ЗАДАЧА ИДЕНТИФИКАЦИИ ГАЗЛИФТНОГО ПРОЦЕССА, МОДЕЛИРУЕМОГО СИСТЕМОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ С ЗАПАЗДЫВАЮЩИМИ АРГУМЕНТАМИ

Расулова Ульвийя Закир- диссертант, ассистент, кафедра Информационные технологии и системы, АзАСУ, imanova.ulviyya@gmail.com

Аннотация. В работе рассматривается задача идентификации на основе математической модели, построенной для процесса газлифта. Предложен метод для идентификации времени запаздывания и параметров на основе математической модели, построенной в предположении, что давление и поток в нижней части подъемной трубы зависят от определенной временной задержки и параметров от давления и потока в нижней части кольцевой области.
Ключевые слова: Газлифт, аргумент запаздывания, подъемная труба, дифференциальные уравнения, кольцевая область

THE TASK OF IDENTIFYING THE GAS LIFT PROCESS MODELED BY A SYSTEM OF DIFFERENTIAL EQUATIONS WITH LAGGING ARGUMENTS

Rasulova Ulviyya Zakir– PhD student, assistant, department of Information technologies and systems, AzUAC, imanova.ulviyya@gmail.com

Abstract. In this case, the identification problem is considered on the basis of a mathematical model built for the gas lift process. The method for determining the delays and parameters was proposed on the basis of a mathematical model established under the assumption that the pressure and flow in the lower part of the riser depends on a certain time delay and parameters on the pressure and flow in the lower part of the annular region.
Keywords: gaslift, delay argument, lifting pipe, differential equations, ring area

Введение. В настоящее время при эксплуатации нефтяных месторождений используются три основных метода: первый- метод добычи нефти фонтанным способом, второй- метод эксплуатации газлифта и третий- метод эксплуатации нефтяных скважин с помощью глубинных насосов. В фонтанном методе нефть выходит на поверхность в результате высокого давления в пласте. После того, как скважина проработала фонтаном в течение определенного периода времени, давление в нефтяном пласте значительно падает, и нефть больше не может подниматься на поверхность под воздействием природного газа или пластовой воды, в результате чего останавливается фонтанный процесс добычи нефти. В этом случае наиболее эффективным методом эксплуатации нефтяной скважины является газлифтный метод. Суть этого метода заключается в том, что при закачке дополнительного газа в скважину на ее забое образуется газожидкостная смесь, имеющая меньший удельный вес, что в свою очередь позволяет нефти выходить из скважины вместе с газом.

Следует отметить, что математическому моделированию метода газлифта посвящено большое количество работ различных авторов [1-4]. Однако создание адекватной математической модели остается актуальной проблемой. В связи с этим следует отметить, что авторами [5-6] предложена математическая модель, более адекватно описывающая газлифтный процесс. Особенность предлагаемой модели заключается в том, что речь идет об оптимальном управлении для эффективного применения газлифтного метода. В работе [7] такая задача была приведена линейно-квадратичной задаче оптимального управления и разработан алгоритм ее решения. В итоге была найдена оптимальная программная траектория и управления для данной задачи. После этого, на основе результатов [7] и [8,9], была решена задача построения оптимальной стабилизации около программных траектории и управления, т.е. решена задача стабилизации. В рассматриваемой модели предполагается, что давление и расход на забое скважины постоянны, что отражается на условиях на забое скважины. Однако так бывает не всегда. Перетекание из пласта на забой скважины - сложный процесс, который очень сложно рассчитать и учесть в модели. Следовательно, поток и давления на нижнем конце подъемной трубы являются функциями, которые получаются из кольцевого пространства и формируются через пласт, отношения между которыми можно представить в виде разностных уравнений. Такой подход был предложен в [10], который обеспечивает большое количество газожидкостной смеси выходе подъемника.

Следует отметить, что объемный расход и давление нагнетаемого газа в нижней части кольцевого пространство может оказывать влияние на нижний части насосно-компрессорных труб только после определенной задержки. На основе этого предположения математическая модель, описывающая процесс газлифта в [11], в конечном итоге сводится к дифференциальному уравнению с запаздывающим аргументом, решение которого требует особого подхода.

