

К началу работ по созданию изыскательско-водолазного судна его назначение, техническое оснащение, методика проведения инженерно-геологических исследований обладали патентной чистотой по отношению к аналогичным зарубежным аналогам таким как «Астргейл» (Франция), «Берлинертор» (Германия) и др. Однако в виду прекращения финансирования работ заказчиком, реализовать технический проект не удалось.

Нет сомнения в том, что в случае создания и эксплуатации такого судна в настоящее время районы работ и эффективность использования КПБУ были бы расширены, а сам комплекс технических средств и технология бурения модернизированы с учетом последних достижений в этих областях, включая: бесступенчатое регулирование скорости вращения бурового снаряда и скорости спуско-подъемных операций; создание гидромеханической системы подъема вращателя; механизация процессов укладки бурильных и обсадных труб в вертикальные магазины; использование термомеханического породоразрушающего инструмента при бурении твердых горных пород и многое другое.

*Наводиться склад та призначення комплексу технічних засобів для проведення вишукувальних робіт на шельфі, розміщеного на комбінованій плаваючій буровій установці.*

**Ключові слова:** донні ґрунти, пробовідбірники, морський кондуктор, забійний снаряд, пенетрація, обертач, вібромолоти.

*Make an inventory composition and purpose of complex techniques equipments for realization investigation works on shelf, accommodated on the swimming drilling rig.*

**Key words:** downhole tool, samplers, dirt, sea conductor, penetration, rotary-head, vibrating hammer.

#### Литература

1. Литвиненко В. С., Калинин А. Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2009. – 544 с.
2. Ребрик Б. М. Бурение инженерно-геологических скважин: Справочник. - 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 336 с.
3. Караев Р. Н. Плавающие сооружения морской нефтегазовой индустрии. – Баку: «ЭЛМ», 2006. – 368 с.

Поступила 07.06.11

УДК 622.24.053

А. А. Кожевников<sup>1</sup>, д-р. техн. наук, Ю. Л. Кузин<sup>1</sup>,  
И. И. Мартыненко<sup>2</sup>, кандидаты технических наук, А. А. Лексиков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Государственный ВУЗ Национальный горный университет, Днепрпетровск,  
Украина

<sup>2</sup> Государственная служба геологии и недр Украины, г.Киев

#### СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАТРАТ МОЩНОСТИ НА ХОЛОСТОЕ ВРАЩЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

*При проведении геологоразведочных работ бурение скважин проводится как с применением стальных бурильных труб СБТМ -50, так и с применением бурильных алюминиевых труб ЛБТМ-54 . В работе приведены расчёты мощности на холостое вращение, определённые по формулам различных авторов.*

**Ключевые слова:** бурильные трубы, толщина стенки, мощность, прочность.

Знание величины мощности, требуемой на холостое вращение бурильной колонны необходимо:

1. при расчёте бурильных труб на прочность;
2. для определения мощности приводного двигателя бурового станка.

Мощность на бурение на верхнем конце бурильных труб определяется по формуле

$$N = N_1 + N_2 + N_3, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $N_1$  – мощность, затрачиваемая на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_2$  – мощность, расходуемая на разрушение забоя, кВт;

$N_3$  – дополнительные затраты мощности на вращение бурильной колонны при создании осевой нагрузки, кВт.

Мощность привода станка определяется по формуле

$$N_{\text{пр}} = N + N_{\text{тр.б.ст.}} \quad (2)$$

где  $N_{\text{тр.б.ст.}}$  – мощность, затрачиваемая в трансмиссии бурового станка, кВт.

Теория и практика показывает, что основные затраты мощности приходятся на холостое вращение бурильной колонны, и можно сказать, что

$$N_1 = N_{\text{х.в.}} \quad (3)$$

Мощность на холостое вращение бурильной колонны будет определяться рядом факторов, среди которых:

1. Параметры бурильных труб:  $d_H$  – наружный диаметр бурильной трубы, м;  $d_{\text{вн.}}$  – внутренний диаметр бурильной трубы, м;  $q$  – вес 1 п.м. гладкой части бурильной трубы, Н;  $\gamma_M$  – плотность материала бурильной трубы, кг/м<sup>3</sup>.

