

УДК 662.242.5

В. В. Куликов, д-р техн. наук

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ), Москва, Россия

Оценка расхода энергии, затрачиваемой в единицу времени на вращение колонны бурильных труб, по величине коэффициента полезного действия

В статье рассмотрены данные о затратах мощности на вращение в скважине колонн бурильных труб различных конструкций в процессе бурения. Для оценки величины энергии, затрачиваемой на вращение, предложено использовать значение коэффициента полезного действия работы бурильной колонны.

Ключевые слова: колонна бурильных труб, коэффициент полезного действия, мощность.

Колонна бурильных труб, работающая в скважине, представляет собой сложную механическую систему. Работа колонны за незначительное время углубки скважины характеризуется в основном постоянным уровнем мощности. В некоторых условиях колонна труб может работать в динамическом режиме [1], характеризующемся высоким переменным во времени уровнем мощности. Динамический режим обусловлен возникновением различных видов колебаний в трубах – продольных, поперечных, крутильных [4].

Колебания колонны труб вызваны, с одной стороны, ее упругими свойствами, а с другой – наличием сил сопротивления перемещению колонны как в осевом, так и в окружном направлении. Силы сопротивления движению колонны труб в скважине представлены в основном силами трения о стенки скважины и поверхности обсадных труб. Кроме этого, определенную роль играют силы трения между поверхностью колонны бурильных труб и нисходящим и восходящим потоками очистного агента в скважине (жидкого, газообразного или газожидкостного).

Таким образом, на пути от устья до забоя скважины механическая энергия, подводимая от бурового станка к колонне, расходуется на преодоление сил трения и на поддержание колебательных процессов в трубах.

Для удобства, в качестве основной величины, характеризующей расход механической энергии в процессе бурения скважин, используют величину энергии, израсходованной в единицу времени – мощность. При вращении колонны бурильных труб в скважине можно выделить следующие составляющие затрат мощности [4]:

- на преодоление сил трения, вызванных осевым относительным перемещением колонны труб;
- на преодоление сил трения вследствие окружных относительных перемещений труб;
- на поддержание колебаний (вибрации) колонны бурильных труб и ее ударов о стенки скважины;
- на преодоление сил трения, вызванных прижатием бурильной колонны к стенкам скважины или поверхности обсадных колонн за счет несоосности труб и их изначальной кривизны;
- на преодоление сил трения, обусловленных упругими свойствами бурильного вала при вращении последнего в искривленной скважине.

Под энергопроводностью колонны бурильных труб будем понимать ее способность передавать механическую энергию (мощность) от источника (бурового станка) к потребителю (породоразрушающему инструменту). Энергопроводность колонны существенно зависит не только от собственных характеристик (плотности материала, наружного и внутреннего диаметров, видов и размеров соединительных элементов и др.), но и от характеристик внешней по отношению к колонне среды (диаметра скважины, наличия специальных смазок и смазывающих компонентов в составе промывочных жидкостей и пр.), а также от входных параметров режима бурения (частоты вращения труб, осевой нагрузки или разгрузки колонны, расхода очистного агента) и выходных показателей (скорости бурения скважины, скорости разработки ствола скважины и т. д.). Для оценки энергопроводных свойств различных колонн в различных условиях бурения

© В. В. Куликов, 2013

обычно используются измеренные в поверхностных условиях значения мощности. Мощность, подводимая к забюю, измеряется, практически, исключительно в опытных условиях. Данные по анализу работ колонн представлены в многочисленных источниках [1–4]. К недостаткам представленных результатов можно отнести, в первую очередь, отсутствие единого однозначно определяемого показателя, характеризующего энергопроводные свойства колонн бурильных труб.

Нами предлагается в качестве показателя энергопроводности колонны бурильных труб использование коэффициента полезного действия (КПД) работы труб в скважине.

