

Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ

Performing of Coiled Tubing Drilling Operations

A.C. ЗАХАРОВА, региональный руководитель департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия/СНГ», National Oilwell Varco

A. ZAHAROVA, Regional Manager, CT Equipment Department, Russia/CIS, National Oilwell Varco

Идея бурения гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) представляет собой принципиально новый подход к решению задач в нефтегазовой отрасли. Данная технология была изобретена в 1950-е годы, но широкую популярность она обрела только в конце 1980-х годов. Технология предназначена для зарезки боковых стволов или увеличения забоя в нефтяных и газовых скважинах глубиной до 6000 м.

Опыт применения ГНКТ для бурения скважин насчитывает уже более 30 лет, и за это время были выявлены и неоднократно подтвердились на практике преимущества использования этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной:

- сокращение времени проведения спуско-подъемных операций (СПО) за счет отсутствия соединений. Применение гибкой колонны труб позволяет спускать компоновку низа бурильной колонны (КНБК) непрерывно, не останавливая процесс проведения операций с целью наращивания колонны труб для достижения проектной глубины;
- безопасность проведения СПО, так как в данном случае не нужно проводить свинчивание-развинчивание резьбовых соединений и перемещать ГНКТ на мостки;
- возможность непрерывной циркуляции во время СПО;
- возможность бурения на депрессии или балансе;
- обеспечение герметичности устья на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования вплоть до его свертывания;
- замкнутый рабочий цикл;
- значительное улучшение условий труда работников бригад при выполнении всего комплекса операций;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по бурению скважин, в частности, за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;
- существенный экономический эффект в

The idea of coiled tubing (CT) drilling is a breakthrough approach of solving problems in the oil and gas industry. The technology itself was developed in 1950s but gained widespread appreciation only in the late 1980s. It allows to perform sidetracking or bottomhole enlargement of oil and gas wells with depths up to 19,685 ft.

The experience of CT application for wells drilling goes back for 3 (three) decades. During this time a set of benefits of this technology in comparison to conventional drilling techniques were identified and borne out by events. The mentioned benefits include:

- Reduction of trips duration due to the absence of connections. Application of CT string allows to continuously lower down bottomhole assembly (BHA) without the need to stop the overall process for connection making;
- Trips are performed in a safer manner because there is no need to do making up/uncoupling of thread connections and move the tubing string to the drilling floor;
- The ability to perform continuous circulation of drilling mud;
- The ability to perform underbalanced/balanced drilling;
- The wellhead integrity is supported during all stages of well intervention operations, starting from repair equipment assembly rig-up to its rig-down;
- Closed working cycle;
- Significant improvement of labor conditions of a drilling crew;
- Compliance with more demanding requirements in the sphere of ecology during well drilling operations performing, in particular due to smaller-in-size drilling equipment assemblies in comparison to conventional ones;
- Significant cost advantages.

It turns out that for particular types of operations conventional drilling is more economically viable than CT drilling. Thus application of CT for drilling can be both an advantage and, in some cases, a drawback for a company. The *drawbacks of CT drilling also include:*

- Inability to rotate a drilling string. To address this issue National Oilwell Varco suggests using Strong Arm orienting device which allows to rotate BHA for 45 degree clockwise per one working cycle.
- CT fatigue strength and lifetime. Some CT units are equipped with sensors that provide information

результате применения ГНКТ при проведении буровых работ.

Иногда при проведении определенного вида операций проведение работ по бурению традиционным способом является более экономически выгодным, чем на ГНКТ. Таким образом, экономическая эффективность является как преимуществом, так и в отдельных случаях недостатком использования ГНКТ для проведения работ по бурению скважин. Также к недостаткам данного метода можно отнести:

- Невозможность вращения бурильной колонны. Для решения данной проблемы компания National Oilwell Varco предлагает использовать ориентирующий инструмент Strong Arm, позволяющий проворачивать КНБК на 45° по часовой стрелке вокруг своей оси за один рабочий цикл.
- Усталостная прочность и долговечность ГНКТ. Некоторые агрегаты снабжены датчиками, отображающими состояние колонны ГНКТ, что значительно улучшает представление о жизни трубы.

В процессе проведения опытно-промышленных работ по бурению скважин на ГНКТ были выявлены и проанализированы условия успешного проведения бурения на ГНКТ.