2. Геометрические размеры скважины:  $D$  – диаметр скважины, м;  $L$  – глубина скважины, м (она же длина бурильной колонны); искривление скважины  $\theta$  – зенитный угол скважины – град.

3. Параметры режима бурения скважины:  $n$  – частота вращения бурильной колонны, об/мин;  $\gamma_{\text{ж}}$  – плотность промывочной жидкости, применяемой в процессе бурения скважины, кг/м<sup>3</sup>.

Цель работы: провести сравнительный анализ затрат мощности на холостое вращение при бурении скважин диаметром 76 мм для двух случаев: СБТМ-50 и ЛБТН-54.

Известные формулы в научно-технической литературе для определения мощности, затрачиваемой на холостое вращение бурильной колонны можно разбить на 2 группы:

I-я – формулы, не учитывающие погонный вес бурильной трубы  $q_{\text{тр.}}$  и толщины стенки бурильной трубы  $\delta_{\text{ст.}}$ , а также плотность материала бурильных труб  $\gamma$

II-я – формулы, учитывающие  $q_{\text{тр.}}$ ,  $\delta_{\text{ст.}}$ ,  $\gamma$ .

К первой группе относятся формулы, имеющие одинаковую форму записи, а именно:

$$N_{\text{х.в.}} = c \cdot d^b \cdot L \cdot \gamma_M \cdot n^m, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где  $c$  – опытный коэффициент;  $d$  – наружный диаметр бурильных труб;  $b$  – показатель степени при  $d$ ;  $L$  – длина бурильной колонны (глубина скважины), м;  $\gamma_M$  – плотность материала бурильных труб, кг/м<sup>3</sup>;  $n$  – частота вращения бурильной колонны, об/мин;  $m$  – показатель степени при  $n$ .

В табл. 1 приведены значения показателей степени при переменных величинах, входящих в большинство формул имеющих одинаковую форму записи.

**Таблица 1. Значения показателей степени при переменных величинах, входящих в формулы для определения мощности на холостое вращение бурильной колонны**

Авторы формул	Значения показателей степени при					№ источника
	$n$	$L$	$d$	$\gamma_M$	$c$	
ГЭЭИ	3	1	1	0	$(2,0-2,63) \cdot 10^{-7}$	1
Плющ В.М.	1,6	1	1,6	1	$1,15 \cdot 10^{-4}$	2
Шумилов П.П.	1,33	1	1		$0,16 \cdot 10^{-2}$	3
Васильев М.Г.	1,33	1	2	1	$0,92 \cdot 10^{-4}$	4
Белякова А.С. и Варшавский Г.Е.	1,33	1	2	1	$0,184 \cdot 10^{-4}$	5
Зиненко В.П. и Кирсанов А.Н.	2	0,68	0	0	0	6
Калинин И.С.	2,33	1	0	0	$4,6 \cdot 10^{-8}$	7

Ко второй группе относятся формулы, учитывающие  $q_{TP}, \delta_{CT}$ :

1) Формула Фёдорова

$$N_{X.B.} = k_C \cdot (2 \cdot 10^{-6} \cdot q \cdot \delta \cdot n^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot q \cdot d^2 \cdot n) \cdot L, \text{ кВт}, \quad (5)$$

где  $k_C$  – коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости  $k_C = 0,8$  при применении в качестве промывочной жидкости технической воды;