В отличие от работы [7], была предложена новая математическая модель, предполагающая, что давление и расход на дне подъемной трубы зависят от давления и расхода на дне кольцевой области с неопределенной временной задержкой и неизвестными параметрами. На основе этой модели был разработан метод идентификации для определения временного запаздывания и неизвестных параметров. Для идентификации будет использована статистические данные скважин.

Постановка задачи. Как известно [5, 6], математическая модель работы газлифтной скважины приблизительно описывается системой линейных дифференциальных уравнений с частными производными

$$\begin{cases} \dfrac{\partial P}{\partial t} = -\dfrac{c^2}{\overline{F}}\dfrac{\partial Q}{\partial x} \\ \dfrac{\partial Q}{\partial t} = -\overline{F}\dfrac{\partial P}{\partial x} - 2aQ \end{cases} \qquad P(x,t),\ a(x,t) \tag{1}$$

Здесь $t \geq 0,\ x \in [0,2L]$.

$$c = \begin{cases} c_1, & x \in (0,L) \\ c_2, & x \in (L,2L) \end{cases} \qquad F = \begin{cases} F_1, & x \in (0,L) \\ F_2, & x \in (L,2L) \end{cases}$$

$$a = \begin{cases} a_1, & x \in (0,L) \\ a_2, & x \in (L,2L) \end{cases}$$

В [1], разделив L- i N на равные части, система (1) сводится к системе обыкновенных дифференциальных уравнений. При *N*= *n* получаем следующую систему уравнений в затрубном (кольцевом) пространстве:

$$P(0,t) = P_0(t), \qquad Q(0,t) = Q_0(t)$$

$$l = L/n \qquad x_i = \frac{L}{n}i, \qquad i = \overline{0,2n}$$

$$P(x_i,t) = P_i(t), \quad Q(x_i,t) = Q_i(t)$$

$$\left.\frac{\partial P}{\partial x}\right|_{x=x_i} = \dot{P}_i(t) \approx \frac{P(x_i,t)+P(x_{i-1},t)}{l} = \frac{1}{l}\left[P_i(t) - P_{i-1}(t)\right]$$

$$\left.\frac{\partial Q}{\partial x}\right|_{x=x_i} = \dot{Q}_i(t) \approx \frac{Q(x_i,t)+Q(x_{i-1},t)}{l} = \frac{1}{l}\left[Q_i(t) - Q_{i-1}(t)\right]$$

$$\begin{aligned} Q(L+0,t) &= \alpha Q(L-0,t-\tau) \\ P(L+0,t) &= \beta P(L-0,t-\tau) \end{aligned} \tag{2}$$

$$\begin{aligned} \bar{Q}_n(t) &= \alpha Q_n(t-\tau) \\ \bar{P}_n(t) &= \beta P_n(t-\tau) \end{aligned} \tag{3}$$

$i = \overline{1,n}$

$$\begin{cases} \dot{P}_1(t) = -\dfrac{c_1^2}{F_1 l} Q_1(t) + \dfrac{c_1^2}{F_1 l} Q_0(t), \\ \dot{Q}_1(t) = -\dfrac{F_1}{l_1} P_1(t) + \dfrac{F_1}{l_1} P_0(t) - 2a_1 Q_1(t), \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \dot{P}_n(t) = -\dfrac{c_1^2}{F_1 l} Q_n(t) + \dfrac{c_1^2}{F_1 l} Q_{n-1}(t), \\ \dot{Q}_n(t) = -\dfrac{F_1}{l} P_n(t) + \dfrac{F_1}{l} P_{n-1}(t) - 2a_1 Q_n(t). \end{cases} \tag{4}$$