- 1) **Требования к ориентации направленного бурения.** Невозможность вращения колонны ГНКТ делает невозможным проведение некоторых операций данным способом, в отличие от традиционного. Однако добавление в КНБК ориентирующего инструмента Strong Arm производства компании National Oilwell Varco позволяет решить данную проблему. Данный инструмент предназначен для вращения рабочих инструментов с более высоким крутящим моментом. При увеличении расхода на инструменте создается необходимый перепад давления. После приложения давления поршень отходит вниз, вращая приводной башмак с помощью приводного вала, преобразующего поступательное движение в крутящий момент. За один цикл приводной башмак обычно поворачивается на угол не более 45° по часовой стрелке (возможна поставка приводных башмаков с максимальным углом вращения менее 45°). Во время операций бурения на ГНКТ вращение контролируется с помощью телеметрии, наличие которой в КНБК также является одним из главных условий успешного проведения бурения. Чтобы повторить цикл поворота приводного башмака, следует снизить расход до обычного значения циркуляции; вращение инструмента прекращается, и он фиксируется в текущем положении. Это заставит поршень автоматически вернуться в исходное положение, в результате чего инструмент вновь будет готов к срабатыванию. После этого можно повторить описанный выше цикл поворота.



about CT string state which substantially improves CT lifetime forecasts.

In the frame of pilot CT drilling project our company has identified and analyzed the terms of successful CT drilling.

- 1) **CT drilling orientation requirements.** Inability of CT string to rotate makes it impossible to perform some of the operations. However the inclusion of National Oilwell Varco's Strong Arm orienting device to BHA assembly solves the above issue. The tool is intended for rotating downhole tools with higher torque. The increase of flow rate creates a required differential pressure. After the pressure is applied, a cylinder piston moves down and rotates a driving shoe with the help of a power shaft which transforms linear motion into rotation torque. The driving shoe rotates for a maximum of 45 degrees clockwise per working cycle (it is possible to supply a shoe with a maximum angle less than 45 degrees). During CT drilling operations rotation is controlled using MWD (measuring while drilling) technology. The presence of the latter is one of the key factors of successful drilling. In order to repeat the working cycle of driving shoe it is necessary to decrease flow rate through the orienting device down to the circulation level. This stops the tool rotation and fixes it in the current position. After that cylinder piston automatically recovers its initial position which allows repeated use of the tool. The rotation cycle described above can be performed multiple times.
- 2) **CT outside diameter should be more than 1.75".** The success rate of CT drilling operations is also directly connected with the outside diameter of used tubing. The best option in our opinion is 2" CT.
- 3) **Pumping capacity.** Successful activation of

- 2) **Наружный диаметр ГНКТ более 1.75".** Успех проведения работ по бурению на ГНКТ также напрямую зависит от наружного диаметра используемой трубы. Среди актуальных и используемых ныне размеров самым лучшим вариантом будет труба с наружным диаметром 2".
- 3) **Производительность насосов.** Успешная активация ориентирующего инструмента Strong Arm и телеметрической системы требует наличия бесперебойно работающих насосов. Для совершения поворота приводным башмаком ориентирующего инструмента Strong Arm следует повысить расход промывочной жидкости и держать его на нужном уровне без последующих снижений напора или же выключений. Для запуска телесистемы необходимо достичь определенного уровня расхода (он различен для телеметрических систем разных производителей) и держать его на значениях запуска постоянно, не снижая.

В случае выхода насосов из строя расход промывочной жидкости опустится ниже значения запуска телеметрической системы или же сведется к нулю совсем, телесистема будет автоматически отключена. Потребуется запускать насосы и достигать значений запуска, что повлечет за собой потерю производительного времени, так как после достижения значений активации телеметрической системы необходимо выждать фиксированный интервал времени (ориентировочно 5–10 минут в зависимости от производителя) для полноценной активации и вывода значений на специализированные мониторы в режиме реального времени.