2) формула Кардыша В. Г. [10]:

$$N = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot [2,5 \cdot 10^{-8} \cdot (0,9 + 0,02 \cdot \delta) \cdot \frac{D \cdot q \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75}}{(EI)^{0,16}} \times (1 + 0,44 \cdot \cos \theta) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot \delta \cdot n \cdot P], \text{ кВт}, \quad (6)$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий тип промывочной жидкости ( $K_1 = 1,0$  при применении технической воды;  $K_1 = 0,6$  для эмульсионных растворов и смазочных добавок;  $K_1 = 1,2$  для глинистых растворов;  $K_1 = 1,5$  при продувке воздухом);  $K_2$  – коэффициент, учитывающий состояние стенок ствола скважины ( $K_2 = 2$  при бурении в трещиноватых, разрушенных и кавернозных породах;  $K_2 = 1,0$  при бурении монолитных пород;  $K_2 = 0,5 \dots 0,75$  при вращении колонны в скважине с обсадными трубами);  $K_3$  – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб ( $K_3 = 1,0$  при применении стальных труб;  $K_3 = 0,5$  для легкосплавных труб);  $K_4$  – коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб ( $K_4 = 1$  для ниппельного соединения;  $K_4 = 1,3$  для муфтового – замкового соединения);  $K_5$  – коэффициент, учитывающий кривизну бурильных труб ( $K_5 = 1$  для бурильных труб, изготовленных в соответствии ОН 41 – 1 – 68, для которых средняя кривизна составляет  $0,25 \dots 0,3$  мм/м;  $K_5 = 1,3$  для бурильных труб со средней кривизной  $0,55 \dots 0,85$  мм/м;  $K_5 = 1,6$  для труб со средней кривизной более  $0,85$  мм/м).

3) Формула Буркина Л. Г. [9]:

для высоких частот вращения бурильной колонны

$$N_{x.в.} = K_c \cdot q \cdot 10^{-8} \cdot n \cdot (2 \cdot \delta \cdot n + d_H^2), \text{ кВт}, \quad (7)$$

для низких частот вращения бурильной колонны

$$N_{x.в.} = 1,44 \cdot 10^{-9} \cdot K_c \cdot q \cdot d_H^2 \cdot n \cdot L, \text{ кВт}, \quad (8)$$

где  $K_c$  – коэффициент, учитывающий тип смазки бурильных труб в процессе бурения;  
( $K_c = 0,8$

при использовании смазки типа КАВС в сочетании с промывочной эмульсией;  $K_c = 1,0$  при полном покрытии колонны бурильных труб КАВС в сочетании с промывкой технической водой;  $K_c = 1,5$  при отсутствии смазки и эмульсии).

4) Формула Лачиняна Л. А. [8]:

$$N_{x.в.} = \frac{n \cdot W_{II} \cdot \delta_{\varepsilon}}{143240 \cdot \delta_{\kappa}} \cdot \sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{g}\right)^2 - \left\langle \frac{[(l-l_1) \cdot q + l_1 \cdot q] \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}{F_1} \right\rangle^2}, \text{ кВт}, \quad (9)$$

где  $\delta_{\varepsilon}$  – минимальная толщина стенки трубы при одностороннем износе, м;  $\delta_{\kappa}$  – толщина стенки трубы из расчёта, что износ носил концентричный характер, м;  $W_{II}$  – полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы, м<sup>3</sup>;  $\sigma_T$  – предел текучести материала бурильной трубы, МПа;  $g$  – запас прочности;  $l$  – длина бурильной колонны, м;  $l_1$  – длина сжатой части, м;  $q$  – вес бурильных труб в воздухе, кгс/м;  $q_1$  – вес сжатой части бурильных труб на воздухе, кгс/м;  $\gamma$  – плотность материала бурильных труб, Н/м<sup>3</sup>;  $\gamma_{ж}$  – удельный вес промывочной жидкости, Н/м<sup>3</sup>;  $F_1$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>.

