысловых параметров с расчетными (Массивная залежь Коробковского месторождения)

№ скважин	Глубина спуска насосно-компрессорных труб, м	Газоводяной фактор	Скорость потока у башмака труб, м/сек	Устьевое давление перед штуцером деленное на атмосферное p_y/p_0	Скорость газа при атмосферном давлении, м/сек	Параметр Рейнольдса по газу	Параметр Рейнольдса по жидкости	Отношение измеренного забойного давления к атмосферному, p_3/p_0	Отношение расчетного забойного давления к атмосферному
311	1348	27,0	4,04	57,6	259,49	19133	624,75	62,4	63,5
310	1338	52,4	2,90	53,0	176,93	18559	293,24	60,0	61,0
369	1316	16,9	4,50	49,0	254,25	21809	977,39	56,0	57,5
392	1333	50,6	2,50	53,8	152,03	11954	195,40	59,3	61,5
384	1329	29,6	5,50	56,4	356,48	96616	782,06	62,0	63,5
327	1346	21,3	5,80	53,4	351,93	27751	1075,05	59,2	61,6
313	1400	3,3	6,60	51,0	575,34	29502	9455,3	85,5	86,9
96	1336	3,5	5,70	59,7	503,26	29020	9380,2	86,0	86,6
372	1323	5,8	2,30	54,4	188,72	11734	2110,5	82,2	80,9
349	1321	7,9	3,50	50,5	263,48	19540	2366,9	76,5	77,2
384	1329	1,8	3,10	67,0	317,16	15776	11451,3	97,5	96,1

Подставляя данные значения и принимая, что при первом приближении коэффициент сжимаемости и истинное газосодержание определяются при устьевых условиях, находим:

$$\begin{aligned}
 p_3 = & p_y \left(1 + \rho_0 g \varphi_y \frac{T_0}{p_0 T_{zy}} \right) + \\
 & + \left(\rho_{ж} g (1 - \varphi_y) + \lambda_{ж} \frac{Fr_{ж}}{2} \rho_{ж} g + \right. \\
 & + \frac{k}{2} g \sqrt{\lambda_{ж} Fr_{ж} \rho_{ж} \lambda_r Fr_r \rho_r} \frac{p_0 T_0 z_y}{p_y T_y} + \\
 & \left. + \lambda_r \frac{Fr_r}{2} \rho_0 \frac{p_0 T_{zy}}{p_y T_0} \right) L. \quad (9)
 \end{aligned}$$

Данная формула дает возможность определить забойное давление работающих газовых скважин с учетом обводненности.

Отметим, что при этом в первом приближении истинное газосодержание и коэффициент сжимаемости газа определяются по формуле:

$$\varphi_y = \frac{v_{ry}}{1,2 (v_{ry} + v_{ж} + 0,292 \sqrt{gD})}. \quad (10)$$

Расчеты показали, что это допущение справедливо для про-

мысловых расчетов. При необходимости уравнение (9) можно пересчитать по прикладной программе с помощью компьютерной техники.

В табл. 1 приведен промысловый материал, заимствованный из работы [4]. Как видно, в зависимости от обводненности расчетные показатели сравнены с промысловыми, что дает право рекомендовать данную методику для широкого применения в промысловых расчетах. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Салаватов Т.Ш., Аскеров Р.Х. Определение забойного давления в газоконденсатных и газовых скважинах // Газовая промышленность. – 2012. – № 12. – С. 41–43.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М., 2003. – 816 с.
4. Крeман Б.Б., Лестев Ф.И., Будагянц Г.А. Определение забойного давления в обводненных газовых скважинах по данным наземных измерений // Газовое дело. – 1969. – № 7. – С. 13–18.

REFERENCES

1. Salavatov T.Sh., Askerov R.Kh. Establishing the Bottom Hold Pressure in Gas Condensate and Gas Wells // Gas Industry. – 2012. – No. 12. – P. 41–43.
2. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Gas Recovery Technology Fundamentals. – M.: Nedra, 2003. – 880 p.
3. Mishchenko I.T. Borehole Oil Production. – M., 2003. – 816 p.
4. Kreman B.B., Lestev F.I., Bydagyants G.A. Establishing the Bottom Hold Pressure in Flooded Gas Wells According to Ground Based Measurements // Gas Engineering. – 1969. – No. 7. – P. 13–18.