Для расчета величины КПД, в идеале, следовало бы воспользоваться фиксируемыми непосредственно в процессе углубки скважины показаниями измерителей мощности, установленных на верхнем и нижнем концах колонны бурильных труб. Однако имеющиеся в литературе подобные данные носят отрывочный характер и получены в условиях стендовых измерений. Многочисленны лишь производственные данные по затратам мощности на вращение всего бурового снаряда, находящегося в скважине. По указанным причинам для расчета и анализа значений КПД работы колонн бурильных труб в скважинах нами были выбраны усредненные зависимости, характеризующие затраты мощности [2, 3]. Для удобства использования эти зависимости были нами частично модифицированы.

В соответствии с общефизическими представлениями

$$\eta = \frac{E_{\text{вых}}}{E_{\text{ex}}} \cdot 100\% = \frac{N_z}{N_m} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где η – КПД работы колонны бурильных труб в скважине, %; $E_{\text{вых}}$ – механическая энергия при выходе из бурильных труб, кДж; E_{ex} – механическая энергия при входе в колонну бурильных труб, кДж; N_z – мощность, расходуемая на забюю скважины, кВт; N_m – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб в скважине, кВт.

$$N_m = N_{\text{хв}} + N_{\text{дон}}, \quad (2)$$

где: $N_{\text{хв}}$ – мощность, расходуемая на холостое вращение колонны бурильных труб, кВт; $N_{\text{дон}}$ – дополнительная мощность, затрачиваемая на вращение сжатой части колонны бурильных труб, которой создается осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кВт.

Тогда

$$\eta = \frac{N_z}{N_{\text{ос}} + N_{\text{дт}}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

Дополнительную мощность можно рассчитать по формуле [2]

$$N_{\text{дон}} = 12,25 \cdot 10^{-3} \cdot C_{\text{ос}} \cdot n \cdot (D_c - D_{\text{бм}}), \quad (4)$$

где $C_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН; n – частота вращения породоразрушающего инструмента, об/мин; D_c – диаметр скважины, м; $D_{\text{бм}}$ – наружный диаметр бурильных труб, м.

При бескерновом бурении шарошечными долотами [2, 3]

$$N_z = 0,1 \cdot \mu \cdot C_{\text{ос}} \cdot n \cdot D, \quad (5)$$

где μ – коэффициент трения зубцов породоразрушающего инструмента о породу забюю скважины: $\mu = 0,1$ при $D \leq 0,059$ м, $\mu = 0,17$ при $D \geq 0,076$ м; D – диаметр породоразрушающего инструмента, м.

При колонковом бурении твердосплавными буровыми коронками

$$N_z = 0,0265 \cdot C_{\text{дт}} \cdot n \cdot (D + d) \cdot (\mu + 0,137), \quad (6)$$

где D, d – наружный и внутренний диаметр буровой коронки соответственно, м; $\mu = 0,12 - 0,5$.

При колонковом бурении алмазными буровыми коронками

$$N_z = 0,01 \cdot C_{\text{ос}} \cdot n \cdot (D + d). \quad (7)$$

Если процесс бурения характеризуется относительно низкой частотой вращения инструмента, то $n < n_{кр}$.

$$n_{кр} = 640 \cdot \frac{D_{\text{бм}}^2}{D_c - D_{\text{бм}}}, \quad (8)$$

где $n_{кр}$ – критическое значение частоты вращения, об/мин.

В этом случае

$$N_{\text{хв}} = 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot L \cdot m_1 \cdot n \cdot D_{\text{бм}}^2, \quad (9)$$

где k – коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости на затраты мощности, $k = 0,8 - 1,5$; L – длина ствола скважины, м; m_1 – масса 1 м колонны бурильных труб, кг.

Если процесс бурения характеризуется относительно высокой частотой вращения инструмента, то $n \geq n_{кр}$.

В этом случае

$$N_{\text{хв}} = k \cdot L \cdot (10^{-6} \cdot m_1 \cdot n^2 \cdot (D_c - D_{\text{бм}}) + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot m_1 \cdot n \cdot D_{\text{бм}}^2). \quad (10)$$

Основные параметры колонн бурильных труб различных конструкций представлены в таблице 1.