Здесь функция $Q_0(t), P_0(t)$ соответствует объемному расходу и давлению газа, закачиваемого в затрубную область, с помощью которых регулируется процесс газлифта. Как отмечено в [1], кольца $Q_n(t)$ и $P_n(t)$ являются значениями, соответствующими нижней части области. Понятно, что давление и расход, образующиеся на дне подъемной трубы в скважине, зависят соответственно от их значений на дне кольцевой области с некоторым запаздыванием τ аргумента t . Учитывая (3) для подъемной трубы, получим

$$\begin{cases} \dot{P}_{n+1}(t) = -\dfrac{c_2^2}{F_2 l} Q_{n+1}(t) + \dfrac{c_2^2}{F_2 l} \alpha Q_n(t-\tau), \\ \dot{Q}_{n+1}(t) = -\dfrac{F_2}{l} P_{n+1}(t) + \dfrac{F_2}{l} \beta P_n(t-\tau) - 2a_2 Q_{n+1}(t), \\ \dot{P}_{n+2}(t) = -\dfrac{c_2^2}{F_2 l} Q_{n+2}(t) + \dfrac{c_2^2}{F_2 l} Q_{n+1}(t), \\ \dot{Q}_{n+2}(t) = -\dfrac{F_2}{l} P_{n+2}(t) + \dfrac{F_2}{l} P_{n+1}(t) - 2a_2 Q_{n+2}(t), \\ ------------------------ \\ \dot{P}_{2n}(t) = -\dfrac{c_2^2}{F_2 l} Q_{2n}(t) + \dfrac{c_2^2}{F_2 l} Q_{2n-1}(t), \\ \dot{Q}_{2n}(t) = -\dfrac{F_2}{l} P_{2n}(t) + \dfrac{F_2}{l} P_{2n-1}(t) - 2a_2 Q_{2n}(t). \end{cases} \tag{5}$$

Таким образом, мы получаем систему дифференциальных уравнений первого порядка (4), (5). Соответственно, начальные условия будут следующими:

$$P_i(0) = P_i^0, \quad Q_i(0) = Q_i^0 \qquad i = \overline{1,2n} \tag{6}$$

Теперь обозначим

$$x(t) = \left[P_1(t), Q_1(t), P_2(t), Q_2(t), \ldots, P_n(t), Q_n(t), P_{n+1}(t), Q_{n+1}(t), \ldots, P_{2n}(t), Q_{2n}(t)\right]',$$

$$x^0 = \left[P_1^0, Q_1^0, P_2^0, Q_2^0, \ldots, P_n^0, Q_n^0, P_{n+1}^0, Q_{n+1}^0, \ldots, P_{2n}^0, Q_{2n}^0,\right]',$$

$$u(t) = \left[Q_0(t), P_0(t)\right]'$$

Тогда (4)-(6) сводятся к следующей задаче Коши

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bx(t-\tau) + Gu(t), \tag{7}$$

$$x(0) = x^0. \tag{8}$$

Здесь матрицы A, B, G определяются как в [11].
Сейчас прейдем к декомпозиции задачи (7) и (8). Пусть

$$x(t)=[x_1'(t),x_2'(t),...,x_n'(t),x_{n+1}'(t),\dots,x_{2n}'(t)]',\; x_i(t)=\begin{bmatrix}P_i(t)\\Q_i(t)\end{bmatrix},\;\; x_i^0=\begin{bmatrix}P_i^0\\Q_i^0\end{bmatrix},\;\; i=\overline{1,2n}$$

$$A_1=\begin{bmatrix}0 & -\frac{c_1^2}{F_1 l}\\ -\frac{F_1}{l} & -2a_1\end{bmatrix}, A_2=\begin{bmatrix}0 & -\frac{c_2^2}{F_2 l}\\ -\frac{F_2}{l} & -2a_2\end{bmatrix}, B_1=\begin{bmatrix}0 & \frac{c_1^2}{F_1 l}\\ \frac{F_1}{l} & 0\end{bmatrix}, B_2=\begin{bmatrix}0 & \frac{c_2^2}{F_2 l}\\ \frac{F_2}{l} & 0\end{bmatrix}, u(t)=\begin{bmatrix}P_0(t)\\Q_0(t)\end{bmatrix}, V(\alpha,\beta)=\begin{bmatrix}0 & \frac{c_2^2}{F_2 l}\alpha\\ \frac{F_2}{l}\beta & 0\end{bmatrix}.$$

