SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЕ

В. Дж. Абдуллаев*[1], Х. М. Гамзаев[2]

[1]*НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;*

[2]*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан*

Numerical method for determining the coefficient of hydraulic resistance two-phase flow in a gas lift well

V. J. Abdullayev*[1], Kh. M. Gamzaev[2]

[1]*«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;*

[2]*Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan*

A B S T R A C T

The process of stationary movement of a gas-liquid mixture in the lifting pipe of a gas-lift well is considered. To describe this two-phase flow, a mathematical model is proposed that includes the equation of flow motion and the continuity equation for each phase. The presented model is transformed to a single nonlinear ordinary differential equation with respect to pressure. Within the framework of the obtained model, the task is set to determine the hydraulic resistance coefficient of a two-phase flow according to an additionally specified condition with respect to pressure. An additional condition, presented in the form of a nonlinear algebraic equation, is transformed into an ordinary differential equation with respect to an unknown coefficient of hydraulic resistance by applying the method of differentiation by parameter. The solution of the resulting Cauchy problem is determined by the finite difference method. Based on the proposed computational algorithm, numerical experiments were carried out for model data.

K E Y W O R D S

Gas lift;
Two-phase flow;
Hydraulic resistance coefficient;
Parameter ifferentiation method;
Finite difference method.

Введение

С течением двухфазных сред в трубах приходится сталкиваться почти во всех отраслях нефтегазового производства [1-5]. При бурении скважин – это течение аэрированных промывочных и тампонажных жидкостей и вынос шлама. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений – газлифтная добыча нефти, течение газоконденсатных, водонефтяных и газоводонефтяных смесей в стволе скважины [6-11]. В сборных сетях месторождений также иметь место двухфазное течение [12-16].

Известно, что газлифт – механизированный способ добычи нефти, при котором в эксплуатационную скважину с поверхности под высоким давлением нагнетается газ. Поступающий газ газирует жидкость в скважине. В результате ее удельный вес снижается вследствие образования газожидкостной смеси, а уровень жидкости в скважине повышается. С увеличением расхода газа уровень жидкости повышается до тех пор, пока не достигнет устья скважины. При дальнейшем увеличении расхода газа начинается перелив жидкости, так что дебит скважины станет отличным от нуля. Принцип действия газлифта основан на том, что при подаче в скважину газа происходит снижение удельного веса смеси в подъемных трубах, соответственно, давление на забой скважины становится меньше пластового и жидкость начинает поступать из пласта в скважину. Очевидно, что с изменением расхода газа изменяется и дебит скважины. Необходимо отметить, что зависимость дебита скважины по нефти от расхода закачиваемого газа является основной характеристикой газлифтной скважины. На основании характеристики определяется соответствующий технологический режим работы газлифтной скважины [12, 13].

В практике нефтедобычи для определения характеристики и соответствующего технологического режима работы газлифтных скважин необходимо знать распределение давления в подъемной трубе при движении в ней газожидкостной смеси. Следует отметить, что процессы движения газожидкостной смеси в трубах изучаются уже достаточно длительное время [12-21]. Все существующие на сегодняшний день и представляющие практический интерес теории движения газожидкостного потока по

**E-mail:* vugar.abdullayev@socar.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220100628

подъемным трубам можно объединить, исходя из теории баланса давления. По этой теории предполагается, что при движении смеси происходит потери давления на компенсацию веса столба смеси, трение и инерционные потери. К недостаткам существующих работ по теории движения газожидкостного потока можно отнести следующее: не учитываются инерционные потери; не учитывается относительная скорость газа в жидкости или принимается постоянной; объемная концентрация газовой фазы принимается равной газосодержанию или как линейная функция газосодержания. В связи с этим возникает необходимость в использовании более совершенной математической модели движения газожидкостной смеси в подъемных трубах газлифтных скважин.