5) Формула Эпштейна Е. Ф., Мацейчик В. И. [9]

$$N_{x.в.} = \frac{0,5}{102} \cdot \mu \cdot k \cdot \gamma \cdot D \cdot \omega \cdot q \cdot f \cdot \frac{\omega^2 (k - \beta)}{g (1 - \beta)} \cdot (0,43 \cdot L_p + L_c - \frac{0,6 \cdot L_p}{1 + \sqrt{1 + H} + \sqrt{1 + \sqrt{1 + H} \cdot \sqrt[4]{H}}}) + \frac{q \cdot L_c^3 \cdot \cos^2 \theta}{12EI} + \frac{L}{f} \cdot \sin \theta, \text{ кВт}, \quad (10)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения стали по стали;  $\mu = 0,3$ ;  $k$  – коэффициент, зависящий от угловой скорости вращения ротора;

$$k = 1 - 5 \cdot 10^{-4} \cdot \omega, \quad (11)$$

$n$  – частота вращения бурильной колонны вокруг собственной оси, об/мин;

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \text{ с}^{-1};$$

$\gamma$  – безразмерный коэффициент, численно равный плотности промывочной жидкости ;

$D$  – диаметр скважины, м;

$q$  – масса единицы длины бурильных труб в воздухе, кг/м;

$f$  – зазор между стенками скважины и бурильной колонной, м;

$\omega$  – угловая скорость вращения бурильной колонны, с<sup>-1</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;  
 $k$  – коэффициент, зависящий от угловой скорости вращения ротора;  
 $\beta$  – коэффициент, зависящий от диаметров скважины и бурильной трубы;  
 $\beta = \frac{d}{D}$ ;  
 $L_p$  – длина растянутой части бурильной колонны, м;  
 $L_c$  – длина сжатой части бурильной колонны, м;  
 $H = \frac{10,72 \cdot EI \cdot \omega^2 \cdot q_0}{L_p^2 \cdot g \cdot q^2 \cdot \cos^2 \theta} \cdot \left( \frac{k - \beta}{1 - \beta} \right)^2$ ;  
 $H$  – безразмерный коэффициент;  
 $EI$  – жёсткость материала бурильных труб, Н·м<sup>2</sup>;

Для сравнения энергетических показателей на холостое вращение бурильных колонн, собранных из стандартных стальных бурильных труб СБТМ -50 или алюминиевых бурильных труб ЛБТМ -54 при бурении геологоразведочных скважин диаметром 76 мм проведены расчёты при одинаковых режимах бурения скважин.

Исходные данные для проводимых расчётов приведены в табл. 2.

Таблица 2. Исходные данные

Тип бурильной трубы	СБТМ-50	ЛБТМ-54
Материал	Сталь 36Г2С	Сплав Д16
Вес 1 п.м. гладкой части бурильной трубы $q_{БТ}$ , Н	60,4	47,4
Вес 1 п.м. бурильной колонны с учётом веса соединений и высаженных частей бурильной трубы	64,1	53,1
Глубина скважины $L$ , м	500; 1000; 1500; 2000	500; 1000; 1500; 2000
Тип породоразрушающего инструмента	Алмазные коронки	Алмазные коронки
Диаметр скважины $D$ , м	0,076	0,076
Параметры режима бурения: - осевая нагрузка $P_K$ , даН - частота вращения бурильной колонны $n$ , об/мин	900 400	900 400

На рис. 1 показан график затрат мощности на холостое вращение бурильных колонн в зависимости от глубины скважины

