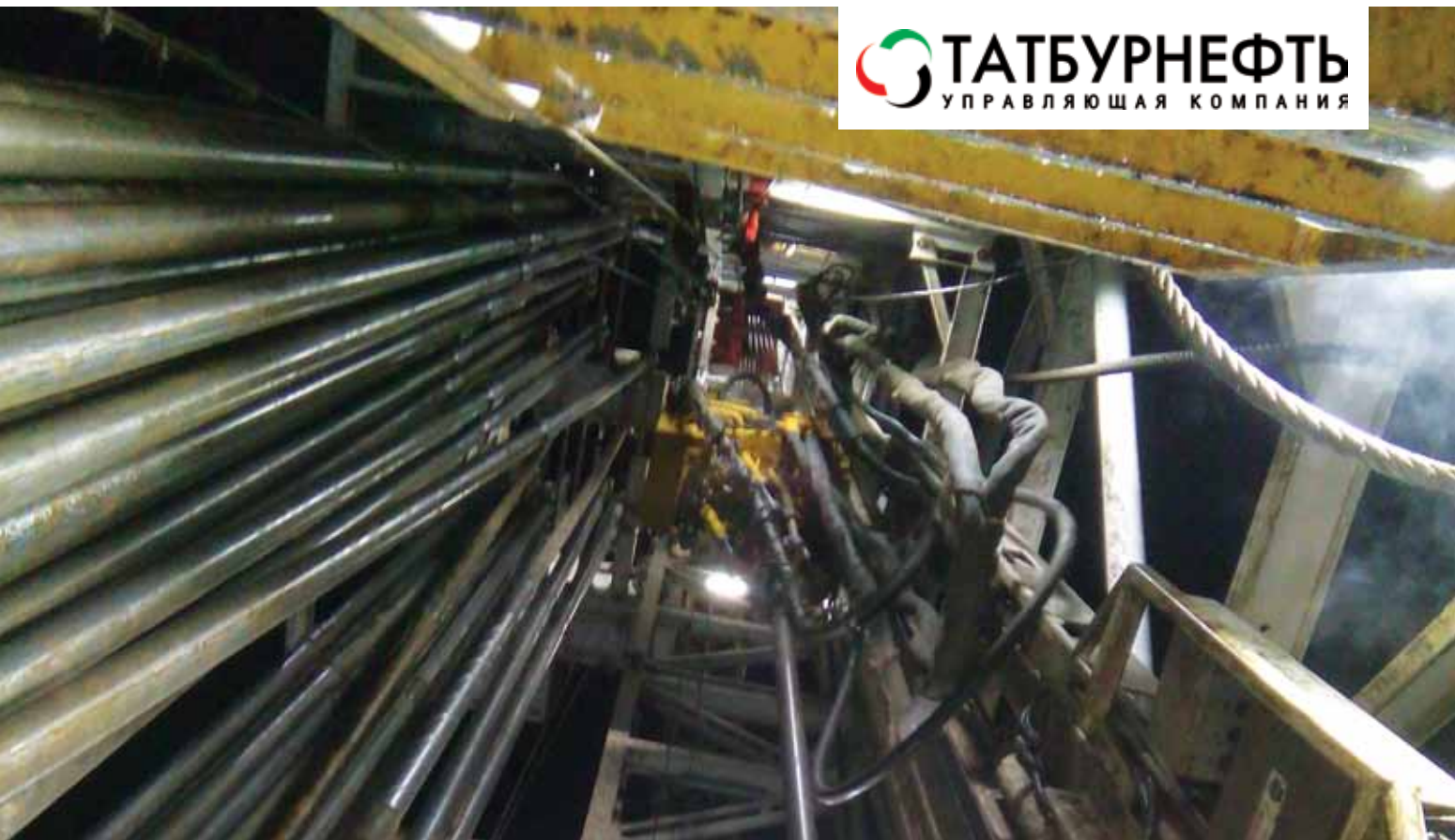




ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА

Electrical Equipment & Controls for Top Drive Systems

Никулин О.В., ведущий инженер-энергетик, ООО «УК «Татбурнефть», к.т.н.
Шабанов В.А., профессор, Уфимский государственный нефтяной
технический университет, к.т.н.

O. V. Nikulin, Lead Power Engineer, Tatburneft Management Company, PhD
V. A. Shabanov, Professor, Ufa State Petroleum Technological University, PhD

Система верхнего привода (СВП) в последнее время становится наиболее популярным способом бурения нефтяных и газовых скважин. Этой системой оборудуются как импортные, так и отечественные буровые установки. В принципе, верхний привод представляет собой подвижный вращатель с сальником-вертлюгом, оснащенный комплексом средств механизации спуско-подъемных операций – силовой вертлюг. При его использовании не нужны бурильная ведущая труба и шурф под нее, а также намного облегчается труд помощника бурильщика, поскольку элеватор механически подается в необходимую позицию. Вместо наращиваний одиночными трубами («одиночками») можно наращивать бурильную колонну свечами.

The top drive system (TDS), an oil and gas drilling technology, is becoming very widespread lately. Both imported and domestic drilling rigs are equipped with such a system. Basically, the top drive is a travelling rotary mechanism with a swivel provided with a mechanical handling system, or a power swivel. Its use eliminates the kelly and rathole and greatly facilitates the labor of the floormen since the elevator is automatically moved to the required position. Drilling can be done with stands rather than with single drill pipes (singles).

Further, the use of TDS is required by the oil safety rules if the horizontal section exceeds 300 m [1]. The TDS general arrangement is shown in Fig. 1.

Кроме того, применение СВП предусмотрено правилами безопасности в нефтяной промышленности при условии, что длина горизонтального участка составляет более 300 м [1]. Общий вид системы верхнего привода показан на рисунке 1.

Система верхнего привода крепится с помощью

подвески 1 к талевому блоку, вся система движется вертикально по направляющим 2. Ось системы совпадает с осью скважины. Приводное устройство содержит асинхронный электродвигатель 3 с короткозамкнутым ротором и редуктор 4. Буровой раствор подводится при помощи гибкого шланга к трубопроводу 5. В процессе спуско-подъемных операций к силовому вертлюгу с помощью штропов 6 подвешивается элеватор 7, который служит для захвата верхней муфты буровой трубы. При бурении элеватор снимается, верхний конец буровой трубы привинчивается к соединительному устройству 8, которое по существу является выходным валом приводного устройства. При необходимости реверс колонны осуществляется реверсированием двигателя. Реактивный момент, возникающий при работе СВП, воспринимается направляющими 2.

Асинхронный электродвигатель 3 является главным двигателем и имеет систему охлаждения, состоящую из электродвигателя обдува 9 и воздуховода 10. Для обеспечения обратной связи по скорости на валу электродвигателя 3 расположен энкодер 11.