Тогда

$$\begin{cases} x_1'(t)=A_1x_1(t)+B_1u(t)\\ x_2'(t)=A_1x_2(t)+B_1x_1(t)\\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\\ x_n'(t)=A_1x_n(t)+B_1x_{n-1}(t)\\ x_{n+1}'(t)=A_2x_{n+1}(t)+V(\alpha,\beta)\,x_n(t-\tau)\\ x_{n+2}'(t)=A_2x_{n+2}(t)+B_2x_{n+1}(t)\\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\\ x_{2n}'(t)=A_2x_{2n}(t)+B_2x_{2n-1}(t)\end{cases} \tag{9}$$

$$x_i(0)=x_i^0 \tag{10}$$

Предположим, что функция $x(t)$ является решением задачи Коши (7) и (8) или (9) - (10). Очевидно, что это решение также зависит от параметров α, β и τ и регулятора $u(t)$. После этого мы можем показать решение $x(t)$ имеет вид $x(t)=x[\alpha,\beta,\tau,u(t),t]$

Тогда мы также можем найти координату $x_{2n}(t)$ этого решения. Поскольку он равен $x_{2n}(t)=[P_{2n}(t),Q_{2n}(t)]$,то имеем

$$Q_{2n}(\alpha,\beta,\tau,u,t)=\mathrm{I}\cdot x_{2n}(t),\qquad \mathrm{I}=[0;1]$$

Теперь предположим, что из истории газлифтной скважины известны статистические данные $\overline{Q}_0^i$ и $\overline{Q}_{2n}^i$ (i = 1, k. k - количество наблюдений) для определенных T моментов времени. $\overline{Q}_0^i$ - объем закачанного газа на входе в газлифтную скважину, $\overline{Q}_{2n}^i$- объем притока. Теперь предположим, что мы можем найти значение Q_0^i из решения задачи (9) - (10) в пределах

$$Q_{2n}^i(\alpha,\beta,\tau,Q_0^i,T)$$

статистических данных. Затем задача нахождения параметров α, β и τ сводится к задаче нахождения минимума функции.

$$\mathrm{I}(\alpha,\beta,\tau)=\sum_{i=1}^{k}\left[Q_{2n}^i(\alpha,\beta,\tau,Q_0^i,T)-\overline{Q}_{2n}^i\right]^2$$

Решение задачи (9) - (10), давайте сначала посмотрим на проблему.

$$\dot{x}_1(t)=A_1x_1(t)+B_1u(t),\quad x_1(0)=x_1^0$$

Предположим, что $u(t)=u_0=\begin{bmatrix}u_0\\Q_0\end{bmatrix}$ - постоянные векторы. Тогда [12]

$$x_1(t) = e^{A_1 t} x_1(0) + \int_0^t e^{A_1(t-\tau)} B_1 u_0 d\tau = e^{A_1 t} x_1(0) - A_1^{-1}\left[E - e^{A_1 t}\right] B_1 u_0 = F_1(x_1(0), A_1, B_1, t)$$

Теперь давайте найдем решение

$$\dot{x}_2(t) = A_1 x_2(t) + B_1 x_1(t), \quad x_2(0) = x_2^0$$

проблемы.

$$x_2(t) = e^{A_1 t} x_2(0) + \int_0^t e^{A_1(t-\theta)} B_1 x_1(\theta) d\theta = e^{A_1 t} x_2(0) + \int_0^t e^{A_1(t-\theta)} B_1 \left[e^{A_1\theta} x_1(0) - A_1^{-1}(E - e^{A_1\theta}) B_1 u_0\right] d\theta =$$

$$F_2(x_1(0), x_2(0), A_1, B_1, t)$$

Таким же образом мы можем найти решения

$x_3(t), x_4(t), \ldots, x_{n-1}(t)$ затем написать

$$\dot{x}_n(t) = A_1 x_n(t) + B_1 x_{n-1}(t), \quad x_n(0) = x_n^0$$

решение проблемы следующим образом.

$$x_n(t) = e^{A_1 t} x_n(0) + \int_0^t e^{A_1(t-\theta)} B_1 x_{n-1}(\theta) d\theta = F_n(x_1(0), x_2(0), \ldots, x_n(0), A_1, B_1, t)$$

Таким образом, мы нашли функции $x_1(t), x_2(t), \ldots, x_n(t)$ систем (9) - (10).