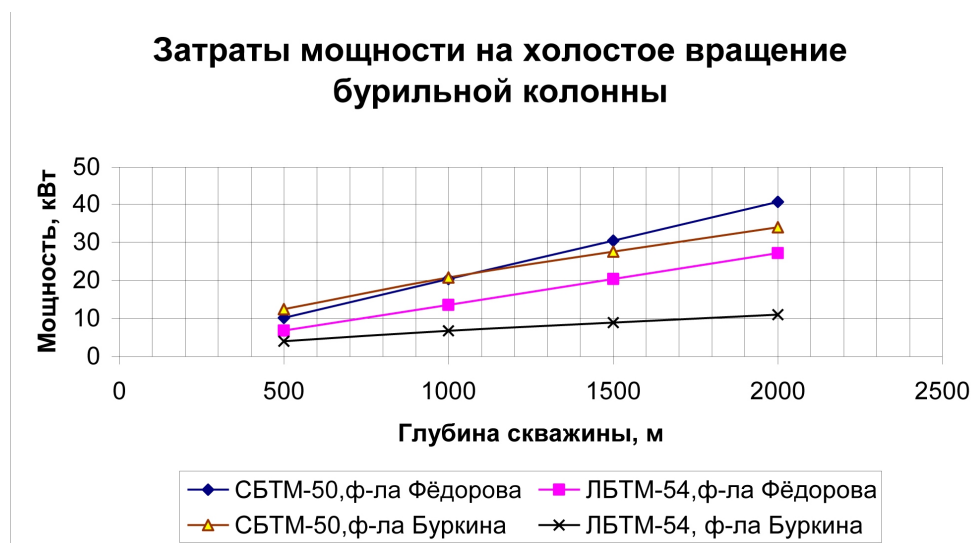


Рис. 1 График затрат мощности на холостое вращение бурильной колонны в зависимости от глубины скважины.

### Выводы

Результаты расчетов по формулам Федорова и Буркина свидетельствуют, что затраты мощности на холостое вращение бурильной колонны из ЛБТ ниже, чем из СБТМ-50, что подтверждается опытом бурения скважин с применением этих колонн. Результаты расчета по формуле Федорова как для СБТ, так и для ЛБТ выше, чем по формуле Буркина.

Зависимость мощности на холостое вращение бурильной колонны от глубины скважины как по формуле Федорова, так и по формуле Буркина, как для СБТМ-50, так и для ЛБТМ-54 носит линейный характер

$$N_{\text{хв}} = K_i \cdot L, \text{ кВт} \quad (12)$$

где  $K_i$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида формулы и типа бурильной колонны

$$K_i = \frac{\Delta N}{\Delta L} \quad (13)$$

где  $\Delta N$  - приращение мощности,  $\Delta L$  - приращение глубины скважины.

*При проведенні геологорозвідувальних робіт буріння свердловин проводиться як з приміненням сталевих бурильних труб СБТМ -50, так і з застосуванням бурильних алюмінієвих труб ЛБТМ-54. У роботі наведено розрахунки потужності на холосте обертання, визначені за формулами різних авторів.*

**Ключові слова:** бурильні труби, товщина стінки, потужність, міцність

*During the exploration drilling of wells is carried out both with the use of steel drill pipes SDPC -50, and with the use of aluminum drill pipes LADPC-54 . In work there are power calculations for single rotation, defined by the formulas of various authors*

**Key words:** drill pipes, wall thickness, power, strength

### Литература

1. Слоним Л. И. Основы нефтепромысловой электротехники. Ч. I. – М.-Л.: ГНТИ, 1932. – 223 с.
2. Плющ Б. М. Электропривод на нефтяных промыслах // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – № 10-12. – С. 3–14.
3. Шумилов П. П., Минин А. А. Энергетические показатели турбинного бурения // Нефтяная промышленность СССР. – 1940. – № 1. – С. 66–68.
4. Воздвиженский Б. И., Васильев М. Г. Буровая механика. – М.: Госгеолтехиздат, 1954. – 492 с.
5. Белякова А. С., Варшавский Г. Е. О мощностях, расходуемых на вращение инструмента при бурении скважин малого диаметра // Разведка и охрана недр. – 1954. – №5. – С. 17–19.
6. Зиненко В. П., Кирсанов А. Н. Экспериментальные измерения мощности, затрачиваемой при колонковом бурении разведочных скважин. – М.: Госгеолтехиздат, 1961. – 52 с.
7. Воздвиженский Б. И., Калинин И. С. Энергозатраты при колонковом бурении разведочных скважин малых диаметров. Обзор ВИЭМС. – М.:1973. –47 с.
8. Лачинян Л. А. Работа бурильной колонны. – М.: Недра, 1979. – 207 с.
9. Расчет бурильных труб в геологоразведочном бурении / Ф. Эпштейн, В. И. Мацейчик, И. И. Ивахнин и др. – М.: Недра, 1979. – 161 с.
10. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский Л. С. Новые данные по выбору и регулированию параметров режима бурения // Разведка и охрана недр. – 1976. – № 8. – С. 56–60.

*Поступила 30.06.11*