Система верхнего привода обеспечивает [1] посредством главного двигателя 3 (рисунк 1):

- вращение буровой колонны при бурении, спуско-подъемные операции, проработку и расширение ствола скважины методом «сверху вниз» и «снизу-вверх»;
- свинчивание, закрепление, раскрепление и развинчивание буровых колонн; закрепление трубных соединений с контролируемым буровишником моментом;
- проворачивание буровой колонны при бурении забойным двигателем.

The top drive system attaches to the travelling block with hanger 1; the entire system moves vertically along guides 2. The system centerline is aligned with the well centerline. The power train contains squirrel-cage induction motor 3 and transmission 4. Drilling mud is supplied to pipe 5 through a flexible hose. The power swivel hangs up elevator 7 to latch the box end of the drill pipe with links 6 during handling.

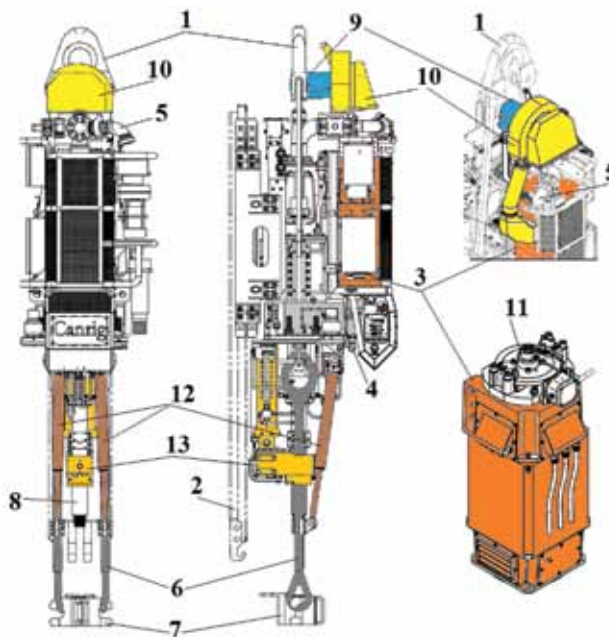


Рисунок 1. Общий вид системы верхнего привода
Figure 1. Top drive system general arrangement

The elevator is removed for drilling and the upper end of the drill pipe is spun up to stabbing guide 8 which is essentially an output shaft of the power train. When required the drilling string is reversed by reversing the drilling motor. Reactive torque generated by TDS operation is absorbed by guide runners 2.

Induction motor 3 is the drilling motor that has a cooling system including cooling fan motor 9 and air duct 10. On motor shaft 9 encoder 11 provides speed feedback.

Through drilling motor 3 (Fig. 1) the top drive system [1] supports

- Drill string rotation during drilling, pipe handling, forward and back reaming and hole opening
- Spin-up, make-up, break-out, and spin-out of the drill strings; making up connections with a torque set by the driller
- Drill string rotation during DTH drilling

Through links 6 (Fig. 1) equipped with hydraulic link tilts 12 and holding tongs 13 to latch pipes the top drive system [1] supports

- Pipe handling
- Casing running
- Drilling with stands and singles

Wells flushing out and drill string reciprocation and cleaning during emergency and mitigation response activities are through pipe 5 incorporated into the top drive system.

The key TDS benefits are

- Reduced scope and time of secondary operations (e. g., adding new pipes during drilling)
- Underreaming while tripping in and out
- Precision well placement for directional drilling
- Reduced time of the drill crew's initial actions at the first indications of gas, water or oil ingress and diminished risk

При помощи штропов 6 (рисунк 1), оборудованных гидравлическими штропоотклонителями 12 и стопорного ключа 13, обеспечивающего фиксацию труб:

- проведение спуско-подъемных операций;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- наращивание бурильной колонны с вечами и однотрубками.

Благодаря наличию трубопровода 5, интегрированного в систему верхнего привода обеспечивается промывка скважины, а так же расхаживание с промывкой бурильных колонн при ликвидации аварий и осложнениях.

Основные преимущества СВП:

- сокращение объема и времени вспомогательных операций (например, наращивание труб при бурении);
- расширение ствола скважины при спуске и подъеме инструмента;
- повышение точности проводки скважин при направленном бурении;
- уменьшение времени первоочередных действий буровой бригады при первых признаках газо-водо-нефтепроявлениях и снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну;
- сокращение рисков вероятности прихвата бурильного инструмента;
- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки;
- повышение безопасности буровой бригады;
- сокращение сроков бурения и в целом строительства скважин [1].

На рисунке 2 показана механическая характеристика СВП. Участок А–В является кривой постоянства развиваемой электроприводом мощности, участок В–С – режим постоянства момента, при этом максимальный «стопорный» момент достигается в точке D. В режиме минимального момента вводится в действие дополнительное жесткое ограничение момента (участок А–А1).

Выбор того или иного из рассмотренных режимов

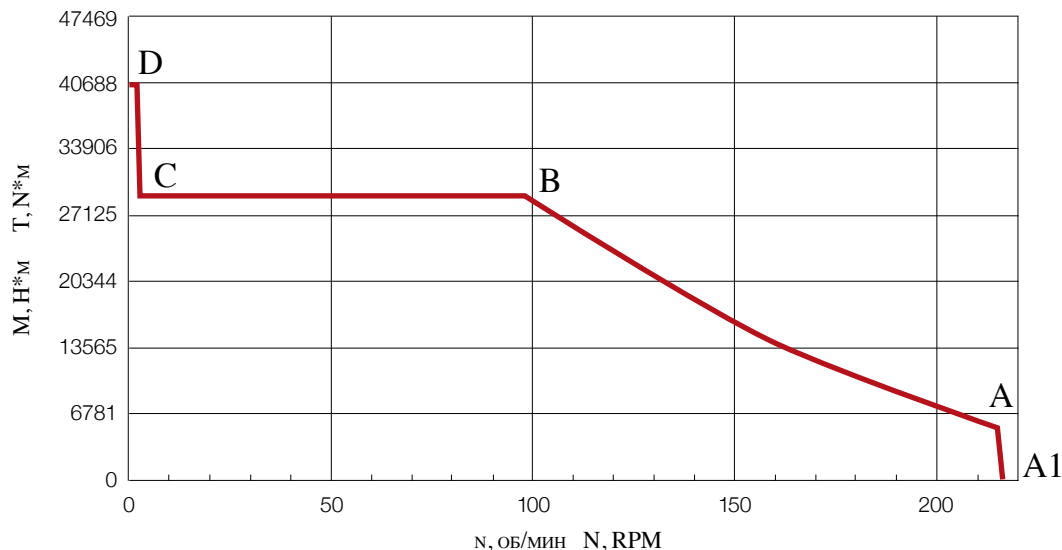


Рисунок 2. Механическая характеристика СВП
Figure 2. TDS speed/torque curve

- of a kick through the drilling string
- Diminished risk of drill tool sticking
- Facilitated casing running in the tight spots through rotation and flushing
- Enhanced drill crew safety
- Reduced drilling time and well construction time in general [1].

