

## Влияние скорости газа на определение внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб

С.А. Исаева

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** газ, скважина, подземные хранилища газа.

DOI.10.37474/0365-8554/2021-11-30-33

e-mail: sevilisayeva12@yahoo.com

### Qaz sürətinin nasos-kompresor borularının daxili diametrinin müəyyən edilməsinə təsiri

S.A. İsayeva  
 Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

**Açar sözlər:** qaz, quyu, yeraltı qaz anbarları.

Qaz dinamikasının qanunları əsasında bərk hissəciklərin axında nəzərə alınmaqla qaz quyusunun hesablanması metodikası təklif edilmişdir. Qaz quyusunun müxtəlif iş rejimlərində bərk hissəciklərlə qaz hərəkətinin tənzimlənməsi təklif edilmişdir. Alınan nəticələr bərk hissəciklərin sürətini nəzərə alaraq, qazın yuxarı axınının sürətini müəyyən etməyə, qaz quyusunun gövdəsində hissəciklərin çıxarılması üçün ən optimal şəraiti müəyyən etməyə imkan verir. Qaz quyusunun əsas parametrlərinin bərk fazanın çıxarılması prosesinə təsiri nəzərə alınmışdır. Qeyd edək ki, bu zaman borularda qazın hərəkət prosesinin yaxşılaşması müşahidə olunur, lakin bu zaman istismar quyusunun işinin bütün texnoloji xüsusiyyətlərini nəzərə almaq lazımdır. Belə hallarda quyu ağzı təzyiq nəzərə alınmaqla tənzimləmə prosesi labüddür. Qazın hərəkət sürətini seçərkən, müəyyən axın sürətlərində quyunun gövdəsindən hissəciklərin çıxarılması müşahidə olunur. Sürətin artması qatda böyük ölçüdə əlavə təzyiq yarada bilər ki, bu da quyudibi zonası məhv edə bilər.

### The effect of gas velocity on the specification of inner diameter of production tubing

S.A. Isayeva  
 Azerbaijan State University of Oil and Industry

**Keywords:** gas, well, underground gas storages.

Based on the gas dynamics laws, the method of gas well calculation considering the solid particles in the flow is offered. The equation for the motion of gas with solid particles in various operation regimes of gas well is suggested. Obtained equations allow to specify the velocity of upwardly moving gas stream considering the rate of solid particles, to define the most optimum conditions for the extraction of particles in the borehole of gas well. The impact of the main parameters of gas well in the extraction process of solid phase has been considered. It should be noted that the improvement of gas motion process in lifting tubes is seen, however, in this respect, it is necessary to consider all technological parameters of well operation. In such cases, the regulation process considering wellhead pressure is essential. While changing the gas motion velocity, the extraction from the well borehole with definite flow rate is seen. The velocity increase may create significant additional pressure in the reservoir, which can break down the bottomhole zone.

Практика показывает, что при эксплуатации газовых скважин необходимо оборудование забоя газовых скважин. Процесс эксплуатации зависит от многочисленных параметров, основными из которых являются литологический и фациальный состав пород пласта, це-

ментирующий материал, механическая прочность пород, неоднородность коллекторских свойств пласта, местоположение скважины в структуре и площади газового месторождения. Во время эксплуатации скважин наблюдается разрыхление пласта. Увеличение депрессии на

пласт тоже снижает устойчивость породы, и в конечном счете на забое скважины накапливается песок. Для выноса этих твердых частиц и конденсата, в забой скважины спускают хвостовик [1, 2].

Большое распространение, особенно в рыхлых пластах на подземных хранилищах газа, получают намывные гравийные фильтры. Одним из основных параметров при работе газовой скважины является внутренний диаметр насосно-компрессорных труб. В данной работе предлагается метод определения диаметра из целевого выноса с забоя на поверхность твердых частиц заданного размера. Для решения данной задачи необходимо сопоставить уравнения движения газа и движения твердой частицы [3, 4].

Аэромеханику для газов с учетом реальных свойств можно записать как

$$dZ + \frac{dp}{\rho g} + d \frac{v^2}{2g} + dh_w = 0, \quad (1)$$

где  $Z$  – геометрический напор;  $dp/\rho g$  – пьезометрический напор;  $v$  – скорость течения газа;  $g$  – ускорение свободного падения;  $dh_w$  – элементарный напор.