Постановка задачи и метод решения

Пусть рассматривается стационарное движение двухфазной газожидкостной смеси в подъемной трубе газлифтной скважины. Предполагается, что движение газожидкостной смеси является одномерным, т.е. движение происходит только вдоль оси Oz, направленной вертикально вниз по оси подъемной трубы, с началом отсчета на устье скважины. Принимается, что давление в обеих фазах одинаково. Тогда учитывая сил давления, гравитации, трения и инерции, математическую модель движения газожидкостной смеси в подъемной трубе можно представить в виде следующей системы нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений [20]:

уравнение движения

$$\varphi_g \rho_g v_g \frac{dv_g}{dz} + \varphi_o \rho_o v_o \frac{dv_o}{dz} = -\frac{dp}{dz} + g\left(\varphi_g \rho_g + \varphi_o \rho_o\right) + \frac{\lambda}{2d}\left(\varphi_g \rho_g v_g^2 + \varphi_o \rho_o v_o^2\right) \qquad (1)$$

уравнение неразрывности газовой фазы

$$\frac{d\varphi_g \rho_g v_g s}{dz} = 0 \qquad (2)$$

уравнение неразрывности нефтяной фазы

$$\frac{d\varphi_o \rho_o v_o s}{dz} = 0 \qquad (3)$$

где p – давление, φ_g, v_g, ρ_g –соответственно, концентрация, скорость и плотность газовой фазы, где p – давление, φ_g, v_g, ρ_g – соответственно, концентрация, скорость и плотность газовой фазы, φ_o, v_o, ρ_o – соответствующие обозначения для нефтяной фазы, – коэффициент гидравлического сопротивления, d –диаметр подъемной трубы, g – ускорение свободного падения, $\varphi_g + \varphi_o = 1$, $s = \pi d^2/4$.

Проинтегрирую уравнения (2), (3), будем иметь

$$\varphi_g \rho_g v_g s = Q_g \rho_g = const \qquad (4)$$

$$\varphi_o \rho_o v_o s = Q_o \rho_o = const \qquad (5)$$

где Q_g – объем закачиваемого газа, Q_o – дебит скважины по нефти.

Температуру и коэффициент сверхсжимаемости по длине подъемной трубы примем постоянными и равными соответственно средним значениям $\overline{Z}, \overline{T}$. Тогда, считая газ идеальным, а жидкость несжимаемой, термодинамические уравнения состояния запишем в виде

$$Q_g = \frac{p_a}{p} Q_g^a, \ p = \rho_g R \overline{T}\overline{Z}, \ \rho_o = const, \qquad (6)$$

где R – газовая постоянная, Q_g^a – объем закачиваемого газа при атмосферном давлении p_a.

Необходимо отметить, что выражение для концентрации газовой фазы φ_g в общем случае теоретически получить невозможно. Однако в случае движения газожидкостной смеси, когда фазы имеют разные скорости, можно принять, что концентрация фазы в потоке пропорциональна ее скорости [12]

$$\frac{\varphi_g}{\varphi_o} = \frac{v_g}{v_o} \qquad (7)$$

Совместно решив систему уравнений (4), (5) и (7), получим

$$v_g = \frac{Q_g + \sqrt{Q_g Q_o}}{s}, \ v_o = \frac{Q_o + \sqrt{Q_g Q_o}}{s}, \ \varphi = \frac{\sqrt{Q_g}}{\sqrt{Q_g} + \sqrt{Q_o}}. \qquad (8)$$

Учитывая соотношения (6) и (8), получим следующие выражения для производных $\frac{dv_g}{dz}, \frac{dv_o}{dz}$

$$\frac{dv_g}{dz} = \frac{dv_g}{dp}\frac{dp}{dz} = -\left(1 + \frac{\sqrt{Q_o}}{2\sqrt{Q_g}}\right)\frac{Q_g^a p_a}{sp^2}\frac{dp}{dz}$$

$$\frac{dv_o}{dz} = \frac{dv_o}{dp}\frac{dp}{dz} = -\sqrt{\frac{Q_o}{Q_g}}\frac{Q_g^a p_a}{2sp^2}\frac{dp}{dz}. \qquad (9)$$