Решение дифференциального уравнения с запаздывающим аргументом.
Теперь решим задачу

$$\dot{x}_{n+1}(t) = A_2 x_{n+1}(t) + V(\alpha, \beta)\, x_n(t-\tau), \qquad x_{n+1}(0) = x_{n+1}^0$$

Очевидно, что [12] мы можем найти решение $x_{n+1}(t)$ в виде

$$x_{n+1}(t) = e^{A_2 t} x_{n+1}(0) + \int_\theta^t e^{A_2(t-\theta)} V(\alpha, \beta) x_n(\theta - \tau) d\theta$$

Другими словами, это решение будет в форме

$$x_{n+1}(t) = F_{n+1}(x_1(0), x_2(0), \ldots, x_{n+1}(0), \alpha, \beta, \tau, t)$$

Таким же образом мы можем решить

$$\dot{x}_i(t) = A_2 x_i(t) + B_2 x_{i-1}(t), \quad x_i(0) = x_i^0, \quad i = \overline{n+2,\, 2n}$$

уравнения. В этом случае мы получаем

$$x_{n+2}(t) = e^{A_2 t} x_{n+2}(0) + \int_0^t e^{A_2(t-\theta)} x_{n+1}(\theta) d\theta$$

$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$$

$$x_{2n}(t) = e^{A_2 t} x_{2n}(0) + \int_0^t e^{A_2(t-\theta)} x_{2n-1}(\theta) d\theta$$

решения.

Очевидно, он будет в виде $x_{2n}(t) = F_{2n}(\alpha, \beta, \tau, t)$.

Таким образом, функция $x_{2n}(t)$ зависит от α, β, τ параметров. Это означает, что для каждого значения параметров α, β и τ мы можем найти некие $x_{2n}(t)$ решения, которые соответствуют расходу на поверхности скважины.

Идентификация неизвестных параметров. Допустим, что $\mathrm{I} = [0;1]$ - вектор. Тогда понятно, что дебит скважины можно найти в виде

$$Q_{2n}(\alpha, \beta, \tau, T) = \mathrm{I} \cdot x_{2n}(T) \qquad (12)$$

Это означает, что для каждого параметра α, β и τ может быть определен расход, найденный по формуле (12).

Теперь давайте посмотрим на проблему поиска параметров α, β и τ, т.е. идентификации.

Предположим, что из истории исследуемой газлифтной скважины известны статистические значения закачиваемого газа $Q_0^{S,st}$ и соответствующего дебита $Q_{2n}^{s,st}$. Затем он находится на основе статистических данных.

$$u^{S,st}(t) = \begin{bmatrix} P_0^{s,st} \\ Q_0^{s,st} \end{bmatrix}$$

Определив функцию, можно решить систему дифференциальных уравнений (9), (10) для указанных параметров α, β и τ и найти дебет $Q_{2n}^{s}(\alpha, \beta, \tau, T)$ по формуле (12). Здесь $s = \overline{1,k}$, k - общее число статистических данных. Создавайте функциональные возможности с использованием этих решений и $Q_{2n}^{s,st}$ статистических данных.

$$\mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau) = \sum_{s=1}^{k} \left[Q_{2n}^{s}(\alpha, \beta, \tau, T) - Q_{2n}^{s,st} \right]^2 \qquad (13)$$

Задача состоит в том, чтобы найти такие значения параметров α, β и τ, чтобы функция (13) приняла минимальное значение.

Это означает, что значения параметров α, β и τ необходимо найти таким образом, чтобы решение системы дифференциальных уравнений (9)- (10) давало минимальное значение функции (13).

