

Изобретение относится к области бурения скважины и может быть использовано при проходке вертикальных и наклонных скважин.

Известен способ бурения скважины [2], выбранный в качестве прототипа, включающий вращение породоразрушающего инструмента относительно забоя скважины в области нерезонансных частот, причем частота вращения в системе долото - забойный двигатель - бурильная колонна определяется из соотношения

$$n \approx \frac{\omega}{k} b.$$

где  $n$  - частота вращения ротора, при которой подавляются резонансные явления в бурильной колонне и достигается максимум механической скорости проходки, 1/с;

$\omega$  - собственная частота вращения вала забойного двигателя, 1/с;

$k$  - количество шарошек в долоте;

$b=2k^m$  - гармонический коэффициент, где  $m$  - номер гармоники.

Использование известного способа недостаточно эффективно снижает амплитуду поперечных колебаний, так как полученная экспериментально зависимость антирезонансной частоты в прототипе имеет большую погрешность, обусловленную незначительным количеством учитываемых при этом параметров процесса бурения, влияющих на точность определения искомой частоты вращения ротора. Например, не учтены: осевая сила на породоразрушающий инструмент, вес бурильной колонны, зенитный угол скважины и плотность бурового раствора.

Поставлена задача усовершенствования способа бурения скважины, в котором путем оптимизации параметров процесса бурения, включающих осевую силу на поро-доразрушающий инструмент и частоту вращения породоразрушающего инструмента, обеспечивается повышение эффективности снижения амплитуды поперечных колебаний низа бурильной колонны и за счет этого увеличение скорости проходки скважины.

Эта задача решается тем, что в способе бурения скважины, включающем вращение породоразрушающего инструмента относительно забоя скважины в области нерезонансных частот, согласно изобретению, осевую силу на породоразрушающий инструмент фиксируют, например установкой утяжеленных бурильных труб, частоту вращения породоразрушающего инструмента относительно забоя скважины определяют из решения линейного дифференциального уравнения четвертого порядка

$$EI(x) \frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{d}{dx} \left[ (P - xq(x) \cos \alpha \frac{dw}{dx}) \right] -$$

$$- \omega^2 (\gamma - \rho) S(x) w = q(x) \sin \alpha,$$

где  $E$  - модуль Юнга, Н/м<sup>2</sup>;

$I(x)$  - осевой момент инерции сечения бурильных труб, м<sup>4</sup>;

$x$  - координата, отсчитываемая от нижней точки на компоновке низа бурильной колонны, м;

$w$  - прогиб буровой колонны в сечении с координатой  $x$ , м;

$P$  - осевая сила на долоте, Н;

$q(x)$  - вес единицы длины бурильной колонны в буровом растворе, Н/м;

$\alpha$  - зенитный угол скважины, град;

$\omega$  - частота поперечных колебаний буровой колонны, равная произведению скорости вращения бурового инструмента на число возмущений, поперечных оси компоновки, за один оборот с коэффициентом  $2\pi$ , 1/с;

$\gamma$  - плотность материала бурильных труб, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$S(x)$  - площадь поперечного сечения колонны, м<sup>2</sup>,

с граничными условиями

$$1) w = \begin{cases} 0, & \frac{d^2 w}{dx^2} = 0 \text{ при } x=0, \end{cases}$$

где  $w_0$  - амплитуда прогиба колонны на забое скважины, м;

$$2) w = \Delta(x), \quad \frac{dw}{dx} = 0, \quad \frac{d^3 w}{dx^3} = 0$$

в первой от забоя скважины точке касания колонны к стенке скважины при  $\Delta(x)=0,5(d_c-d_k)$ , где  $d_c$  - диаметр скважины, м;

$d_k$  - диаметр колонны в точке касания, м;

$$3) w \Big|_{x=x_i} = \delta, \quad \frac{d^2 w}{dx^2} \Big|_{x=x_i} = 0$$

в местах расстановки  $x_i$  центраторов при

$$\delta_i = 0,5(d_c - d_w).$$

$N$  - количество центраторов;

$d_{ц}$  - диаметр центратора, м

$$4) w(x_j-0) = w(x_j+0), \quad \frac{dw}{dx} \Big|_{x_j-0} = \frac{dw}{dx} \Big|_{x_j+0},$$

где  $j=1, 2, \dots, k$

$x_j$  - расстояние от забоя скважины до места соединения бурильных труб различного диаметра, м;

$k$  - число соединений бурильных труб различного диаметра, путем варьирования величины  $\omega$  до значения, при котором поперечная сила на долоте

$$Q = EI \frac{d^3 w}{dx^3}$$

и угол его наклона

$$\beta = \frac{dw}{dx}$$

меньше их заданных значений и амплитуда  $w_{\max}$  на интервале  $[x, x_{n+1}]$  не превышает отклонения долота  $w(0)$  на забое, после чего выполняют коррекцию отклонения направления проходки скважины от предшествующего значения увеличением или уменьшением осевой силы при сохранении азимута проходки.