Figure 2 shows a TDS speed/torque curve. The A-B section is a constancy curve for the power generated by the electrical drive and the B-C curve is a torque constancy curve. The maximum «braking» moment is reached at point D. Additional strict limitation on torque (the A–A1 section) is effected in the minimum torque mode.

Any of the modes discussed above is selected by the driller with help of relevant switches on the panel. A minimum torque mode (the A–A1 section) is selected for turbo drilling with simultaneous rotation of the drilling string. The constant power mode is used for drilling with the TDS drilling motor that transmits torque to the drill pipes. The constant torque mode (the B-C section) is used for pipe recovery, etc. Operation within the C-D section is for drill pipe spin-in and spin-out.

The power train of TDS is set up as a transformer-rectifier-inverter (Fig. 3). The transformer T steps down voltage from 6kV to 600V. The diagram includes the commutating inductors L at the input of the rectifier B and filtering inductors at the output of the inverter I1 to neutralize higher harmonics. The diagram features a TDS dynamic braking unit to remove extra power to the braking resistor R.

The three phase sine-wave input voltage with a constant amplitude and frequency is rectified in the rectifier B and then converted in the inverter I1 to alternating voltage with a variable frequency and amplitude. Output frequency $f_{\text{вых}}$.



НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2016



XII Международный симпозиум
**«ТРУБОПРОВОДНЫЙ
ТРАНСПОРТ – 2016»**
28 апреля, Москва, «Балчуг Kempinski»



XIII Международная конференция
**«ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ
И СНГ – 2016»**
20 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»



XV Международный форум
**«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
РОССИИ – 2016»**
14 октября, Москва, «Балчуг Kempinski»



I Международный форум
**«РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РФ:
МАРКЕТИНГ И ЛОГИСТИКА – 2016»**
20-21 октября, Москва



VII «МОСКОВСКАЯ НЕДЕЛЯ
СМАЗОЧНЫХ
МАТЕРИАЛОВ – 2016»
15-18 ноября, Москва, «Азимут Олимпик»



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
Lisak@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

производит бурильщик при помощи соответствующих переключателей на пульте. При бурении турбобуром с одновременным проворачиванием колонны бурильных труб устанавливается режим минимального момента (участок А–А1); режим постоянства мощности используется при бурении с использованием главного двигателя СВП, передающего вращение бурильным трубам; при ликвидации прихватов и т.п. используется режим постоянства момента (участок В–С). Работа на участке С–D происходит в моменты свинчивания и развинчивания бурильных труб.

Электропривод СВП построен по схеме «Трансформатор-Выпрямитель-Инвертор» (рисунок 3). Трансформатор Т понижает напряжение от 6 кВ до 600 В. Схема содержит коммутирующие дроссели L на входе выпрямителя В и фильтрующие дроссели на выходе инвертера И для подавления высших гармоник. Особенностью схемы является наличие блока динамического торможения БДТ, сбрасывающего излишки энергии на тормозной резистор R.

Входное трехфазное синусоидальное напряжение с постоянной амплитудой и частотой выпрямляется в выпрямителе В, а затем вновь преобразуется в инвертере И в переменное напряжение изменяемой частоты и амплитуды. Регулирование выходной частоты $f_{\text{вых}}$ и напряжения $U_{\text{вых}}$ осуществляется в инвертере за счет высокочастотного широтно-импульсного управления. Широтно-импульсное управление характеризуется периодом модуляции, внутри которого обмотка статора электродвигателя подключается поочередно к положительному и отрицательному полюсам выпрямителя. Длительность подключения каждой обмотки в пределах периода следования импульсов модулируется по синусоидальному закону. Наибольшая ширина импульсов обеспечивается в середине полупериода, а к началу и концу полупериода уменьшается. Таким образом, система управления инвертором обеспечивает широтно-импульсную модуляцию напряжения, прикладываемого к обмоткам двигателя. Амплитуда и частота напряжения определяются параметрами модулирующей синусоидальной функции. Таким образом, на выходе преобразователя частоты формируется переменное напряжение изменяемой частоты и амплитуды. Изменение частоты и амплитуды питающего напряжения позволяет

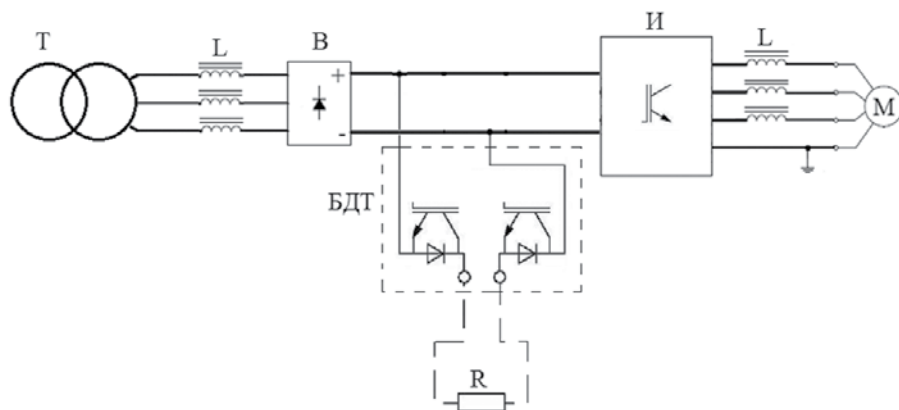


Рисунок 3. Структурная схема электропривода СВП

Figure 3. Block diagram for TDS electrical drive

and voltage $U_{\text{вых}}$ are adjusted by the inverter through high-frequency pulse-width modulation. Pulse-width modulation is described by a modulation period within which the stator winding of the motor is alternately coupled to the positive and negative poles of the rectifier. Coupling time for each winding is sinusoidally modulated within the pulse repetition period. The maximum impulse length is at the middle of the half-wave and decreases by the start and end of the half-wave. As such the inverter control system provides for the pulse-width modulation of the voltage applied to the motor windings. Voltage amplitude and frequency are defined by the characteristics of the modulating sine function. This way alternating voltage with a variable frequency and amplitude is produced at the converter output. Adjusting frequency and amplitude of the supply voltage supports better utilization of motor capacity by the drive operation in the constant power or constant torque modes [3, 4, 5].