Табл. 1 – Основные параметры колонн бурильных труб различных конструкций

Тип бурильной колонны	Наружный диаметр бурильных труб $D_{\text{бм}}$, м	Масса 1 м колонны бурильных труб m_1 , кг
ТБЛ-42	0,042	3,0
ТБЛ-54	0,054	4,8
ТБЛ-68	0,068	5,6
ТБСУ-43	0,043	5,12
ТБСУ-55	0,055	7,47
ТБСУ-63,5	0,0635	8,82
ТБСУ-70	0,070	9,76
ТБСУ-85	0,085	13,82
ТБСЛ-43	0,043	4,52
ТБСЛ-55	0,055	5,94
ТБСЛ-70	0,070	7,22
ТБСЛ-89	0,089	11,33
ТБСЛ-114	0,114	15,98

Воспользовавшись формулами (3)–(10), рассмотрим (на конкретных частных примерах) некоторые графические зависимости значений КПД от длины и диаметра ствола скважины для бурильных колонн различных типов. При этом, для большей наглядности и представительности графических закономерностей, кроме рекомендуемых, рассмотрим и некоторые нерекондуемые для ведения буровых работ сочетания значений «наружный диаметр бурильных труб – диаметр скважины», «тип колонны бурильных труб – длина ствола скважины» и др. Формально получаемые в процессе выполнения расчетов значения КПД, превосходящие 100% (вследствие неточности применяемых формул в условиях, выходящих за область их применения), из дальнейшего рассмотрения и анализа исключим.

Результаты расчетов представим для двух диапазонов частот вращения инструмента в скважине:

- 1) Высокочастотное $n > n_{кр}$ бурение алмазными буровыми коронками (рис. 1, 2).
- 2) Низкочастотное ($n < n_{кр}$) бурение твердосплавным породоразрушающим инструментом.
 - а) Колонковое бурение твердосплавными буровыми коронками (рис. 3, 4).
 - б) Бескерновое бурение шарошечными долотами (рис. 5, 6).

