УДК 622.243.14

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ФОРМЫ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ НАСАДОК СИСТЕМЫ ПРОМЫВКИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ

ESTIMATION OF ENERGY CONSUMPTION OF ROCK FRACTURE AND DETERMINATION OF OPTIMAL SHAPE AND GEOMETRIC PARAMETERS WASHING NOZZLES OF THE WASHING SYSTEM ROCK FRACTURING TOOLS

Хейрабади Газаля
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
qezale@mail.ru

Абышова Рабия
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
rabiya.abishova@mail.ru

Аннотация. В настоящее время для бурения скважин используются долота различных конструкций. Поэтому представляет интерес установить эффективность инструментов для разрушения горных пород, применяемых на практике, в сопоставимых условиях разрушения горных пород. В качестве критерия эффективности гидроразрыва обычно рассматривается энергоемкость гидроразрыва, которая определяет объем пробуренной породы за единицу времени. Опыт бурения глубоких скважин подтверждает, что при возникновении значительных трудностей с передачей энергии к забою скважины из-за больших глубин наиболее рациональным является использование породоразрушающих инструментов абразивно-режущего типа, обеспечивающих максимальную проходку при долблении при минимальных энергозатратах. Следует отметить, что проходка на одно долото важна для расчета параметров режима бурения, удовлетворяющих требованиям обеспечения максимальной скорости перемещения.

Ключевые слова: скважины, бурение, буровой раствор, уравнение, функция.

Kheyrabadi Qazala
Azerbaijan State University of Oil and Industry
qezale@mail.ru

Abishova Rabiya
Azerbaijan State University of Oil and Industry
rabiya.abishova@mail.ru

Annotation. At present, bits of various designs are used for drilling wells. Therefore, it is of interest to establish the efficiency of rock destruction tools used in practice in comparable conditions of rock destruction. As a criterion of fracture efficiency, the energy intensity of fracture, which determines the volume of drilled rock per unit of time, is usually considered. The experience of drilling deep wells confirms that when there are significant difficulties with the transfer of energy to the bottom of the well because of the large depths the most rational is the use of rock destroying tools of abrasion-cutting type, providing the maximum penetration for chiseling at minimum energy consumption. It should be noted that the penetration per chiseling is important for the design of drilling mode factors, satisfying the requirements to ensure maximum travel speed.

Keywords: wells, drilling, drilling fluid, equation, function.

В настоящее время для бурения скважин используются долота различных конструкций. Поэтому интересным представляется вопрос установления эффективности, нашедших применение на практике порода разрушающих инструментов в сопоставимых условиях разрушения горных пород.

В качестве критерия эффективности разрушения, обычно рассматривается показатель энергоемкости разрушения, определяющий объем выбуренной породы за единицу времени. Опыт бурения глубоких скважин подтверждает, что когда появляются значительные трудности с передачей энергии на забой скважины из-за больших глубин наиболее рациональным является применение порода разрушающих инструментов истирающе-режущего типа, обеспечивающие максимальную проходку за долбление при минимальных энергетических затратах. Надо отметить, что проходка за долбление имеет важное значение для проектирования режимных факторов бурения, удовлетворяющие требования по обеспечению максимальной рейсовой скорости.

Одним из возможных путей увеличения технико-экономических показателей бурения скважин (особенно при бурении на больших глубинах) является наиболее рациональное использование гидравлической мощности направленного потока буровой промывочной жидкости. Лабораторные и промышленные исследования различных типов гидромониторных долот, проведённые в различных странах показали, что в насадках, имеющих вход с эллиптическими кромками и выход с более острыми кромками, коэффициент расхода достигает максимального значения (0,99). Это позволяет дополнительно высвободить часть гидравлической мощности и направить её на увеличение скорости проходки при бурении. В связи с этим выбор оптимального профиля каналов насадок гидромониторных долот имеет большое значение для повышения их эффективности.

Определение этих параметров по максимальной ударной силе затопленного потока жидкости обеспечивает минимальную силу сопротивления на пути вылета струи жидкости из насадок. Далее, зная выходной оптимальный диаметр насадок, можно установить рациональный внутренний профиль канала и оптимальный его входной диаметр.

Решение указанных задач с учётом ограничения обычными методами затруднительно, так как при определении начального выходного диаметра насадок неизвестны силы сопротивления. Весьма эффективными в этом случае являются классические методы оптимального управления. Задача для определения характеристик промывочных каналов сформулирована в нижеприводимом содержании.