Таким образом, получаем оптимизационную задачу (9), (10), (13). Чтобы решить эту задачу, необходимо найти градиент функции $\mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)$ и решить систему уравнений, чтобы он стал равным нулю, и найти параметры α, β и τ. Из функции (13) следует, что практически невозможно найти вектор градиента функции $\mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)$ аналитически, поэтому воспользуемся следующей формулой для нахождения производных $\frac{\partial \mathrm{I}}{\partial \alpha}, \frac{\partial \mathrm{I}}{\partial \beta}$ и $\frac{\partial \mathrm{I}}{\partial \tau}$, как в [13]:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \alpha} &\approx \frac{\mathrm{I}(\alpha + h_\alpha, \beta, \tau) - \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{h_\alpha} \\
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \beta} &\approx \frac{\mathrm{I}(\alpha, \beta + h_\beta, \tau) - \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{h_\beta} \\
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \tau} &\approx \frac{\mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau + h_\tau) - \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{h_\tau}
\end{aligned} \qquad (14)$$

где $h_\alpha, h_\beta, h_\tau$ - довольно маленький шаг.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \alpha} &= 0 \\
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \beta} &= 0 \\
\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha, \beta, \tau)}{\partial \tau} &= 0
\end{aligned} \qquad (15)$$

Затем мы можем найти неизвестные параметры α, β и τ, решив систему уравнений. Таким образом, мы можем настроить следующий алгоритм, чтобы найти параметры α, β и τ.

Алгоритм.

Шаг 1. Включите константы C, F, a, L и функции $Q_0(t)$ и $P_0(t)$, указанные в (1) - (3).

Шаг 2. Вводятся статистические данные Q_0^{i} и $Q_{2n}^{i}\ (i = \overline{1,k})$.

Шаг 3. Решается система уравнений (9), (10) и находится $Q_{2n}^{i}(\alpha,\beta,\tau,Q_0^i,T)$ величина.
Шаг 4. (13) формируется функционально.
Шаг 5. С использованием соотношений (14) решается система уравнений (15) и находятся параметры α,β и τ.
Шаг 6. Когда вы удовлетворяете условиям для достаточно малого числа $\varepsilon > 0$,

$$\left|\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha,\beta,\tau)}{\partial\alpha}\right| < \varepsilon, \left|\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha,\beta,\tau)}{\partial\beta}\right| < \varepsilon, \left|\frac{\partial \mathrm{I}(\alpha,\beta,\tau)}{\partial\tau}\right| < \varepsilon$$

расчет останавливается, в противном случае шаги уменьшаются до $h_\alpha, h_\beta, h_\tau$ и повторяется 3-й шаг. Таким образом, построены параметры α,β и τ, позволяющие адекватно отразить историю газлифтной скважины, а значит, и получена адекватнуая газлифтному процессу математическая модель.

Заключение. В данной работе на основе ранее разработанной математической модели газлифтного процесса посредством идентификации неизвестный параметров получена более адекватная математическая модель, которых в некотором смысле учитывает физические процессы, происходящие в пласте.