Подставляя (8) в уравнение (1) и учитывая (6) и (9), будем иметь

$$\frac{dp}{dz} = \psi(p, Q_g^a, Q_o, \lambda) \qquad (10)$$

где

$$\psi(p, Q_g^a, Q_o, \lambda) = \left[\frac{\sqrt{Q_g}\rho_g + \sqrt{Q_o}\rho_o}{\sqrt{Q_g} + \sqrt{Q_o}} g + \frac{\lambda}{2d}\frac{Q_g \rho_g (Q_g + \sqrt{Q_g Q_o}) + Q_o \rho_o (Q_o + \sqrt{Q_g Q_o})}{s^2}\right] \times \left[1 - \frac{(Q_g^a p_a)^2}{\gamma s^2 p^2}\left(1 + \frac{\sqrt{Q_o}}{2\sqrt{Q_g}}\right) - \frac{Q_o Q_g^a \rho_o p_a \sqrt{Q_o}}{2 s^2 p^2 \sqrt{Q_g}}\right]^{-1}$$

$$\gamma = \overline{Z}\overline{T}R$$

Предположим, что давление газожидкостной смеси на устье скважины известно. Тогда для уравнения (10) можно поставить следующее начальное условие

$$p(0) = p_0 \qquad (11)$$

Очевидно, что при задании Q_g^a, Q_o, λ решив задачу (10), (11), можно найти $p(z)$ – распределение давления в подъемной трубе газлифтной скважины. Однако необходимо отметить очень важное обстоятельство относительно коэффициента гидравлического сопротивления двухфазного потока. Дело в том, что получить явное выражение для коэффициента гидравлического сопротивления теоретически не представляется возможным. Несмотря на большое число экспериментальных исследований нет единого подхода по определению коэффициента гидравлического сопротивления. В связи с этим возникает необходимость в определении коэффициента гидравлического сопротивления для каждой конкретной газлифтной скважины.

Предположим, что для заданных Q_g^a, Q_o и p_0 коэффициент гидравлического сопротивления λ неизвестен и подлежит определению одновременно с функцией $p(z)$. При этом для корректной постановки задачи необходимо задавать дополнительное условие. Считая заданным давление в точке ввода газа в подъемную трубу, дополнительное условие представим в виде

$$p(l) = p_w \tag{12}$$

Теперь задача заключается в определении функции $p(z)$ и параметра λ, удовлетворяющих уравнению (10) и условиям (11), (12).

Учитывая, что решение задачи (10), (11) зависит от λ, условие (12) можно записать в виде

$$p(l,\lambda) - p_w = 0 \tag{13}$$

Таким образом, задача определения коэффициента гидравлического сопротивления λ сводится к решению нелинейного уравнения (13). Однако основная проблема, возникающая при решении уравнения (13) состоит в том, что функция $p(l,\lambda)$ задается не аналитическим выражением, а определяется в ходе решения задачи (10), (11). Для численного решения нелинейного уравнения (13) используем метод дифференцирования по параметру [22]. Следуя идее данного метода, введем в рассмотрение следующее уравнение

$$F(\lambda,\beta) = \lambda - \lambda^* + \beta(p(l,\lambda) - p_w - \lambda + \lambda^*) = 0$$

$$\beta \in [0,1] \tag{14}$$

где λ^* - фиксировано. Очевидно, что при $\beta = 0$ решением уравнения (14) будет $\lambda = \lambda^*$, а при $\beta = 1$ уравнение преобразуется в уравнение (13). Следовательно, решение уравнения (14) при $\beta = 1$ совпадает с решением уравнения (13).

Предположим, что функция $F(\lambda,\beta)$ имеет непрерывные частные производные по λ и β, а уравнение (14) для каждого $\beta \in [0,1]$ имеет решение $\lambda(\beta)$, непрерывно зависящее от β. Тогда дифференцируя уравнение (14) по , получим обыкновенное дифференциальное уравнение относительно $\lambda(\beta)$

$$\frac{d\lambda}{d\beta} + p(l,\lambda) - p_w - \lambda + \lambda^* +$$

$$+\beta\frac{dp(l,\lambda)}{d\lambda}\frac{d\lambda}{d\beta} - \beta\frac{d\lambda}{d\beta} = 0$$

или

$$\frac{d\lambda}{d\beta} = \frac{p_w - p(l,\lambda) + \lambda - \lambda^*}{1 - \beta + \beta u(l,\lambda)}, \quad 0 < \beta < 1 \tag{15}$$