Shaft horse power of the TDS drilling motor in different modes can be represented as a sum of three components:

- Horse power used for idle rotation of the drilling string $N_{\text{х.б.}}$
- Horse power used for rock breakdown at the bottom hole $N_{\text{заб.}}$
- Drive mechanism horse power losses $N_{\text{н.}}$

Horse power used for idle rotation of the drilling string is determined based on a multitude of parameters: well depth, diameter and course, drilling practices, rock condition and drilling mud type. For operational calculations the following empirical equations can be used for straight holes with a maximum angle of 75° [3]:

$$N_{\text{х.б.}} = 55.8 \cdot 10^{-4} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot (1 + 0.44 \cdot \cos \beta \cdot (0.9 + 20 \cdot \delta)) \cdot k_4 \cdot q \cdot d \cdot n_1^{.83} \cdot L^{0.75} \quad (1)$$

where k_1 : Drill pipe connection type factor ($k_1=1$ for flush coupled pipes; $k_1=1.3$ for box-and-pin ends)
 k_2 : Mud type and dope use factor ($k_2=1.1 \div 1.3$ for mud laden fluid flushing;

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



НЕФТЕГАЗ



17-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

17–20 апреля 2017

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

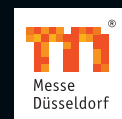
При поддержке:

Министерства энергетики Российской Федерации



Организаторы:

 **ЭКСПОЦЕНТР**
МОСКВА



12+

www.neftegaz-expo.ru



полнее использовать мощность электродвигателя, обеспечивая работы привода в режиме постоянства мощности или постоянства момента [3, 4, 5].

Мощность, развиваемая на валу электродвигателя СВП в различных режимах, может быть представлена как сумма трех составляющих:

- мощность, расходуемая на холостое вращение колонны бурильных труб (КБТ) $N_{х.б.}$;
- мощность, расходуемая на разрушение горной породы на забое скважины $N_{заб.}$;
- мощность, расходуемая на потери в механизмах привода $N_{п.}$.

Мощность, расходуемая на холостое вращение КБТ, определяется в зависимости от большого числа факторов – глубины, диаметра и профиля скважины, параметров режима бурения, состояния пород и вида промывочной жидкости. Для практических расчетов можно воспользоваться экспериментальными формулами для вертикальных скважин с углом наклона до 75° [3]:

$$N_{х.б.} = 55.8 \cdot 10^{-4} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot (1 + 0.44 \cdot \cos \beta \cdot (0.9 + 20 \cdot \delta)) \cdot k_4 \cdot q \cdot d \cdot n \cdot L^{0.75} \quad (1)$$

- где k_1 коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб (для ниппельного соединения $k_1=1$; для муфтово-замкового – $k_1=1,3$);
- k_2 коэффициент, учитывающий вид промывочной жидкости и применение антивибрационной смазки (при промывке глинистым раствором $k_2=1,1 \div 1,3$; при промывке водой $k_2=1$; при использовании антивибрационной смазки или эмульсионного раствора $k_2=0,4 \div 0,6$);
- k_3 коэффициент, учитывающий характер стенок скважины (для нормального разреза $k_3=1$; в сложных геологических условиях $k_3=1,5 \div 2$);
- k_4 коэффициент, учитывающий материал бурильных труб (для стальных бурильных труб $k_4=1$; для алюминиевых бурильных труб $k_4=0,75$);
- $\delta=(D-d)/2$ зазор между стенками скважины и бурильными трубами, м, где D – диаметр скважины, м;
- d диаметр бурильных труб, м;
- q масса 1 м бурильных труб, кг/м;
- n частота вращения долота, с⁻¹;
- L глубина скважины, м;
- $\cos \beta$ косинус угла наклона скважины.

Для определения мощности, необходимой для

$k_2=1$ for water flushing; $k_2=0.4 \div 0.6$ for dope or emulsion mud)

k_3 : Hole wall factor ($k_3=1$ for normal section; $k_3=1.5 \div 2$ for difficult wells)

k_4 : Drill pipe material factor ($k_4=1$ for steel drill pipes; $k_4=0.75$ for aluminum drill pipes)

$\delta=(D-d)/2$: Gap between hole walls and drill pipes, m, where D is the well diameter, m

d : Drill pipe diameter, m

q : Weight of 1 m of drill pipes, kg/m

n : Bit speed, s⁻¹

L Well depth, m

$\cos \beta$ Well angle cosine

A semi-empirical equation suggested by A. E. Saroyan [6] is used to determine the horse power required for idle rotation of a steel drill string when drilling wells with an angle less than 5° [6]:

$$N_{х.б.} = 13.5 \cdot 10^{-8} \cdot L \cdot d^2 \cdot (60 \cdot n)^{1.5} \cdot D^{0.5} \cdot \gamma_{ж} \quad (2)$$

where $\gamma_{ж}$: Mud weight, N/m³.

$N_{х.б.}$ decreases with the decrease in the pipe specific gravity for the light alloy pipes.

Horse power for rock breakdown during drilling depends on the rock breakdown tool type and drilling parameters.

For hard metal bit drilling the horse power used for rock breakdown is determined by the following equation

$$N_{заб} = 5.3 \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D_{ср.к.} \cdot (0.137 + \mu) \quad (3)$$

where P : Axial load, N

$D_{ср.к.}$: Average bit diameter, m

$$D_{ср.к.} = (D_{1к} + D_{2к}) / 2 \quad (4)$$

where $D_{1к}, D_{2к}$: Bit outside and inside diameter, m

μ : Friction coefficient between cutting insert and bottom hole rock

Friction coefficient between cutting insert and rock is a function of many factors and an approximate value. It is related to the drilling parameters, drilling fluid composition, rock drilled and a range of other factors.

The μ values for different rock types are shown in Table 1.

For drilling with a diamond core bit

$$N_{заб} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D_{ср.к.} \quad (5)$$

For none-core drilling

$$N_{заб} = (3 \div 4) \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D \quad (6)$$

холостого вращения стальной бурильной колонны при бурении скважин с углом наклона менее 5° используется полуэмпирическая формула, предложенная А.Е. Сарояном [6]:

$$N_{\text{х.в}} = 13.5 \cdot 10^{-8} \cdot L \cdot d^2 \cdot (60 \cdot n)^{1.5} \cdot D^{0.5} \cdot \gamma_{\text{ж}} \quad (2)$$

Где $\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес промывочной жидкости, Н/м³.

Для труб из легких сплавов $N_{\text{х.в}}$ снижается пропорционально уменьшению удельного веса материала труб.

Мощность на разрушение породы при бурении зависит от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения.

При бурении твердосплавными коронками мощность, расходуемая на разрушение горной породы определяются по формуле

$$N_{\text{заб}} = 5.3 \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D_{\text{ср.к}} \cdot (0.137 + \mu) \quad (3)$$

где P – осевая нагрузка, Н;
 $D_{\text{ср.к}}$ – средний диаметр коронки, м.

$$D_{\text{ср.к}} = D_{1\text{к}} + D_{2\text{к}} / 2 \quad (4)$$

где $D_{1\text{к}}$, $D_{2\text{к}}$ – наружный и внутренний диаметр коронки, м;
 μ – коэффициент трения резцов коронки о породу забоя.