Литература

1. Барашкин Р.Л., Самарин И.В. Моделирование режимов работы газлифтной скважины. Известия Томского политехнического университета, т. 309, №6, 42-46с. 2006
2. Сахаров В.А., Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках. М: Нефть и газ, 391с. 2004
3. Алиев Ф.А., Ильясов М.Х., Нуриев Н.Б. Задачи моделирования оптимальной стабилизации газлифтного процесса. Прикладная механика №6, 113- 122с. 2010
4. Алиев Ф.А., Ильясов М.Х., Джамалбеков М.А.. Моделирование работы газлифтной скважины. Доклады НАН Азербайджана, T.LXIV, № 4, 30– 41с. 2008
5. Алиев Ф.А., Муталлимов М.М. Алгоритм для решения задачи построения программных траектории и управления при добыче нефти газлифтным способом. Доклады НАН Азербайджана, T.LXV №5, 9- 18с. 2009
6. Алиев Ф. А., Муталлимов М. М., Исмаилов Н. А., Раджабов М.Ф. Алгоритмы построения оптимальных регуляторов при газлифтной эксплуатации. Автоматика и телемеханика, № 8, 3–15с. 2012
7. Aliev F.A., Mutallimov M.M., Askerov I.M., Raguimov I.S. Asymptotic method of solution for a problem of construction of optimal gas-lift process modes. Mathematical Problems in Engineering, 10p. 2010
8. Алиев Ф.А., Исмаилов Н.А. Задачи оптимизации с периодическим краевым условием и граничным управлением в газлифтных скважинах. Нелинейные колебания 17(2), 151-160p. 2014
9. Rasulova U.Z. On a modelling of the gaslift process by the system of delay argument differential equations. Advanced Mathematical Models & Applications, vol4, N3, 255-259p. 2019
10. Магаррамов И.А., Гаджиева П.С., Гаджиев С.К. Алгоритм решения задачи идентификации определения коэффициента гидравлического сопротивления на разных участках насоснокомпрессорных труб в газлифтном процессе, Proceedings of IAM, v.6. №2., 233- 244p. 2017

References

1. Barashkin R.L., Samarin I.V. Modelirovanie rezhimov raboty gazliftnoj skvazhiny. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, t. 309, №6, 42-46c. 2006
2. Saharov V.A., Mohov M.A. Gidrodinamika gazozhidkostnyh smesej v vertikal'nyh trubah i promyslovyh pod"emnikah. M: Neft' i gaz, 391s. 2004
3. Aliev F.A., Il'yasov M.H., Nuriev N.B. Zadachi modelirovaniya optimal'noj stabilizacii gazliftnogo processa. Prikladnaya mekhanika №6, 113- 122s. 2010

4. Aliev F.A., Il'yasov M.H., Dzhamalbekov M.A.. Modelirovanie raboty gazliftnoj skvazhiny. Doklady NAN Azerbajdzhana, T.LXIV, № 4, 30– 41s. 2008
5. Aliev F.A., Mutallimov M.M. Algoritm dlya resheniya zadachi postroeniya programmnyh traektorii i upravleniya pri dobyche nefti gazliftnym sposobom. Doklady NAN Azerbajdzhana, T.LXV №5, 9- 18s. 2009
6. Aliev F. A., Mutallimov M. M., Ismailov N. A., Radzhabov M.F. Algoritmy postroeniya optimal'nyh regulyatorov pri gazliftnoj ekspluatacii. Avtomatika i telemekhanika, № 8, 3–15s. 2012
7. Aliev F.A., Mutallimov M.M., Askerov I.M., Raguimov I.S. Asymptotic method of solution for a problem of construction of optimal gas-lift process modes. Mathematical Problems in Engineering, 10p. 2010
8. Aliev F.A., Ismailov N.A. Zadachi optimizacii s periodicheskim kraevym usloviem i granichnym upravleniem v gazliftnyh skvazhinah. Nelinejnye kolebaniya 17(2), 151-160p. 2014
9. Rasulova U.Z. On a modelling of the gaslift process by the system of delay argument differential equations. Advanced Mathematical Models & Applications, vol4, N3, 255-259p. 2019
10. Magarramov I.A., Gadzhieva P.S., Gadzhiev S.K. Algoritm resheniya zadachi identifikacii opredeleniya koefficienta gidravlicheskogo soprotivleniya na raznyh uchastkah nasosnokompressornyh trub v gazliftnom processe, Proceedings of IAM, v.6. №2., 233- 244p. 2017

Redaksiyaya daxil olma /Received 24.12.2021
Çapa qəbul olunma /Accepted for publication 24.01.2022

Цитировать эту статью: Расулова У.З. Задача идентификации газлифтного процесса, моделируемого системой дифференциальных уравнений с запаздывающими аргументами. журнал Научные труды. АзАСУ, с. 107-114, №1, 2022
For citation: Rasulova U.Z The task of identifying the gas lift process modeled by a system of differential equations with lagging arguments. Journal of Scientific Works/ Elmi eserler. AzUAC, p. 107- 114, N1, 2022