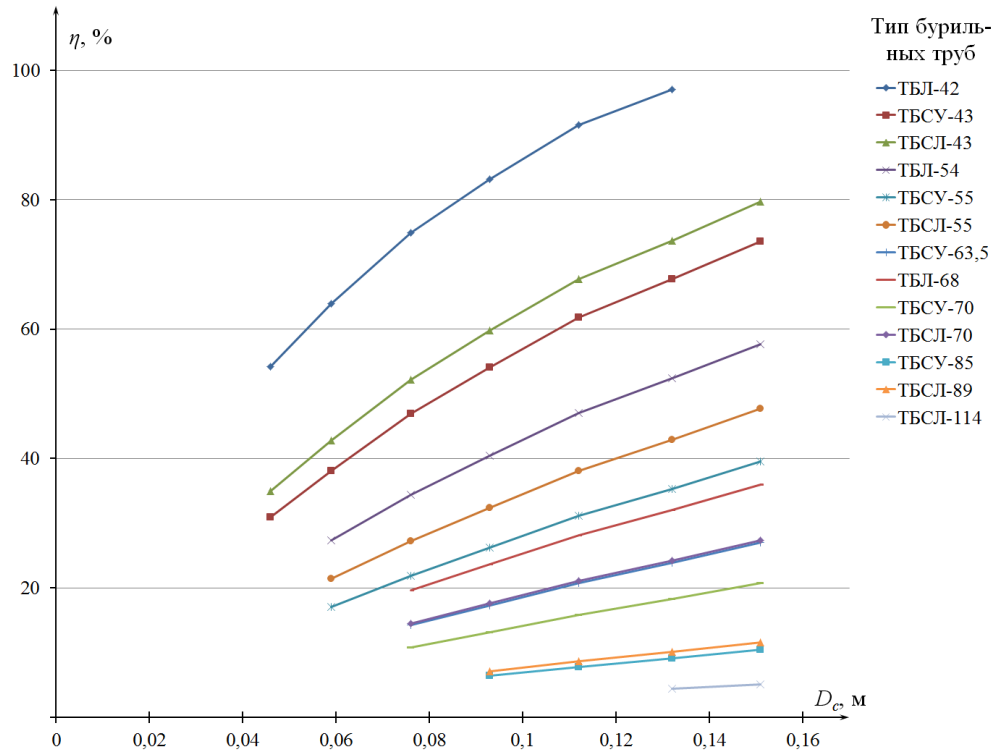


Рис. 1. Зависимость КПД (η) от диаметра скважины (D_c) при бурении алмазными коронками и глубине скважины ($L=1200$ м)

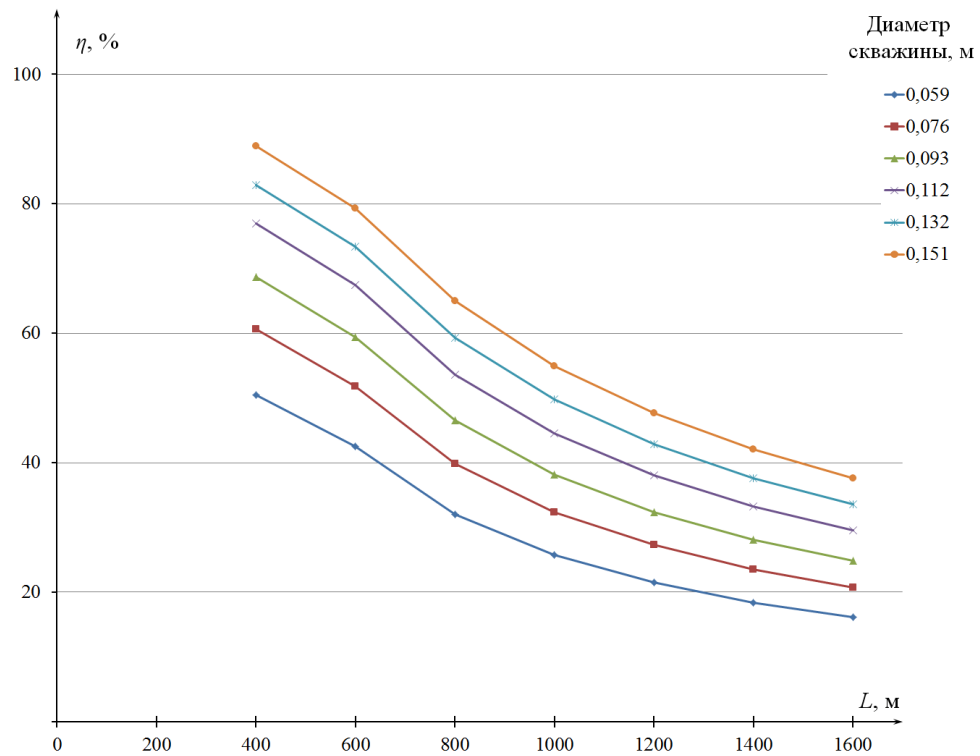


Рис. 2. Зависимость КПД (η) от длины ствола скважины (L) при бурении алмазными коронками, бурильные трубы – ТБСЛ-55