Коэффициент трения резцов о породу зависит от многих факторов и является величиной приближенной. Его значения зависят от параметров режима бурения, состава очистного агента, проходимых пород и ряда других факторов.

Значения μ для разных типов пород приведены в [таблице 1](#).

При бурении алмазными коронками

$$N_{\text{заб}} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D_{\text{ср.к}} \cdot \quad (5)$$

При бескерновом бурении

$$N_{\text{заб}} = (3 \div 4) \cdot 10^{-4} \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D \quad (6)$$

При использовании шарошечных долот можно

Тип пробуриваемой породы Drilled rock type	Коэффициент трения резцов коронки о породу забоя Friction Coefficient between Cutting Insert and Bottom Hole Rock
пески, суглинки Sand, loam	0.2
песчаники, глины Sandstone rock, clay	0.3
доломиты, известняки Dolomite, limestone	0.35

Таблица 1. Коэффициент трения резцов коронки о породу
Table 1. Friction coefficient between cutting insert and rock

Horse power used at the bottom hole when drilling with a cone cutter bit can be also calculated by the following equation

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \cdot \mu \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D \quad (7)$$

$\mu=0.17$ for bits with a diameter equal to or greater than 0.076m, and $\mu=0.10$ for bits with a diameter equal to or less than 0.059m.

We would like to highlight the following equation obtained by Hughes Company (USA) based on the cone cutter bit bench testing when drilling sandstone, limestone, and granite among an abundance of correlations for the horse power used for 0.12-0.45 meter cone cutter bit operation

$$N_{\text{заб}} = c \cdot 10^{-5} \cdot (1000 \cdot P)^{1.3} \cdot 60 \cdot n \cdot (0.001 \cdot D)^{0.4} \quad (8)$$

Where c: Rock hardness ratio assumed to be equal to c=2.6 for soft rock; c=2.3 for medium hard rock; c=1.85 for hard rock. The c value for dull bits rises by 150%.

N_d increases perceptibly when drilling with the scraping-cutting type bits—the horse power for rock breakdown reaches 11-36 kW at $D = 0.19\text{m}$, $n = 1.16\text{s}^{-1}$ and $P_d = 50 \div 150 \text{ kN}$.

Drive mechanisms horse power losses N_n depends on the transmission efficiency factor η_p and calculated by the equation

$$N_n = (N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб.}}) \cdot 1 - \eta_p / \eta_p \quad (9)$$

Shaft horse power of the TDS drilling motor for a specific mode can be represented as a sum of three components

$$N_{\text{свп}} = N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб.}} + N_n \quad (10)$$

[Table 2](#) summarizes the development drilling parameters for Well 21021 based on the Tatburneft Management

рассчитывать мощность, затрачиваемую на забое, также по формуле

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \cdot \mu \cdot 0.1 \cdot P \cdot 60 \cdot n \cdot D \quad (7)$$

Для долот диаметром 0,076 м и более $\mu=0,17$, диаметром 0,059 м и менее $\mu=0,10$.

Из большого числа зависимостей по вычислению мощности, затрачиваемой на работу шарошечных долот диаметром 0,12-0,45 м отметим формулу фирмы «ЮЗ» (США), полученную на основании стендовых испытаний трехшарошечных долот при бурении в песчанике, известняке и граните

$$N_{\text{заб}} = c \cdot 10^{-5} \cdot (1000 \cdot P)^{1.3} \cdot 60 \cdot n \cdot (0.001 \cdot D)^{0.4} \quad (8)$$

где c – коэффициент крепости пород, принимаемый для мягких пород $c=2,6$; для пород средней твердости $c=2,3$; для крепких $c=1,85$; для изношенных долот величина c увеличивается в 1,5 раза.

При бурении долотами режуще-истирающего типа N_d значительно возрастает: при $D = 0,19$ м, $n = 1,16$ с⁻¹ и $P_d = 50 \div 150$ кН расход мощности на разрушение породы достигает 11-36 кВт.

Мощность, расходуемая на потери в механизмах привода $N_{\text{п}}$ зависит от коэффициента полезного действия редуктора η_r , и определяется по формуле

Company data for cone-rock bits. The optimum bit speed at each drilling stage is set by geologists and shown in Table 1.

The drilling process has seven stages in total. At the first three stages the bit speed (of the TDS drive) is 2 s⁻¹ and weight on bit is 29.42 kN. At the fourth and fifth stages weight on bit increases up to 176.52 kN and at the sixth and seventh stages bit speed increases up to 2.92 s⁻¹ with no changes in weight on bit.

Table 2 shows that at each drilling stage horse power used for idle rotation of the drill string and rock breakdown at the bottom depends only on well depth and weight on bit accordingly at a constant speed since the drilling parameters don't change within the drilling interval. So equations (1) and (7) are represented as

$$N_{\text{х.б}} = C \cdot n^{1.83} \cdot L^{0.75} \quad (11)$$

$$N_{\text{заб}} = K \cdot n \cdot P \quad (12)$$

where C and K : Factors for well drilling parameters

Well 21021 was drilled with the TDS electrical drive as a drill bit drive at the first two stages. Other stages utilized turbo drilling. The bit speed required for turbo drilling is supported by the drilling pump rate. The horse power necessary for rock breakdown at the bottom hole is also supplied by the drilling pumps. Thus, shaft horse power of the TDS

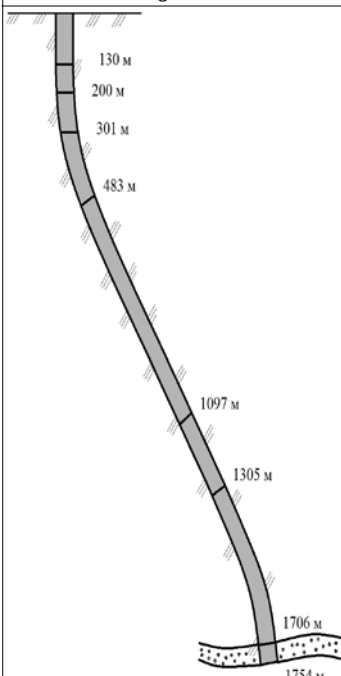
Профиль скважины Drilling course	Интервал бурения, м Drilling interval, m	P , кН	n , с ⁻¹	D , м	d , м	k_1	k_2	k_3	k_4	δ , м	q , кг/м	$\cos \beta$	μ	Способ бурения Drilling technology
	0-130	29.42	2	0.3937	0.127	1.3	1.08	1	1	0.133	32.98	1	0.2	верхним приводом Top drive
	130-200	29.42	2	0.3937	0.127	1.3	1.08	1	1	0.133	32.98	0.992	0.35	верхним приводом Top drive
	200-301	29.42	2	0.3937	0.127	1.3	1.08	1	1	0.133	32.98	0.981	0.35	турбинный Turbine
	301-483	176.52	2	0.2953	0.127	1.3	1.06	1	1	0.084	32.98	0.915	0.35	турбинный Turbine
	483-1,097	176.52	2	0.2953	0.127	1.3	1.3	1.5	1	0.084	32.98	0.866	0.35	турбинный Turbine
	1,097-1,305	176.52	2.92	0.2159	0.127	1.3	1.18	1	1	0.044	32.98	0.921	0.35	турбинный Turbine
	1,305-1,754	176.52	2.92	0.2159	0.127	1.3	1.3	2	1	0.044	32.98	0.921	0.35	турбинный Turbine