Требуется найти оптимальную функцию $F=\psi(T)$ при $0\le t\le T$, обеспечивающую равномерное изменение скорости по длине насадки при минимальных потерях гидравлической мощности. Для решения данной задачи составляется уравнение движения жидкости в насадке в виде

$$m\frac{dv}{dt}=p(t)F(t),\qquad p(t)=\frac{Q^2\gamma}{2g\omega^2F^2(t)},\tag{1}$$

где m – масса жидкости, протекающей внутри насадки; ν – скорость потока струи в текущей точки насадки; $F(t)$ – текущая площадь канала насадки; Q – расход циркулирующей жидкости; γ – удельный вес промывочной жидкости; ω – коэффициент расхода.

Согласно условию оптимальности составляется следующая система уравнений:

$$\frac{dx_1}{dt}=\frac{1}{m}p(t)F(t)=f_1,\tag{2}$$

$$\frac{dx_0}{dt}=k_1x_2^1+k_2F^2(t)=f_\circ$$

Составляются уравнения для сопряжённых переменных в виде;

$$\frac{d\psi_1}{dt}=\sum_{i=1}^{n}\frac{\partial f_i}{dx_i}\psi_1,\qquad \psi_\circ=-1,\qquad \frac{d\psi_1}{dt}=-2k_1x_1\psi_0.\tag{3}$$

Далее согласно процедуры применения метода оптимизации составляется гамильтониан:

$$H=\sum_{i=1}^{n}\psi_if_i;$$

или в явном виде:

$$H=-\left(k_1x^2+k_2F_{(t)}^2\right)+\psi_1\frac{Q^2\gamma}{2gm\omega^2}F(t).$$

Выписываются слагаемые, содержащие $F(t)$:

$$H^*=-k_2F^2(t)+\psi_1\frac{Q^2\gamma}{2gm\omega^2}F(t),\tag{4}$$

после преобразования которого получается ниже приводимое равенство:

$$-k_2F^2(t)+\psi_1\frac{Q^2\gamma}{2gm\omega^2}\cdot F(t)=-k_2\left(F_t-\frac{Q^2\gamma\psi_1}{4gm\omega^2k_2}\right)^2-\frac{Q^4\gamma^2\psi_1^2}{16g^2m^2\omega^2k_2^2}.$$

Путем подстановки $F(t)=Q^2\gamma/4gm\omega^2k_2$ в (18), получается система уравнений:

$$\frac{dx_1}{dt}=\frac{1}{2k_2}\left(\frac{Q^2\gamma}{2gm\omega^2}\right)^2\psi_1;\qquad \frac{d\psi_1}{dt}=2k_1x(t).\tag{5}$$

решение которой при условиях:

$$v(t=0)=v_0, \qquad F(t=0)=F_0$$
$$v(t=T)=v_{\text{Вых}}, \qquad F(t=T)=F_{\text{Вых}},$$

представляется в виде:

$$F(t)=\frac{F_0 F_{\text{Вых}} shBT}{F_{\text{Вых}} shBTchBt + F_0 shBT - F_{\text{Вых}} shBtchBT},$$

$$v(t)=v_0\left(chBt - chtBTshBt\right)+\frac{shBt}{shBT}v_{\text{Вых.}}. \tag{6}$$

Применяя теорему об изменении количества движения жидкости по длине насадки, имеем:

$$\frac{Q\gamma}{g}\left(v(t)-v_{\text{Вых}}\right)=\frac{v^2{}_{(t)}-v^2{}_{\text{Вых}}}{2g\omega^2}\cdot tF(t). \tag{7}$$

Очевидно, что $v(t)=v_{\text{Вх}}, F(t)=F_{\text{Вх}}=F_0$ при $t=0$.

Решением (7) относительно F_0, для его определения получается нижеприводимая зависимость:

$$F_0=\left(2\omega^2 Q - v_{\text{Вых}} F_{\text{Вых}}\right)/v_{\text{Вых}}. \tag{8}$$

Учитывая (8) в (6) определяются, соответственно:

$$F(t)=\frac{\left(2\omega^2 Q - v_{\text{Вых}} F_{\text{Вых}}\right)F_{\text{Вых}} shBT}{2\omega^2 QshBt + v_{\text{Вых}} F_{\text{Вых}}[shB(T-t)\ ]-shBt}, \tag{9}$$

и

$$v(t)=\left(chBt - shBtchBT\right)\frac{F_{\text{Вых}} v_{\text{Вых}}}{F_0}+v_{\text{Вых}}\frac{shBt}{shBT}. \tag{10}$$

Из уравнения (10) определяется:

$$y(t)=\frac{1}{B}\left(shBt - chBtchBT\right)\frac{F_{\text{Вых}} v_{\text{Вых}}}{F_0}+\frac{1}{B}v_{\text{Вых}}\frac{chBt}{shBT}. \tag{10a}$$