- 4) **Опытная буровая бригада.** По всему миру широко распространено использование ГНКТ для проведения капитального ремонта скважин, что подразумевает под собой присутствие бригады КРС (не буровой) на скважине для проведения работ. Завидев издали комплекс ГНКТ, можно ошибочно прийти к мнению, что работы проводит бригада КРС. Но если речь идет о бурении на ГНКТ, все операции следует выполнять с буровой бригадой.
- 5) **Осевое усилие на долото.** Одной из причин, по которой процесс бурения на ГНКТ является невозможным, является невозможность передачи нагрузки на буровое долото за счет гибкой трубы. Был найден выход из данной ситуации, и необходимое осевое усилие на долото достигалось путем добавления некоторого числа утяжеленных бурильных труб (УБТ). В случае невозможности добавления УБТ в КНБК компания National Oilwell Varco предлагает использовать разъемную систему для сборки длинных КНБК. Данная система представляет собой специальную рабочую колонну, которая используется там, где длина инструментальной колонны превышает вместимость секции лубризатора. Разъемная



Strong Arm orienting device and MWD system requires the presence of trouble-proof pumping units. To perform rotation of BHA with the help of Strong Arm's driving shoe it is necessary to increase the flow rate through the device and keep it on a required level without any pressure reductions or shut-downs. To launch MWD system it is necessary to reach a certain flow rate level (it depends on the type of MWD system) and keep it permanently without any decrease.

In case of pressure units failure circulating fluid flow rate drops down which will eventually result in automatic shut-down of MWD system. This will result in the need to launch the pumping units again and reach a specified flow rate level in order to re-activate MWD system. In its turn, it results in non-productive time since after re-activation of MWD system it is necessary to wait for a certain period of time (around 5–10 minutes, depends on the manufacturer) before the system becomes fully operational and you see the measurement charts displayed in the real-time mode.

- 4) **Qualified drilling crew.** Coiled tubing is widely used for well workover operations which implies the presence of workover crew (not a drilling crew) at the wellsite. If one sees a coiled tubing unit on the wellsite he or she may incorrectly assume that there is a workover crew working. But when it comes to CT drilling all operations are performed by a drilling crew.
- 5) **Weight on bit.** One of the reasons which complicates or even eliminates the possibility to use CT for wells drilling is that it is almost impossible to generate weight on bit with CT. To address this issue, a certain quantity of heavy-weight drilling pipes is usually added to BHA. In case when the latter is not possible due to some reasons, National Oilwell Varco suggests to use a split system of making-up



система для сборки длинных КНБК позволяет разбивать на этапы сборку КНБК. Разъемная система для сборки длинных КНБК состоит из трех компонентов: разъемной штанги для сборки длинных КНБК, двойного шарового обратного клапана и соединителя CARSACHT. Диаметр секции использованной разъемной штанги для сборки длинных КНБК соответствует диаметру используемых ГНКТ и сохраняет полнопроходное сечение для прохождения потока. Закрытие шаровых клапанов в двойном шаровом обратном клапане формирует в стволе скважины двойной барьер. Соединитель CARSAC позволяет присоединять верхнюю часть инструментальной колонны без вращения рабочей колонны. Используя комбинацию разъемной штанги для сборки длинных КНБК, двойного шарового обратного клапана и соединителя CARSACHT, можно выполнять сборку КНБК в несколько этапов:

- Сначала нижнюю секцию КНБК собрать до разъемной системы для сборки длинных КНБК и разместить в лубрикаторе.
- Присоединить верхнюю (охватываемую) часть соединителя CARSAC, обратного клапана и соединителя к ГНКТ.
- Опустить верхнюю колонну до нижней секции КНБК и присоединить ее через соединитель CARSAC.
- Опустить секцию КНБК под противовыбросовый превентор и закрыть трубные плашки на разъемной штанге для сборки длинных КНБК, сформировав уплотнение между скважиной и поверхностью.
- Закрыть шаровые клапаны на двойном шаровом обратном клапане и стравить оставшееся давление из верхней колонны. ▶

long BHAs. The system includes specialized working string that is used where the length of a tool string exceeds the capacity of oil cup section. It allows to make-up long BHAs in a number of separate stages. Split system comprises 3 components, including sectional drill rod for making-up long BHAs, dual-control ball check valve and CARSACHT connector. The diameter of used sectional drill rod for making-up long BHAs correlates with the diameter of used CT and conserves full-opening bore for smooth flow transmission. Closing of ball valves in the dual-control ball check valve forms a double barrier in the wellbore. CARSAC connector provides seamless disconnection of the tool string's upper part without rotation of working string. The combination of sectional drill rod for making-up long BHAs, dual-control ball check valve and CARSACHT connector allows to make-up BHA in a number of stages described below:

- First of all, it is necessary to make-up the lower section of BHA up to a split system mentioned above and place it in the oil cup.
- Then it is required to connect the upper (male) part of CARSAC connector, back pressure valve and CT connector.
- Next it is needed to lower the upper string down to the lower BHA section and connect it via the CARSAC connector.
- After that, BHA should be lowered down the blowout preventer, pipe rams on the sectional drill rod have to be closed in order to support make-up of long BHA's. The latter forms a seal between well and surface.
- Ball valves in the dual-control ball check valve should be then closed and the remaining pressure in the upper string should be released.
- Separate CARSAC connector in a way to maintain ▶

- Разделить соединитель CARSAC так, чтобы нижний (охватывающий) переводник находился сверху.
- Соединить оставшуюся часть КНБК с верхней (охватываемой) секцией соединителя CARSAC и посадить получившуюся сборку в нижнюю секцию КНБК.
- Открыть трубные плашки противовыбросового прEVENTора, после чего можно спускать собранную КНБК в скважину.

Поскольку вращение секций КНБК невозможно, установка соединителя CARSAC методом «посадки» приобретает большое значение.

Система разъемных штанг для сборки длинных КНБК под ГНКТ может использоваться в самых различных областях и с различными конфигурациями трубных плашек для ГНКТ.

Таким образом, соблюдая все вышеупомянутые условия, можно успешно осуществить бурение на ГНКТ.

Данные условия были собраны и проанализированы специалистами компании



National Oilwell Varco в процессе участия в опытно-промышленной работе по углублению забоя скважины и использовании КНБК NOV и системы телеметрии в регионе Волго-Урал. Работа проходила при постоянной технической поддержке и контроле специалистов NOV. Целью данной работы было достижение глубины проектного забоя, следуя заданной траектории.

Краткое описание проекта содержится в табл. 1 и 2.

- lower (female) adapter sub on the top.
- Connect the remaining part of BHA with the upper (male) section of CARSAC connector and jam the assembly in the lower section of BHA.
- Open pipe rams of blowout preventer and then lower the made-up BHA into well.

Since the rotation of BHA section is impossible the assembly of CARSAC connector using “jamming” approach takes on great importance. The system mentioned above can be used in various areas and together with different configurations of pipe rams for CT.

Thus, by observing the above-described conditions it is possible to successfully perform CT drilling.

Described conditions were collected and analyzed by the specialists of National Oilwell Varco during the pilot project which included bottomhole deepening and utilization of NOV’s BHA and MWD system in the Volga-Ural region. Operation was performed with technical support and under continuous supervision of NOV’s specialists. The goal of the operation was to reach the bottomhole’s target depth following the specified well path.

Short summary of the project can be found in Tables 1 and 2.

Таблица 1

Table 1

Название колонны Name	Диаметр, мм Diameter, mm		Проектный интервал спуска, м Designed drilling interval, m	
	долота of a drillbit	колонны of casing	по вертикали vertical	по стволу along-hole
Направление	295,3	244,5	0–60	0–60
Кондуктор	215,9	177,8	0–300	0–300
Эксплуатационная	120,6	102	0–1156	0–1167

Таблица 2

Table 2

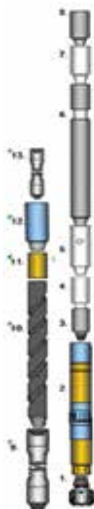
Глубина по стволу, м Measured depth, m	Зенитный угол, гр Inclination angle, degree	Азимут, гр Azimuth, degree	Глубина по вертикали, м Vertical depth, m	Смещение, м Displacement, m	Интенсивность, гр/10 м Dog leg severity, degree/10 m
0,0	0,00	N/A	0,0	0,00	0,00
60,0	0,00	N/A	60,0	0,00	0,00
300,0	0,00	N/A	300,0	0,00	0,00
600,0	0,00	N/A	600,0	0,00	0,00
723,0	12,30	107,5	722,1	13,2	1,00
1167,10	12,30	107,5	1156	107,8	0,00

In Table 3 presented below one can find a schematic view of BHA #1 equipped with a 5-blade PDC bit which

Ниже в табл. 3 приведено схематическое изображение КНБК № 1 с пятилопастным долотом PDC, с помощью которой было проведено углубление забоя скважины в интервале 564–670 м, начальный угол – 5,3°, конечный – 8,6°.