где

$$u(l,\lambda) = \frac{dp(l,\lambda)}{d\lambda}$$

Начальное условие для уравнения (15) имеет вид

$$\lambda(0) = \lambda^* \tag{16}$$

Очевидно, что решение задачи Коши (15), (16), взятое в конечной точке $\beta = 1$ является одновременно решением уравнения (13). Ввиду нелинейности дифференциального уравнения (15) найти его аналитическое решения не представляется возможным. Поэтому для решения задачи (15), (16) используем метод конечных разностей [23]. С этой целью введем равномерную разностную сетку на отрезке $0 \le \beta \le 1$ с шагом $\Delta\beta = 1/m$

$$\overline{\omega} = \left\{ \beta_k = k\Delta\beta,\ k = 0,1,2,...m,\ m\Delta\beta = 1 \right\}$$

Дискретный аналог задачи (15), (16 на разностной сетке $\overline{\omega}$ представим в виде

$$\frac{\lambda_{k+1} - \lambda_k}{\Delta\beta} = \frac{p_w - p(l,\lambda_k) + \lambda_k - \lambda^*}{1 - \beta_k + \beta_k u(l,\lambda_k)}, \quad k = 0,1,2,....,m-1,$$

$$\lambda_0 = \lambda^*.$$

Отсюда получим рекуррентную формулу для вычисления приближенных значений $\lambda(\beta_{k+1})$

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k + \frac{p_w - p(l,\lambda_k) + \lambda_k - \lambda^*}{1 - \beta_k + \beta_k u(l,\lambda_k)}\Delta\beta, \tag{17}$$

$$\lambda_0 = \lambda^*, \quad k = 0,1,2,....,m-1.$$

Таким образом, вычисленное значение λ_m будет приближенным решением уравнения (13). Из формулы (17) видно, что для определения λ_k, $k = 1,2,3,....,m$ предварительно нужно вычислить $p(l,\lambda_k)$ и $u(l,\lambda_k)$. Сначала получим уравнение для определения $u(l,\lambda_k)$. Продифференцируем по λ уравнение (10).

$$\frac{d}{d\lambda}\frac{dp}{dz} = \frac{\partial\psi}{\partial\lambda} + \frac{\partial\psi}{\partial p}\frac{dp}{d\lambda}$$

Меняя порядок дифференцирования в левой части последнего уравнения, получим

$$\frac{du}{dz} = \frac{\partial\psi}{\partial\lambda} + \frac{\partial\psi}{\partial p}u \tag{18}$$

Начальное условие для уравнения (4.38) примет вид

$$u(0) = 0 \quad (19)$$

Таким образом, для вычисления λ_k, $k = 1,2,3,....,m$, нужно последовательно решить две задачи Коши: сначала из задачи (10), (11) нужно определить $p(l,\lambda_{k-1})$, затем из (18), (19) $-u(l,\lambda_{k-1})$. Однако ввиду нелинейности уравнения (10) и (18) найти их аналитические решения не представляется возможным. Поэтому для решения задач (10), (11) и (18), (19) также можно использовать метод конечных разностей.

Для выяснения эффективности практического применения предложенного вычислительного алгоритма были проведены численные эксперименты для модельных данных. Схема численного эксперимента заключается в следующем: задается некоторое значение коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda = \overline{\lambda}$ и с учетом этого значения определяется решение задачи (10), (11) $p(z)$, $0 \le z \le l$; принимается $p_w = p(l)$ и данная зависимость представляется как дополнительное условие для восстановления первоначально заданного значения $\overline{\lambda}$.

При проведении численных экспериментов использовались следующие значения параметров математической модели движения двухфазной газожидкостной смеси в подъемной трубе: $Q_g^a = 20000$ м³/сут., $p_0 = 0.2$ МПа, $Q_o = 120$ м/сут., $\rho_o = 850$ кг/м, $d = 0.06$ м, $l = 3000$ м, $\overline{Z} = 1$, $\overline{T} = 298\ K$, $\overline{R}$ =188.95 Дж/кг·K.