Совокупность приведенных выше существенных признаков заявляемого способа обеспечивает решение поставленной задачи, повышение эффективности снижения амплитуды поперечных колебаний низа бурильной колонны и за счет этого увеличение скорости проходки скважины.

На фиг.1 изображена схематически компоновка низа бурильной колонны; на фиг.2 - графики амплитуд прогибов бурильной колонны.

Осуществление предлагаемого способа поясняется с помощью компоновки низа бурильной колонны, которая включает породоразрушающий инструмент в виде шарошечного долота 1, бурильные трубы 2 и установленные вдоль ее оси  $N$  центраторов 3.

Работа компоновки низа бурильной колонны осуществляется следующим образом.

Компоновку опускают в скважину, подают буровой раствор и приводят во вращение. Число возмущений, поперечных оси компоновки, за один оборот в забое трехшарошечного долота  $n$ -3. Решают уравнение, подставляя необходимые данные, например из таблицы, получают частоту поперечных колебаний буровой колонны  $\omega$  и частоту вращения долота  $f$ . Полученные расчетные отношения амплитуды прогибов компоновки низа бурильной колонны  $w(x)$  к амплитуде колебаний долота  $w_0$  в примере 2, иллюстрирующем предлагаемый способ, показывают, как видно из фиг.2, что низ бурильной колонны вращается без касания о стенки скважины на расстоянии до 40 м от забоя, кривая 1, а в примере 1, где величина  $f$  меньше в 2 раза, процесс бурения осложнен преодолением сил трения на этом участке, кривая 2. При этом первые от забоя экстремумы отклонений  $w(x)/w_0$  в примере 1 равны 1; 0,8; 2,5; 2,4, а в примере 2-1; 0,8; 0,35; 0,3; 0,04. Коррекцию отклонения направления проходки скважины от предшествующего направления производят в заданных для решения уравнения условиях вариации, контролируя  $w(x)/w_0$  по графику, построенному в соответствии с измененной осевой нагрузкой. В примере 2 такую коррекцию осуществляли в пределах не более 0,4 кН дополнительной осевой силы.

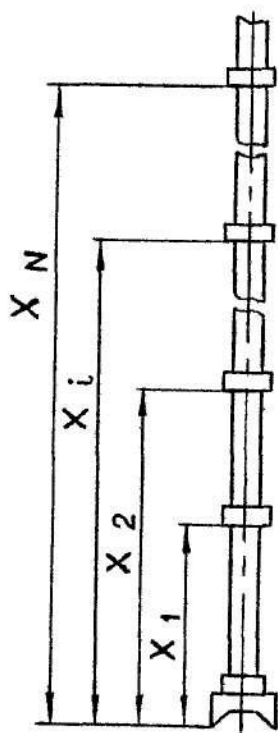
Примеры 3 и 4 приведены для наклонной скважины, причем первые от забоя экстремумы отношений отклонений  $w(x)/w_0$  в примере 3, кривая 3, равны 1; 1; 2,9; 7,3, в примере 4, кривая 4, иллюстрирующем предлагаемый способ, - 1; 0,39; 0,23; 0,21. Коррекцию отклонения направления проходки скважины в примере 4 проводили в пределах не более 0,35 кН дополнительной осевой силы.

Использование предлагаемого способа улучшает подвод энергии на долото, разрушение пород, а также стабилизирует отклоняющую силу на долоте и его угол наклона как при турбинном, так и при роторном бурении скважины.