Интегрируем данное уравнение вдоль элементарной струйки

$$dZ + \int_{p_3}^{p_0} \frac{dp}{\rho g} + \frac{v_3^2 - v_y^2}{2g} + \Delta h_w = 0, \quad (2)$$

где  $dZ$  – геометрическая высота,  $v_3^2$ ,  $v_y^2$  – скорости газа на забое и на устье.

Отметим, что величину  $\int_{p_3}^{p_0} \frac{dp}{\rho g}$  можно найти,

если плотность является функцией от давления. Отметим, что вид данной функции зависит от характера термодинамического процесса, происходящего в том или ином случае. Так, движение газа по трубам с большой разностью давления в известных условиях можно рассчитывать, как изотермическое. Для упрощения задачи введем в данное уравнение понятие средней скорости газового потока. Из курса термодинамики известно, что

$$V = V_0 \frac{p_0 T_3}{p T_0}, \quad (3)$$

где  $T_3$  и  $T_y$  – температура на забое и устье;  $p_0$  – атмосферное давление.

Тогда, в условиях забоя и устья имеем:

$$\bar{v}_x = v_0 \frac{p_0 T_3 Z_3}{p_3 T_0} \quad \text{и} \quad v_y = v_0 \frac{p_0 T_y Z_y}{p_y T_0}, \quad (4)$$

где  $Z_3$ ,  $Z_y$  – коэффициент сжимаемости на забое и устье.

Знаем, что среднюю скорость газа можно определить, как

$$\bar{v} = \frac{v_3 + v_y}{2} = 0.5 \left( v_0 \frac{p_0 T_3 Z_3}{p_3 T_0} + v_0 \frac{p_0 T_y Z_y}{p_y T_0} \right) \quad (5)$$

При изотермических случаях

$$\bar{v} = 0.5 v_0 p_0 \left( \frac{1}{p_3} + \frac{1}{p_y} \right), \quad (6)$$

Принимаем, что

$$dp + \rho dx + \lambda \frac{\bar{v} \rho}{2D} dx = 0. \quad (7)$$

В данной форме потери влияния напора на трение можно определить как

$$\Delta h_w = \lambda \frac{\bar{v}^2 H}{2gD}, \quad (8)$$

где  $H$  – глубина спуска насосно-компрессорных труб;  $D$  – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, который определяется по формуле при турбулентном режиме

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{k}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}, \quad (9)$$

где  $k$  – абсолютная шероховатость труб,  $Re$  – число Рейнольдса.

$$Re = \frac{\bar{v} D}{\nu_c}, \quad (10)$$

где  $\nu_c$  – кинематическая вязкость газа при среднем давлении.

Анализ показывает, что значением ускорения можно пренебречь. Тогда уравнение движения газа можно представить в таком виде:

$$dp + \rho g \left[ 1 + \lambda \frac{v^2}{2Dg} \right] dx = 0. \quad (11)$$

Тогда примем, что процесс турбулентный и при этом при небольших погрешностях можно из формулы (9) получить уравнение Шиллера

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{k}{D} \right)^{0.25} \quad (12)$$

Проведем переход с учетом, что плотность газа

$$\rho_t = \rho_0 \frac{p_0 T_0}{p T_0} \quad (13)$$

Тогда имеем

$$\frac{dp}{g \rho_0 \frac{T_0}{p_0 T Z} \left[ p^2 + \lambda \frac{\bar{v}}{2gD} \frac{p_0}{T_0} T^2 Z^2 \right]} = dx \quad (14)$$

Введем обозначение

$$B = \lambda \frac{\bar{v}^2}{2gD} T^2 \frac{p_0}{T_0} \quad (15)$$

Тогда имеем

$$\int_{p_3}^{p_1} \frac{p dp}{p^2 + B Z^2} = \frac{\rho_0 g T_0}{p_0 T Z} \int_0^L dx \quad (16)$$

Вскрывая интервал, имеем

$$p_1^2 = p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} + B Z^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - B Z^2 \quad (17)$$