Восстановлению подлежало значение коэффициента гидравлического сопротивления $\overline{\lambda} = 0.04$. В результате численного эксперимента была восстановлена значение $\tilde{\lambda} = 0.0398$. Проведенные численные эксперименты для других значений $\overline{\lambda}$ показывают, что относительная погрешность восстановления значения коэффициента гидравлического сопротивления не превышает 1%. Полученные результаты свидетельствуют о том, что предложенный метод может быть эффективно применен при определении технологического режима работы газлифтных скважин.

Выводы

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления газожидкостной смеси в подъемной трубе газлифтной скважины предложен численный метод, основанный на использовании математической модели стационарного движения двухфазного потока в трубе и метода дифференцирования по параметру. Предложенный метод также можно использовать для определения характеристику газлифтного подъемника, т.е. зависимости дебита нефти от расхода закачиваемого газа. Для этого достаточно представить дополнительное условие в зависимости от дебита скважины по нефти.

Литература

1. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

2. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.

3. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

5. Велиев, Э. Ф. (2021). Методы прогнозирования процесса конусообразования. *Азербайджанское нефтяное хозяйство,* (3), 18-25.

6. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions*, (1), 82-92.

7. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, (3), 78-86.

8. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

9. Сулейманов, Б. А. (1997). Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. *Коллоидный журнал,* 59(6), 807-812.

10. Сулейманов, Б. А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, (1), 30-36.

11. Сулейманов, Б. А., Азизов, Х. Ф. (1995). Об особенностях течения газированной жидкости в пористом теле. *Коллоидный журнал*, 57(6), 862-867.

12. Мирзаджанзаде, А. Х., Аметов, И. И., Хасаев, А. М., Гусев, В. И. (1986). Технология и техника добычи нефти. *Москва: Недра.*

13. Силаш, А. П. (1980). Добыча и транспорт нефти и газа. *Москва: Недра.*

14 Shoham, O. (2006). Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes. *USA: Society of Petroleum Engineers.*

15. Мохов, М. А., Сахаров, В. А. (2008). Фонтанная и газлифтная эксплуатации скважин. *Москва: Недра*.

16. Леонов, Е. Г., Исаев, В. И. (1987). Гидроаэромеханика в бурении. *Москва: Недра.*

17. Aliev, F. A., Ismailov, N. A. (2013). Inverse problem to determine the hydraulic resistance coefficient in the gas lift process. *Applied and Computational Mathematics*, 3, 306–313.

18. Рамазанова, Э. Э., Гурбанов, Р. С., Насибов, Н. Б. (2010). Новый подход к исследованию газлифтных скважин в режиме установившихся отборов. *Нефтяное хозяйство*, 6, 83-85.

19. Abdullayev, V. J. (2021). New approach for two-phase flow calcuation of artifical lift. *SOCAR Proceedings*, 1, 49–55.

20. Гамзаев, Х. М., Юсифов, С. И. (1998). К моделированию газлифта. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 32-33.

21. Kadivar, A., Nemati, E. (2017). A computation fluid dynamic model for gas lift process simulation in a vertical oil well. *Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 1, 49-68.

22. Ортега, Дж., Рейнболдт, В. (1975). Итерационные методы решения нелинейных систем уравнений со многими неизвестными. *Москва: Мир.*

23. Самарский, А. А., Гулин, А. В. (1989). Численные методы. *Москва: Наука.*

References

1. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1(78), 61-72.

2. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. Modern Physics Letters B, 35(01), 2150038.

3. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

5. Veliyev, E. F. (2021). Prediction methods for coning process. *Azerbaijan Oil Industry*, 3, 18-25.

6. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions*, (1), 82-92.

7. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings,* (3), 78-86.

8. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

9. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

10. Suleimanov, B. A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.

11. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F. (1995). Specific features of the flow of a gassed liquid in a porous body. *Colloid Journal*, 57(6), 818-823.