Таблица 2. Параметры бурения скважины № 21021
Table 2. Well 21021 drilling parameters

$$N_{\text{п.}} = (N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб.}}) \cdot 1 - \eta_{\text{п.}} / \eta_{\text{п.}} \quad (9)$$

Мощность, развиваемая на валу электродвигателя СВП, в конкретном режиме определяется суммой трех составляющих

$$N_{\text{СВП}} = N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб.}} + N_{\text{п.}} \quad (10)$$

В [таблицу 2](#) сведены параметры эксплуатационного бурения скважины № 21021 по данным буровой компании ООО «УК «Татбурнефть» при использовании шарошечных долот. Оптимальная частота вращения долота на каждом этапе бурения задается геологами и приведена в [таблице 1](#).

Всего процесс бурения содержит семь этапов. На первых трех этапах частота вращения долота (привода СВП) составляет 2 с⁻¹, а нагрузка на долото 29,42 кН. На четвертом и пятом этапах

drilling motor is expended on the idle drill string rotation and mechanism losses. It should be noted that for turbo drilling the TDS drive speed is 0.3 – 0.5 of the bit speed and determined by production necessity only. In this vein, starting from the third Well 21021 drilling stage the TDS drive speed n1 was 1 s⁻¹.

[Table 3](#) presents calculation data for horse power, coefficients *C* and *K*, speed and motor shaft torque.

[Figure 4](#) depicts a speed/torque curve for the TDS electrical drive and derived curves for the data shown in [Table 3](#). Drilling starts at point 1 with the TDS as a bit drive and continues up to point 2. Point 2 is the end of the second drilling stage. The third drilling stage starts at point 3 and continues up to point 4. As [Figure 3](#) shows the TDS drive capacity is underutilized and for this reason a study of the TDS drive operation in all drilling interval with no turbo drilling is advantageous.

Этап Stage	n_1 , с ⁻¹	n_1 , s ⁻¹	<i>C</i>	<i>K</i>	$N_{\text{х.в.}}$, кВт	$N_{\text{х.в.}}$, kW	$N_{\text{заб.}}$, кВт	$N_{\text{заб.}}$, kW	$N_{\text{п.}}$, кВт	$N_{\text{п.}}$, kW	$N_{\text{СВП}}$, кВт	$N_{\text{СВП}}$, kW	$\omega_{\text{эд.}}$, рад/с	$\omega_{\text{эд.}}$, rad/s	$M_{\text{эд.}}$, кН·м	$M_{\text{эд.}}$, kN·m
I	2		0,084	0,000472	0,000		27,798		3,089		30,887		153,89		0,201	
	2		0,084	0,000472	11,527		27,798		4,369		43,695		153,89		0,284	
II	2		0,084	0,000827	11,475		48,647		6,680		66,802		153,89		0,434	
	2		0,084	0,000827	15,851		48,647		7,166		71,665		153,89		0,466	
III	1		0,083	0,000827	4,428		-		4,920		4,920		76,94		0,064	
	1		0,083	0,000827	6,017		-		0,669		6,685		76,94		0,087	
IV	1		0,066	0,000062	4,744		-		0,527		5,271		76,94		0,069	
	1		0,066	0,000062	6,764		-		0,752		7,515		76,94		0,098	
V	1		0,118	0,000062	12,106		-		1,345		13,451		76,94		0,175	
	1		0,118	0,000062	22,398		-		2,489		24,886		76,94		0,323	
VI	1		0,062	0,000453	11,766		-		1,307		13,073		76,94		0,170	
	1		0,062	0,000453	13,402		-		1,489		14,891		76,94		0,194	
	1		0,139	0,000453	30,280		-		3,364		33,644		76,94		0,437	
	1		0,139	0,000453	37,798		-		4,200		41,998		76,94		0,546	

Таблица 3. Результаты расчетов при бурении скважины верхним приводом и турбобуром

Table 3. Calculation data for top drive and turbo well drilling

без изменения частоты вращения увеличивается нагрузка на долото до 176,52 кН, а на шестом и седьмом этапах увеличивается частота вращения долота до 2,92 с⁻¹ без изменения нагрузки на долото.

Из [таблицы 2](#) видно, что на каждом этапе бурения мощность, расходуемая на холостое вращение КБТ и на разрушение горной породы на забое при постоянной частоте вращения зависят только от глубины скважины и нагрузки на долото, соответственно, т. к. параметры бурения не изменяются в пределах интервалов бурения. Поэтому представим формулы (1) и (7) в виде

[Table 4](#) contains the calculation data for well drilling with the TDS drive as a bit drive at all drilling stages and the same coefficients *C* and *K*. As the table shows shaft horse power of the TDS drilling motor reaches its rated value by the end of the fifth drilling stage at point 2. From that moment on the TDS drilling motor speed should be limited at the fifth drilling stage at point 2. Then the drilling process will follow the constant power curve up to point 3 and the drive power will be fully utilized. The entire sixth and seventh stages will follow the constant power curve.

Use of the TDS drive as a bit drive during the entire well construction cycle may not always be possible.

$$N_{x.в} = C \cdot n^{1.83} \cdot L^{0.75} \quad (11)$$

$$N_{заб} = K \cdot n \cdot P \quad (12)$$

где C и K – коэффициенты, учитывающие параметры бурения скважины.

Бурение скважины № 21021 на первых двух этапах осуществлялось с использованием в качестве привода долота электропривода СВП. На остальных этапах использовался турбобур. При бурении турбинным способом требуемая частота вращения долота обеспечивается производительностью буровых насосов. Мощность, требуемая для разрушения горной породы на забое так же передается от буровых насосов. Поэтому при бурении турбинным способом мощность, развиваемая на валу электродвигателя СВП, затрачивается только на холостое вращение КБТ и на потери в механизмах. Следует отметить, что при бурении турбинным способом, частота вращения привода СВП составляет 0,3 – 0,5 от частоты вращения долота, и определяется только технологической необходимостью. Так, начиная с третьего этапа бурения скважины № 21021, частота вращения привода СВП n_1 составляла 1 с=.

