

Спосіб регулювання швидкості обертального буріння, що включає подачу промивальної рідини в бурильні труби з нагвинченим породоруйнівним інструментом, створення осьового навантаження на долото, надання обертання його ротору, який **відрізняється** тим, що регулюють швидкість обертання долота до оптимальної величини, яка враховує конструкцію долота, низу бурильної колони, встановлену потужність приводу ротора, енергоємність процесу руйнування породи, zenітний кут свердловини, параметри промивальної рідини, фізико-механічні властивості гірських порід і яка визначається як середньоарифметичне значення трьох близьких по величині швидкостей обертання, вибраних із n_1, n_2, n_3, n_4, n_5 , де:

$$n_1 = \frac{N_p \times K_{кр}}{1,37(c \times \rho \times H \times d_{БТ}^2)^{0,6}} \text{ об/хв.,}$$

де: n_1 - швидкість обертання долота в залежності від потужності приводу ротора,

N_p - потужність приводу ротора,

$K_{кр}$ - коефіцієнт, який враховує зниження потужності за рахунок zenітного кута свердловини,

c - коефіцієнт, який враховує тип гірських порід,

ρ - густина промивальної рідини,

H - поточна глибина свердловини,

$d_{БТ}$ - зовнішній діаметр бурильних труб,

$$n_2 = \frac{33,33 \times D_q^2 \times P_{ш} \times \Delta P \times \delta \times V_{\pi}}{P_q^2} \text{ об/хв.,}$$

де: n_2 - швидкість обертання долота в залежності від енергоємності руйнування породи,

D_q - діаметр долота,

$P_{ш}$ - твердість породи на стиснення по штампу,

δ - глибина проникнення зубця долота в породу,

ΔP - диференційний тиск на вибої,

V_{π} - плинна механічна швидкість буріння,

P_q - осьове навантаження на долото,

$$n_3 = \frac{0,6 \times 10^5 \times d_{ш}}{t \times Z \times D_q} \text{ об/хв.,}$$

де: n_3 - швидкість обертання долота в залежності від пластичності породи,

$d_{ш}$ - діаметр шарошки,

t - час контакту зубця шарошки з породою,

Z - кількість зубців на периферійному вінці шарошки,

D_q - діаметр долота,

$$n_4 = \frac{30 \times \omega}{\pi \times D_q} \text{ об/хв.,}$$

де: n_4 - швидкість обертання долота в залежності від абразивності породи,

ω - колова швидкість обертання периферійних поверхонь долота,

D_q - діаметр долота,

$$\frac{60 \times K_{кр} \times \alpha \times \chi}{\pi^2 \times L \times \Theta} \leq \frac{10 \times K_{кр} \times d_o \times \chi}{H_o - L} j \leq n_s \leq \frac{10 K_{кр} \times d_k \times \chi}{H_k - L} (j + 0,25) \text{ об/хв.,}$$

де: n_5 - швидкість обертання долота, при якій відсутні низькочастотні коливання низу бурильної колони,

$K_{кр}$ - коефіцієнт, який враховує zenітний кут свердловини,

α - коефіцієнт, який враховує число збуджень коливань вибоєм свердловини,

χ - швидкість розповсюдження поздовжніх коливань в бурильних трубах,

L - сумарна довжина обважнених бурильних труб,

Θ - коефіцієнт пропорційності діаметрів обважнених і

звичайних бурильних труб,

$$\Theta = \frac{D_{обТ}^2 - d_{обТ}^2}{D_{БТ}^2 - d_{БТ}^2},$$

де: $D_{обТ}, d_{обТ}$ - зовнішній і внутрішній діаметри обважнених бурильних труб,

$D_{БТ}, d_{БТ}$ - зовнішній і внутрішній діаметри звичайних бурильних труб,

j - частота збуджень низькочастотних коливань,

d_o, d_k - коефіцієнти, які залежать від числа збуджень коливань, 3, 6, 9,

H_o, H_k - початкова і кінцева глибини інтервалу буріння.