12. Mirzadzhanzadeh, A. Kh., Ametov, I. M., Khasaev, A. M., Gusev, V. I. (1986). Technology and technics of oil extraction. *Moscow: Nedra.*

13. Silash, A. P. (1980). Extraction and transport of oil and gas. *Moscow: Nedra.*

14. Shoham, O. (2006). Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes. *USA: Society of Petroleum Engineers.*

15. Mokhov, M. A., Sakharov, V. A. (2008). Flowing and gas-lift well operation. *Moscow: Nedra.*

16. Leonov, E. G., Isaev, V. I. (1987). Drilling hydroaeromechanics. *Moscow: Nedra.*

17. Aliev, F. A., Ismailov, N. A. (2013). Inverse problem to determine the hydraulic resistance coefficient in the gas lift process. *Applied and Computational Mathematics,* 3, 306–313.

18. Ramazanova, E. E., Gurbanov, R. S., Nasibov, N. B. (2010). A new approach to the study of gas-lift wells in the regime of steady withdrawals. *Oil Industry*, 6, 83-85.

19. Abdullayev, V. J. (2021). New approach for two-phase flow calcuation of artifical lift. *SOCAR Proceedings,* 1, 49–55.

20. Gamzayev, Kh. M., Yusifov, S. I. (1998). Simulation of gas-lift. *Azerbaijan Oil Industry*, 4, 32-33.

21. Kadivar, A., Nemati, E. (2017). A computation fluid dynamic model for gas lift process simulation in a vertical oil well. *Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 1, 49-68.

22. Ortega, J., Reinboldt, V. (1975). Iterative methods for solving nonlinear systems of equations with many variables. *Moscow: Mir.*

23. Samarsky, A. A., Gilin, A. V. (1989). Numerical methods. *Moscow: Nauka*.

Численный метод определения коэффициента гидравлического сопротивления двухфазного потока в газлифтной скважине

В. Дж. Абдуллаев[1], Х. М. Гамзаев[2]

[1]НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан; [2]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

Рассматривается процесс стационарного движения газожидкостной смеси в подъемной трубе газлифтной скважины. Для описания данного двухфазного потока предлагается математическая модель, включающая в себя уравнение движения потока и уравнение неразрывности для каждой фазы. Представленная модель преобразуется к одному нелинейному обыкновенному дифференциальному уравнению относительно давления. В рамках полученной модели поставлена задача по определению коэффициента гидравлического сопротивления двухфазного потока по дополнительно заданному условию относительно давления. Дополнительное условие, представленное в виде нелинейного алгебраического уравнения, путем применения метода дифференцирования по параметру преобразуется в обыкновенное дифференциальное уравнение относительно неизвестного коэффициента гидравлического сопротивления. Решение полученной задачи Коши определяется методом конечных разностей. На основе предложенного вычислительного алгоритма были проведены численные эксперименты для модельных данных.

Ключевые слова: газлифт; двухфазный поток; коэффициент гидравлического сопротивления; метод дифференцирования по параметру; метод конечных разностей.

Ədədi üsulla qaz lift quyusunda ikifazalı axının hidravlik müqavimət əmsalının təyini

V. C. Abdullayev[1], X. M. Həmzəyev[2]

[1]«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan; [2]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Qaz lift quyusunda qaldırıcı boruda qaz-maye qarışığının stasionar axını prosesinə baxılır. Bu ikifazalı axını təsvir etmək üçün axının hərəkət tənliyi və hər bir fazanın kəsilməzlik tənlikləindən ibarət olan riyazi model təklif edilir. Təqdim olunan model çevirmə vasitəsilə təzyiqə nəzərən qeyri-xətti adi diferensial tənliyə gətirilir. Alınan model çərçivəsində ikifazalı axının hidravlik müqavimət əmsalının təzyiqə nəzərən verilmiş əlavə şərt daxilində təyin edilməsi məsələsi qoyulur. Qeyri-xətti cəbri tənlik şəklində verilmiş əlavə şərt parametrə görə diferensiallama üsulu ilə naməlum hidravlik müqavimət əmsalına nəzərən adi diferensial tənliyə gətirilir. Alınan Koşi məsələsinin həlli sonlu fərqlər üsulu ilə təyin edilir. Təklif edilmiş hesablama alqoritmi əsasında model verilənlər üzərində ədədi eksperimentlər aparılmışdır.

Açar sözlər: qaz lift; ikifazalı axın; hidravlik müqavimət əmsalı; parametrə görə diferensiallama üsulu; sonlu fərqlər üsulu.