В таблице 3 приведены результаты расчетов мощностей, коэффициентов C и K , частоты вращения и момента на валу двигателя.

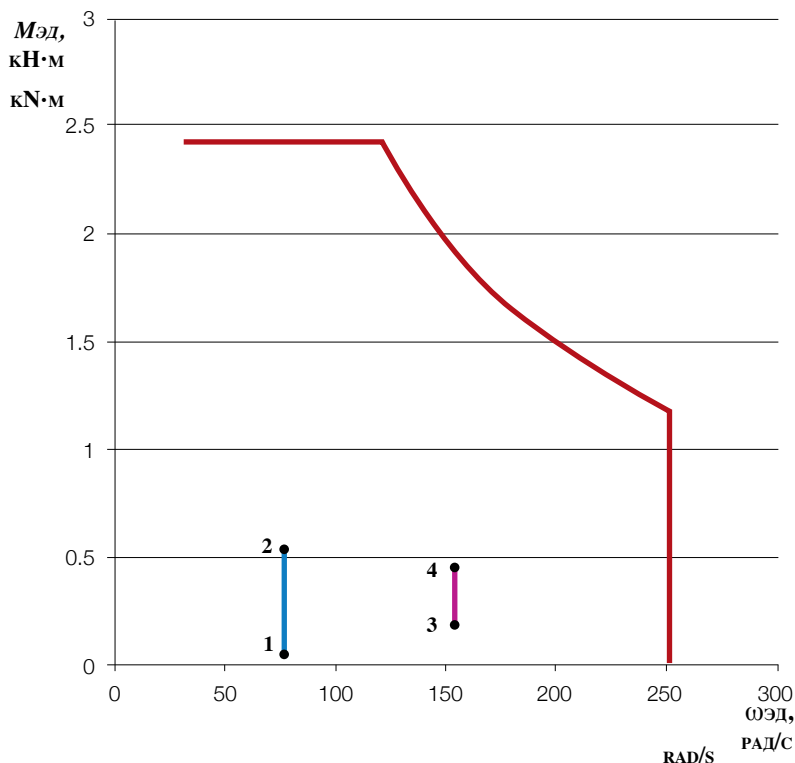


Рисунок 4. Расчетные кривые при бурении с использованием верхнего привода и турбобура

Figure 4. Derived curves for top drive and turbo drilling

It is attributed to the drilling process specifics: the need to use deflectors for turbo drilling to ensure the required well angle, special drill stem assembly with telemetry equipment, etc. The TDS drive power is basically determined by pipe spin-out with a large torque during handling that may reach 100kN·m.

Equations (1) – (8) also apply to rotary drilling. Horse

Этап Stage	n_1 , с ⁻¹	n_1 , s ⁻¹	$N_{x.в}$, кВт	$N_{x.в}$, kW	$N_{заб}$, кВт	$N_{заб}$, kW	N_n , кВт	N_n , kW	$N_{свп}$, кВт	$N_{свп}$, kW	$\omega_{эд}$, рад/с	$\omega_{эд}$, rad/s	$M_{эд}$, кН·м	$M_{эд}$, kN·m
I	2		0,000		27,798		3,089		30,887		153,89		0,201	
	2		11,527		27,798		4,369		43,695		153,89		0,284	
II	2		11,475		48,647		6,680		66,802		153,89		0,434	
	2		15,851		48,647		7,166		71,665		153,89		0,466	
III	2		15,745		48,647		7,154		71,545		153,89		0,466	
	2		21,392		48,647		7,782		77,821		153,89		0,506	
IV	2		16,867		218,930		26,200		261,997		153,89		1,703	
	2		24,047		218,930		26,997		269,975		153,89		1,754	
V	2		43,042		218,930		29,108		291,080		153,89		1,892	
	1,831		67,752		200,431		29,798		297,981		140,88		2,115	
VI	2,541		64,831		203,362		29,799		297,992		195,51		1,524	
	2,473		70,271		197,920		29,799		297,990		190,28		1,566	
VII	2,0027		107,922		160,281		29,800		298,003		154,10		1,934	
	1,869		118,717		149,580		29,811		298,108		143,81		2,073	

Таблица 4. Результаты расчетов при бурении скважины верхним приводом

Table 4. Calculation data for top drive well drilling

На рисунке 4 показаны механическая характеристика электропривода СВП и расчетные кривые по данным, приведенным в таблице 3. Бурение начинается в точке 1 с использованием СВП в качестве привода долота и продолжается до точки 2. Точка 2 является концом второго этапа бурения. В точке 3 начинается третий этап бурения турбинным способом и продолжается до точки 4. Из рисунка 3 видно, что привод СВП недоиспользован по мощности, поэтому представляет интерес исследования работы привода СВП на всех интервалах бурения без использования турбобура.

В таблице 4 приведены результаты расчетов при бурении скважины с использованием в качестве привода долота привод СВП на всех этапах бурения, коэффициенты С и К при этом остаются теми же. Из таблицы видно, что мощность на валу электродвигателя СВП достигает своего номинального значения к концу пятого этапа бурения в точке 2. Начиная с этого момента на пятом этапе бурения в точке 2 следует ограничивать частоту вращения двигателя СВП. Тогда процесс бурения будет протекать по кривой постоянства мощности до точки 3, мощность привода будет использована полностью. Шестой и седьмой этапы полностью будут протекать по кривой постоянства мощности.

Использование СВП в качестве привода долота на протяжении всего цикла строительства скважины не всегда возможно. Это связано с технологическими особенностями бурения – необходимостью использования тубобуров-отклонителей для обеспечения необходимого наклона скважины, использованием специальной компоновки бурильной колонны с телеметрическим оборудованием и т.д. Мощность привода СВП в основном определяется необходимостью развинчивания труб с большим моментом при проведении спуско-подъемных операций, момент развинчивания которых может достигать 100 кН·м.