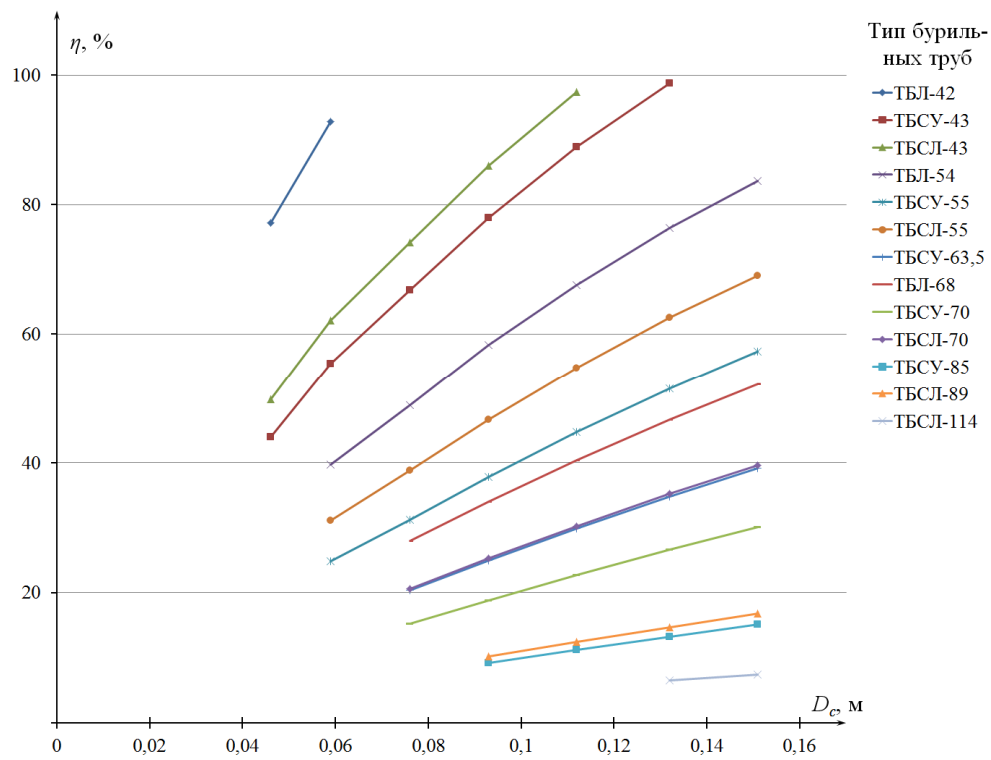


Рис. 3. Зависимость КПД (η) от диаметра скважины (D_c) при бурении твердосплавными коронками и глубине скважины ($L=1200$, м)