Таблица 3
Table 3

№ п/п Item No.	Компоновка (наименование элемента) ВНА (element name)	Суммарная длина, м Total length, m
13	Луночный соединитель Dimple connector	69,09
12	Головной модуль Main module	68,90
11	Соединитель Carsac HT Carsac HT connector	68,08
10	УБТС (5 скалок) Balanced drill collar (5 plungers)	67,51
9	Ориентирующий инструмент Strong Arm Strong Arm orienting device	20,95
8	Переходной переводник Bottleneck sub	19,35
7	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	19,05
6	Немагнитная УБТ (flex) Non-magnetic drill collar (flex)	18,43
5	Установочный немагнитный переводник Setting non-magnetic sub	9,12
4	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	7,98
3	Переходной переводник Bottleneck sub	7,31
2	ВЗД 3 ¼ 7/8 6.7 DDM 3 ¼ 7/8 6.7	7,01
1	Долото SKH511S-B1A Drillbit SKH511S-B1A	0,31



В таблице 4 приведены параметры бурения за рейс № 1с использованием пятилопастного долота PDC.

Как видно из табл. 4, за 17,5 часов бурения было пробурено 106 м со средней механической скоростью 6,06 м/ч. При использовании данной компоновки была достигнута высокая механическая скорость, но одновременно с этим наблюдалась плохая управляемость КНБК. После поднятия КНБК № 1 на поверхность было обнаружено, что одной из причин плохой управляемости послужило наличие металлического предмета между лопастями долота, по всей вероятности, подобранного в самом начале бурения с забоя скважины.

Далее было принято решение заменить высокорезивное пятилопастное долото PDC на шарошечное долото. В таблице 6 изображена КНБК № 2 с шарошечным долотом. С использованием данной компоновки было пробурено 13 м в интервале 670–683 м, начальный и конечный углы – 8,6°.

was used for bottomhole deepening in the interval between 564 and 670 m. Initial angle was 5.3°, while the final angle was 8.6°.

Таблица 4 – Параметры бурения за рейс № 1

Table 4 – Drilling characteristics of trip #1

Забой на начало рейса, м Initial bottomhole depth, m	564,0
Забой на конец рейса, м Final bottomhole depth, m	670,0
Зенитный угол на начало рейса (570 м), градус Initial inclination angle (570 m), degree	6,01
Зенитный угол на конец рейса (660 м), градус Final inclination angle (660 m), degree	8,60
Азимут на начало рейса (570 м), градус Initial azimuth (570 m), degree	169,48
Азимут на конец рейса (660 м), градус Final azimuth (660 m), degree	160,69
Нагрузка, т Weight on bit, t	1,0–1,7
Тип бурового раствора Drilling mud type	БПСР
Плотность бурового раствора, г/см ³ Drilling mud density, g/cm ³	1,18
Расход бурового раствора, л/сек Drilling mud consumption, l/sec	4,0–6,5
Рабочее давление, атм Working pressure, atm	190–280
Общее время бурения, ч Total drilling time, hr	17,5
Общее время циркуляции, ч Total circulation time, hr	35,0
Общее время НПВ, ч Total non-productive time, hr	0,0
Пробуренный интервал, м Drilled interval, m	106,0
Наработка на ВЗД, ч DDM operation time, hr	35,0
Средняя механическая скорость за рейс, м/ч Average rate of penetration, m/hr	6,06

Таблица 5 – Фактическая инклинометрия за рейс № 1

Table 5 – Actual inclinometry of trip #1

Точка замера, м Gauge point, m	Зенитный угол, градус Inclination angle, deg	Азимут, градус Azimuth, deg
570	6,01	169,48
580	6,41	161,81
590	6,16	160,82
600	6,47	163,30
610	6,65	166,24
620	6,47	166,25
630	7,29	162,25
640	7,17	160,00
650	7,61	158,74
660	8,60	160,69