Проведем группировку

$$p_1^2 - p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} = B Z^2 \left( e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - 1 \right),$$

$$B = \frac{p_1^2 - p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}}}{Z^2 \left( e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - 1 \right)} \quad (18)$$

Подставляя в данное уравнение (15), находим

$$B = \frac{p_1^2 - p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}}}{Z^2 \left( e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - 1 \right)} \quad (19)$$

Данное уравнение дает возможность определить среднюю скорость газа

$$\lambda \frac{\bar{v}^2}{2gD} T^2 \frac{p_0}{T_0} = \frac{p_1^2 - p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}}}{Z^2 \left( e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - 1 \right)} \quad (20)$$

Отсюда можно определить среднюю скорость газа

$$\bar{v} = \sqrt{\frac{2gDT_0^2}{\lambda T^2 p_0} \frac{p_1^2 - p_3^2 e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}}}{Z^2 \left( e^{\frac{2L p_0 g}{p_0 T Z}} - 1 \right)}} \quad (21)$$

Определить скорость движения газа можно сопоставив его со скоростью твердых частиц.

Вес твердой частицы в газовой среде можно определить по формуле

$$G = \pi d^3 (\rho_t - \rho_r) \frac{g}{\sigma} \quad (22)$$

где  $d$  – средний диаметр частицы,  $\rho_t$  – плотность твердой частицы,  $\rho_r$  – плотность газа в заданных условиях.

При этом необходимо определить и силу сопротивления среды при падении в нее твердой частицы

$$R = \zeta F \frac{v_t^2}{2} \quad (23)$$

где  $\zeta$  – безразмерный коэффициент сопротивления среды;  $F$  – площадь поперечного сечения частицы с полаг. частицу сферической  $F = \pi d^2/4$ .

В данном случае, когда имеем

$$v_t = \sqrt{\frac{4d(\rho_t - \rho_r)}{\zeta G \rho_r}} \quad (24)$$

в промышленных расчетах коэффициент сопротивления среды можно определить по формуле Стокса

$$\zeta = \frac{24\mu}{v d \rho_r} \quad (25)$$

Как видно, если  $\bar{v} \gg v_t$ , то частицы песка и цемента не оседают в забое скважин. Для этого необходимо по возможности регулирование устьевого давления.

Из формулы (20) можно определить и значение диаметра насосно-фонтанных труб. Отметим, что для этого в данных скважинах

желательно применить ступенчатую систему труб. При этом в данных условиях выносимые частицы породы изменяются и во времени, если дебит со временем меняется.

Согласно промышленным исследованиям, среднюю скорость газа можно выдержать в пределах 3–5 м.

#### Выводы

1. На основе газовой динамики выведено

уравнение движения газа в насосно-компрессорных трубах.

2. Данная методика дает возможность на основе промысловых данных предложить определение скорости выноса твердых частиц.

3. Зная основные параметры скважины, можно регулировать скорость восходящего потока газа и твердой фазы.

#### Список литературы

1. Коротаев Ю.П., Зотов С.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1989, 270 с.
2. Ширковский А.И., Задора Г.И. Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра 1994, 217 с.
3. Ланук Б.Б., Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974, 378 с.
4. Eisenberg F.C., Winberger C.B. Annular two-phase flow of gases and liquids AIChE Journal, 2015, vol. 25, No 2, pp. 240-246.
5. Руководство по добыче, транспорту и переработке производного газа / Д.Л. Катц, Д.Корнелли, Р.Кобамши и др. – М.: Недра, 1945.

#### References

1. Korotayev Yu.P., Zotov S.A., Aliyev Z.S. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin. – M.: Nedra, 1989, 270 s.
2. Shirkovskiy A.I., Zadora G.I. Dobycha i podzemnoe khranenie gaza. – M.: Nedra, 1994, 217 s.
3. Lanuk B.B., Zakirov S.N. Proyektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 1974, 378 s.
4. Eisenberg F.C., Winberger C.B. Annular two-phase flow of gases and liquids AIChE Journal, 2015, vol. 25, No 2, pp. 240-246.
5. Rukovodstvo po dobyche, transportu i pererabotke proizvodnogo gaza / D.L. Katts, D. Kornelli, R. Kobamshi i dr. – M.: Nedra, 1945.