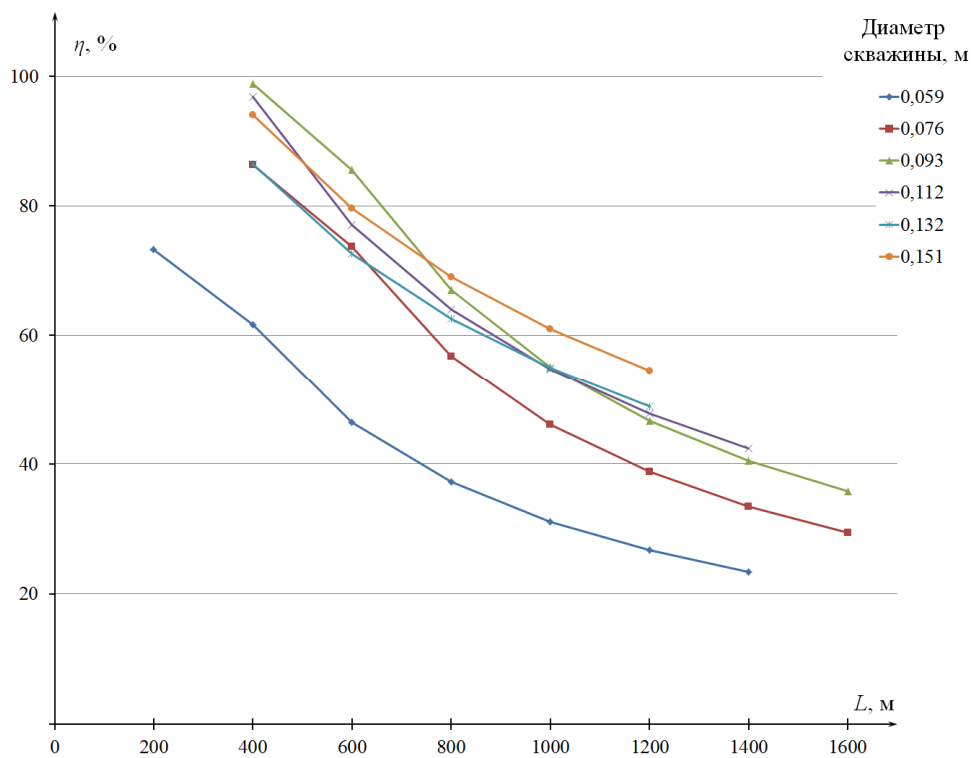


Рис. 4. Зависимость КПД (η) от длины ствола скважины (L) при бурении твердосплавными коронками, бурильные трубы – ТБСЛ-55

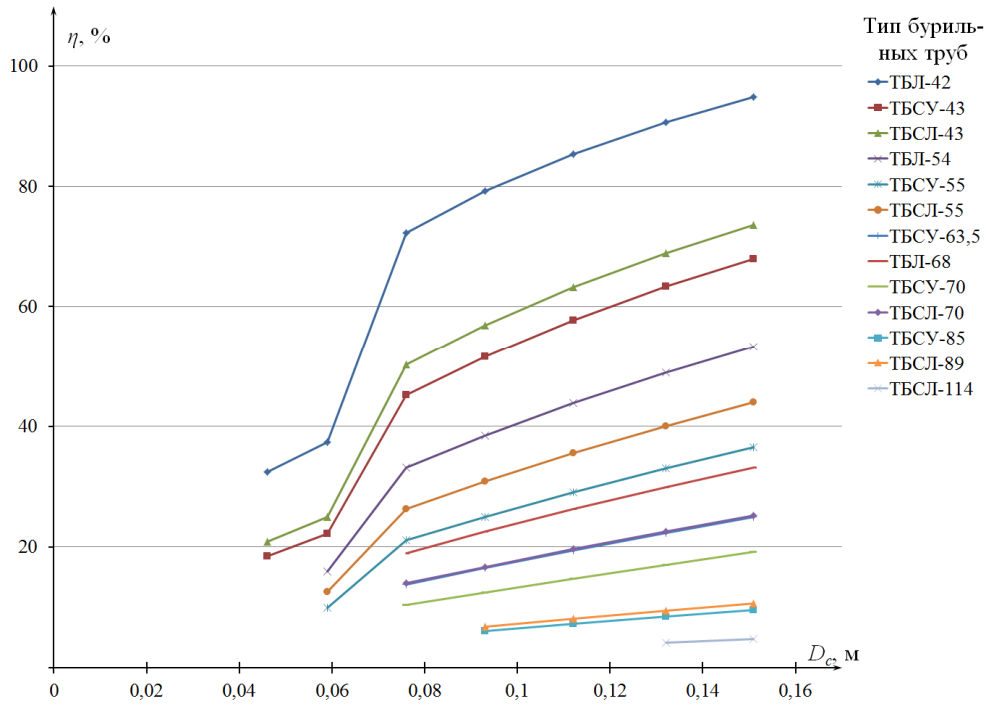


Рис. 5. Зависимость КПД (η) от диаметра скважины (D_c) при бурении шарошечными долотами и глубине скважины ($L=1200$ м)