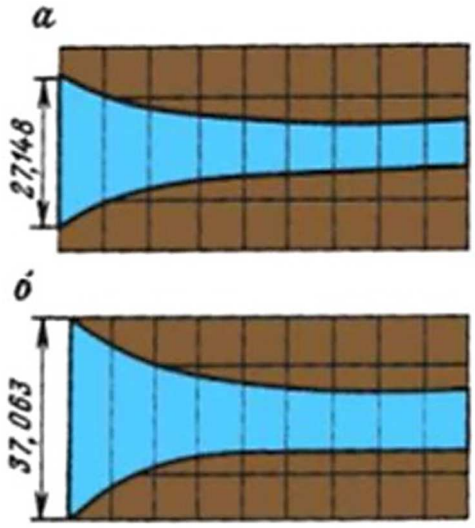

Рисунок 1 – Профиль насадки:
a, b – при коэффициенте расхода 0,75 и 1, соответственно

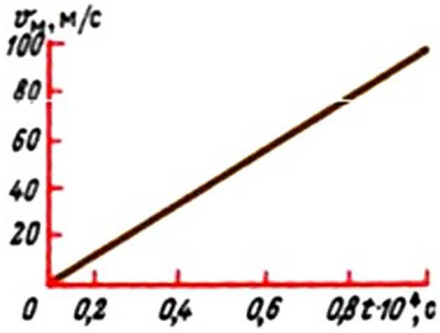

Рисунок 2 – Изменения механической скорости бурения во времени для различных профилей насадок

Длина насадки l определяется из условия, что при $y(t=T)=l.$

В итоге для определения длины насадки получается нижеприводимая зависимость:

$$l=\left(shBT-\frac{ch^2BT}{shBT}\right)\frac{F_{\text{Вых}}v_{\text{Вых}}}{F_0B}+\frac{v_{\text{Вых}}chBT}{BshBt}+\frac{F_{\text{Вых}}v_{\text{Вых}}}{BF_0}chBT-\frac{v_{\text{Вых}}}{\text{BshBT}}. \quad (11)$$

Выражение (9) представляет собой профиль продольного сечения насадки. Изменения скорости в любом сечении насадки определяются по формуле(10). Результаты расчета по формулам (9) и (10) для конкретных случаев $\left(Q=0{,}04\text{м}^3/\text{ч};\ \text{F}_{\text{Вых}}=6{,}4\cdot10^{-3}\,м^2;\ B=198c^{-1};\ \text{v}_{\text{Вых}}=70м/c\right)$ представлены на рисунках 3 и 4 Таким образом, установленные оптимальные профили насадок обеспечивают минимальные местные сопротивления и максимальный коэффициент расхода $(\omega=1)$. Это видно из рисунка 4, где скорость в любом сечении насадки изменяется равномерно, увеличиваясь по длине, что подтверждает экспериментальные данные зарубежных исследователей.

Список литературы:

1. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / А.Г. Калинин [и др.]. – М. : Недра, 1997. – 357 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2000. – С. 424.
3. О кинетике процесса очистки забоя скважины от выбуренных пород / Р.А. Гасанов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 9. – С. 36–38.
4. Процессы разрушения горных пород и резервы повышения скоростей бурения / Н.А. Колесников [и др.]. – Ташкент : Фан, 1989. – 188 с.
5. Масленников И.К. Усовершенствование бурового инструмента для нефтяных скважин. – М. : ЦИНТИ химнефтемаш, 1984. – 70 с.
6. Сеид-Рза М.К. Предупреждение осложнений в кинетике буровых процессов / М.К. Сеид-Рза, Т.Г. Фараджев, Р.А. Гасанов. – М. : Недра, 1992. – 480 с.

List of references:

1. Drilling of Inclined and Horizontal Wells: Handbook / A.G. Kalinin [et al.]. – M. : Nedra, 1997. – 357 p.
2. Vadetsky Yu.V. Drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2000. – P. 424.
3. On the kinetics of the process of cleaning the bottom of a well from drilled rocks / R.A. Hasanov [et al.] // Oilfield business. – 2002. – № 9. – P. 36–38.
4. Rock Destruction Processes and Ways to Increase Drilling Speeds / N.A. Kolesnikov [et al.]. – Tashkent : Fan, 1989. – 188 p.
5. Maslennikov, I.K. Improvement of Drilling Tools for Oil Wells. – M. : Tsinti Khimmash, 1984. – 70 p.
6. Seid-Rza M.K. Prevention of Complications in the Kinetics of Drilling Processes / M.K. Seid-Rza, T.G. Faradzhev, and R.A. Gasanov. – M. : Nedra, 1992. – 480 p.