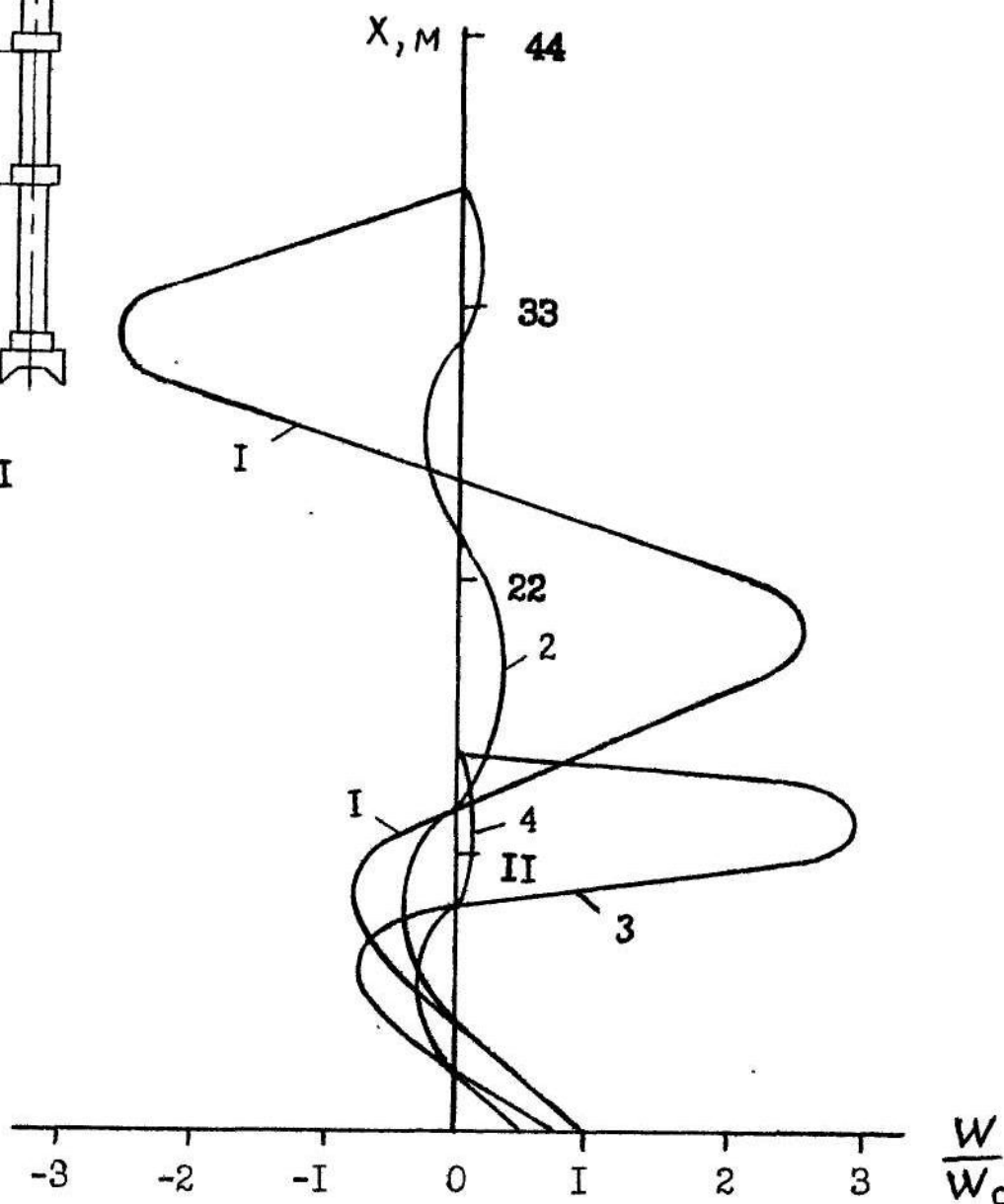
Скорость проходки повышается при этом в среднем на 12%.

Наименование параметров	Примеры			
	I	II	III	IV
Диаметр долота, $d_d$ , мм	269,9	269,9	269,9	269,9
Число шарошек долота, $n$ , шт.	3	3	3	3
Диаметр утяжеленных бурильных труб, мм,				
- на расстоянии 16 м от долота	178	178	203	203
- на расстоянии от 16 м до 50 м от долота	178	178	178	178
Диаметры центраторов, $d_c$ , мм				
I	269,9	269,9	269,9	269,9
II	259	259	264	264
III			259	259
Расстояние между долотом и центраторами, $x$ , м				
I	5,1	5,1	2	2
II	13,1	13,1	8	8
III			16	16
Число соединений бурильных труб различного диаметра	0	0	1	1
Зенитный угол скважины, $\alpha$ , град	0	0	15	15
Осевая сила на долоте, $P$ , кН	27,5	27,5	27,5	27,5
Отклоняющая сила на долоте, $Q$ , кН	0,03	0,03	17,4	17,4
Угол наклона на долоте, $\beta$ , рад	$2 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$
Плотность бурового раствора, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1200	1200	1200	1200
Частота поперечных колебаний буровой колонны, $\omega$ , 1/с	18,8	37,6	18,8	28,2
Частота вращения долота относительно забоя скважины, $f$ , об/с	1	2	1	1,5

**П р и м е ч а н и е.** В компоновках низа бурильной колонны использовано стандартное оборудование с известными характеристиками прочности.



Фиг. 1



Фиг. 2