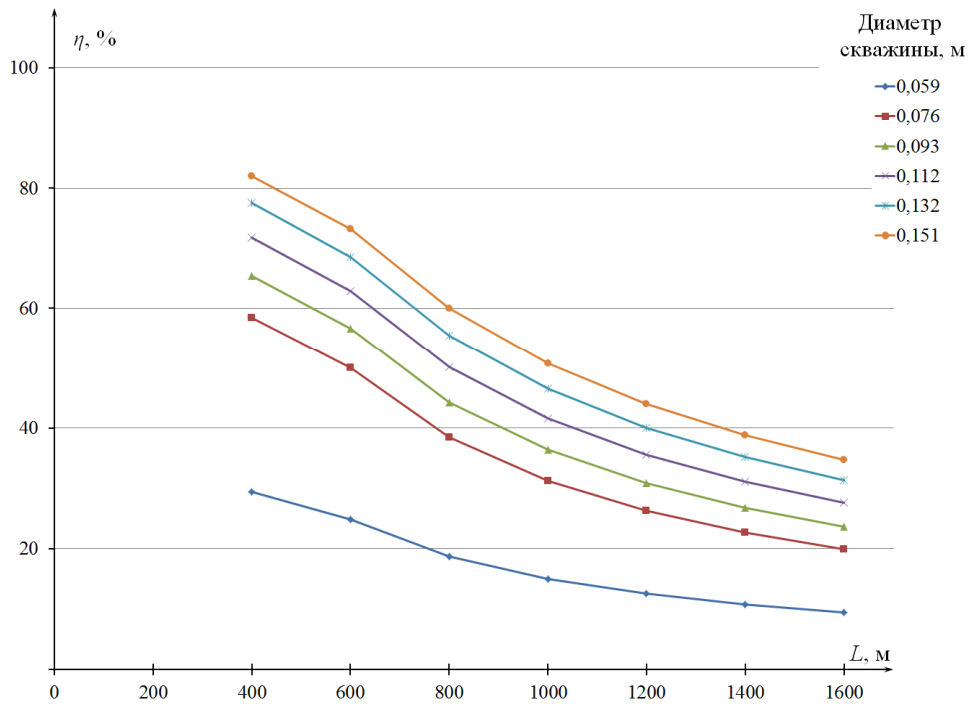


Рис. 6. Зависимость КПД (η) от длины ствола скважины (L) при бурении шарошечными долотами, бурильные трубы – ТБСЛ-55

Выводы:

1. Значения коэффициентов полезного действия работы бурильных труб в скважинах эквивалентно отражают энергопроводные свойства этих колонн.

2. Представленные на рис. 1–6 примеры графических зависимостей наглядно свидетельствуют о наличии во многих случаях существенной разницы в величинах значений КПД для работы бурильных колонн различных типов.
3. Использование понятия КПД позволяет осуществлять аргументированный выбор (из всех потенциально подходящих в данных условиях бурильных труб) именно той колонны которая потребует наименьших затрат энергии на работу в скважине.

Библіографічний список

1. Зиненко В.П. Современные колонны бурильных труб и анализ их работы / В.П. Зиненко, Б.А. Новозилев // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва. Обзор. - М.: ВИЭМС, 1979. - 62 с.
2. Кардыш В.Г. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин / В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков, А.С. Окмянский. - М.: Недра, 1984. - 200 с.
3. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения / Н.Д. Михайлова. - М.: Недра, 1985. - 200 с.
4. Ребрик Б.М. Методы расчета баланса мощности при вращательном бурении разведочных скважин / Б.М. Ребрик, В.Н. Калинин, А.П. Полежаев // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва. Обзор. - М.: ВИЭМС, 1979. - 47 с.

Надійшла до редакції 06.06.2013

В. В. Куликов, д -р техн. наук

Російський державний геологорозвідувальний університет імені Серго Орджонікідзе (МГРІ - РГГРУ), Москва, Росія

Оцінка витрати енергії, що витрачається в одиницю часу на обертання колони бурильних труб, за величиною коефіцієнта корисної дії

У статті розглянуті дані про витрати потужності на обертання в свердловині колон бурильних труб різних конструкцій в процесі буріння. Для оцінки величини енергії, що витрачається на обертання, запропоновано використовувати значення коефіцієнта корисної дії роботи бурильної колони.

Ключові слова: колона бурильних труб, коефіцієнт корисної дії, потужність.

V. Kulikov

Russian State Geological Prospecting University n.a. Sergo Ordzhonikidze (MGRI - RGGRU), Moscow, Russia

Estimation of power spent in the process of drilling exploratory wells

The paper provides the dependencies, allowing more accurate and reasonable calculation of the amount of power consumed by exploration wells drilling. An example of power calculation is given.

Keywords: drilling rig, drill string; drill bit, power, efficiency.