Формулы (1) – (8) справедливы так же и для роторного бурения. Мощность, расходуемая на потери в механизмах привода ротора N_p , имеет более сложную зависимость. Это связано с тем, что передача к ротору осуществляется либо через редуктор и коробку перемены передач лебедки при комбинированном электроприводе,

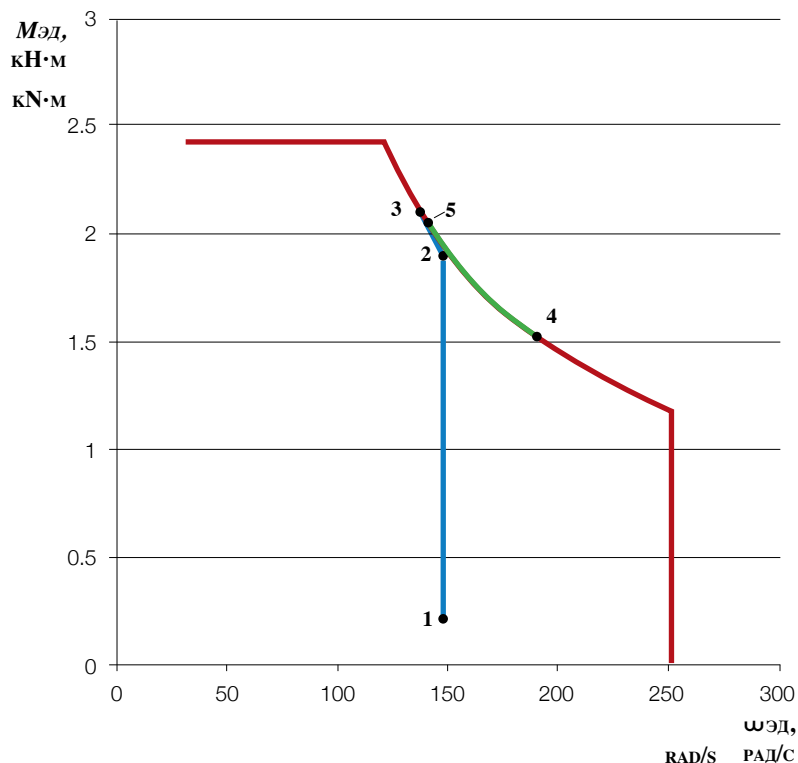


Рисунок 5. Расчетные кривые при бурении с использованием верхнего привода

Figure 5. Derived curves for top drive drilling

power wasted in the rotary drive mechanism losses N_p has a more complex correlation. It is linked to the fact that transmission to the rotary is either through the transmission and draw works gearbox for the combination electrical drive or the transmission and propeller shaft for the variable speed electrical drive, that is, under a complex kinematics. The following equations by B. M. Plyusch and V. S. Fedorov are used for practical calculations of the horse power N_p , dependent upon equipment type and condition and rpm [7]

$$N_p = k \cdot n_p^{1.5} \quad (13)$$

$$N_p = a_1 \cdot n + a_2 \cdot n_p^2, \quad (14)$$

Where a_1, a_2, k : Equipment type factors; n_p : Rotary angular speed

The general major drawback of drilling with the TDS as a bit drive and a rotary is significant power losses in the drill string idle rotation. As Table 4 shows the power $N_{x.б}$ gets comparable to the power for rock holing $N_{заб}$ with an increase in the well depth. However the use of TDS is economically viable owing to high automation of its control system. TDS supports rpm and torque monitoring and adjustment and drilling process and handling automation.

либо через редуктор и карданный вал при регулируемом электроприводе, то есть со сложной кинематической схемой. В практических расчетах для определения мощности $N_{п.}$, зависящей от типа, состояния оборудования и частоты вращения, применяются формулы Б.М. Плюща и В.С. Федорова [7]:

$$N_{п.} = k \cdot n_p^{1.5} \quad (13)$$

$$N_{п.} = a_1 \cdot n + a_2 \cdot n_p^2, \quad (14)$$

где a_1, a_2, k : – коэффициенты, зависящие от типа применяемого оборудования; n_p – угловая скорость ротора.

Общим существенным недостатком бурения с использованием в качестве привода долота СВП и ротора является значительные потери мощности на холостое вращение КБТ. Из таблицы 4 видно, что по мере увеличения глубины скважины мощность $N_{х.в}$ становится соизмерима с мощностью на разбуривание породы $N_{заб.}$. Тем не менее, использование СВП экономически оправдано ввиду высокой автоматизации системы управления. СВП позволяет вести контроль и регулирование частоты вращения и момента, автоматизировать процесс бурения и проведения спуско-подъемных операций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шарафутдинов И.И. Верхний силовой привод // Буровик. 2013. № 4 (11). С. 3.
2. Инструкция по эксплуатации системы верхнего привода Canrig 4017AC-122 2009 г.
3. Шабанов В.А., Никулин О.В. Оценка эффективности применения частотно-регулируемого электропривода буровых насосов в Азнакаевском УБР // Энергетика Татарстана. – 2008. - № 1. – С. 74–81.
4. Шабанов В.А., Никулин О.В. Регулируемый электропривод буровых лебедок // 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тез. докл. – Кн. 1 / Редкол.: Ю.Г. Матвеев и др. – Уфа; Изд-во УГНТУ, 2008. – 297 с.
5. Шабанов В.А., Никулин О.В. Энергосберегающий синхронный частотно-регулируемый электропривод бурового насоса // Энергоэффективность и энергобезопасность на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального

REFERENCES

1. Sharafutdinov, I. I. (2013). Top Drive. The Driller, 4 (11), 3.
2. Canrig Top Drive System 4017AC-122 Operation Manual. (2009)
3. Shabanov, V. A., Nikulin, O. V. (2008). Performance Evaluation for Variable Frequency Electrical Drive of Mud Pumps in Aznakaev Drilling Office. Tatarstan Energy Sector, 1, 74–81.
4. Shabanov, V. A., & Nikulin, O. V. (2008). Variable Speed Drives of Draw Works In Matveev et al (Eds.), The 59th Engineering Conference of Undergraduate and Postgraduate Students and Young Scientists: Books of Abstracts (Book 1). Ufa: UGNTU University Press. 297 pages.
5. Shabanov, V. A., & Nikulin, O. V. Energy Efficient Synchronous Variable Speed Mud Pump Drive. (2010). In Energy Efficiency and Security in Industry, Housing and Utilities: Proceedings of All-Russia Academic and Hands-On Workshop in Salavat (pp. 213-217). Ufa: Gilem.
6. Drillings.ru Drilling Portal. Motor Horse Power Used for Drilling. Available from <http://www.drillings.ru/mosch> (retrieved on 2015.12.26)
7. Atakishiev, T. A. (Ed.). (1988). Oil and Gas Field Electric Power. Moscow: Subsoil. 221 pages.

хозяйства. Труды Всероссийского научно-практического семинара в г. Салават. – Уфа: «Гилем». 2010. – С.213-217.

6. Drillings.ru Буровой портал. Мощность двигателей, расходуемая на бурение. URL: <http://www.drillings.ru/mosch> (дата обращения: 26.12.2015).
7. Электроэнергетика нефтяных и газовых промыслов: производственное (практическое) издание / под ред. Т.А. Атакишиева. М.: Недра, 1988. 221 с.