Таблица 6
Table 6

№ п/п Item No.	Компоновка (наименование элемента) ВНА (element name)	Суммарная длина, м Total length, m
13	Луночный соединитель Dimple connector	69,02
12	Головной модуль Main module	68,83
11	Соединитель Carsac НТ Carsac HT connector	68,01
10	УБТС (5 скалок) Balanced drill collar (5 plungers)	67,44
9	Ориентирующий инструмент Strong Arm Strong Arm orienting device	20,88
8	Переходной переводник Bottleneck sub	19,28
7	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	18,98
6	Немагнитная УБТ (flex) Non-magnetic drill collar (flex)	18,36
5	Установочный немагнитный переводник Setting non-magnetic sub	9,05
4	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	7,91
3	Переходной переводник Bottleneck sub	7,24
2	ВЗД 3 ¼ 7/8 6.7 DDM 3 ¼ 7/8 6.7	6,94
1	Долото R44AP Drillbit R44AP	0,31

В таблице 7 приведены параметры бурения за рейс № 2 с использованием шарошечного долота.

Анализируя табл. 7, можно сделать вывод, что с КНБК № 2 с шарошечным долотом за 17,2 часа было пробурено 12,5 м со

According to data presented in Table 4, we drilled 106 meters in 17.5 hours with an average rate of penetration (ROP) of 6.06 m/hr. Utilization of the described BHA allowed to reach high ROP, while the steering capabilities were quite poor. After the BHA #1 was pulled out of hole it was discovered that one of the reasons of poor steering is connected with the presence of a metallic object between the bit blades. It looks like this object was picked up from the bottomhole at the very beginning of drilling process.

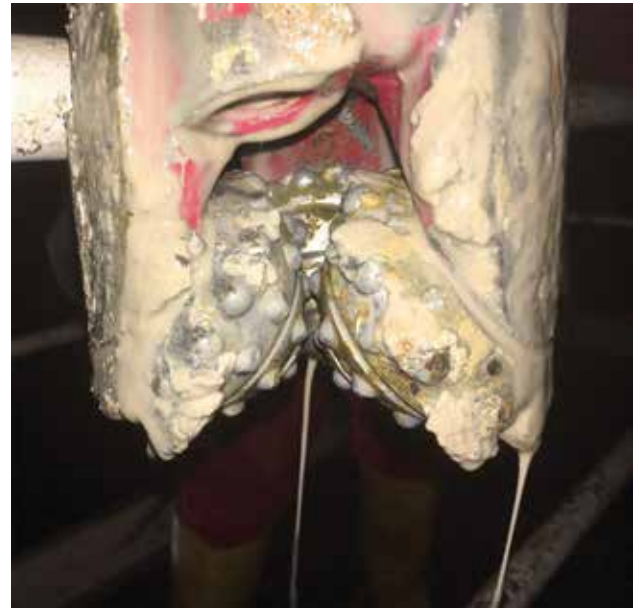
Then we made a decision to replace the PDC drillbit with a roller-cutter bit. Table 6 contains information about BHA #2 equipped with a roller-cutter bit. A total of 13 meters were drilled using BHA #2 in the interval between 670 and 683 meters, while both the initial and final inclination angles were 8.6°.

Table 7 contains the drilling characteristics of trip #2 where a roller-cutter bit was used.

Таблица 7 – Параметры бурения за рейс № 2

Table 7 – Drilling characteristics of trip #2

Забой на начало рейса, м Initial bottomhole depth, m	670,0
Забой на конец рейса, м Final bottomhole depth, m	682,5
Зенитный угол на начало рейса (660 м), град Initial inclination angle (660 m), deg	8,60
Зенитный угол на конец рейса (670 м), град Final inclination angle (670 m), deg	8,04
Азимут на начало рейса (660 м), град Initial azimuth (660 m), deg	160,69
Азимут на конец рейса (670 м), град Final azimuth (670 m), deg	156,40
Нагрузка, т Weight on bit, t	2,5
Тип бурового раствора Drilling mud type	БПСР Polymer silicate drilling mud
Плотность бурового раствора, г/см ³ Drilling mud density, g/cm ³	1,18
Расход бурового раствора, л/сек Drilling mud consumption, l/sec	5,5–6,5
Рабочее давление, атм Working pressure, atm	260–280
Общее время бурения, ч Total drilling time, hr	17,2
Общее время циркуляции, ч Total circulation time, hr	18,3
Общее время НПВ, ч Total non-productive time, hr	0,0
Интервал бурения, м Drilling interval, m	12,5
Наработка на ВЗД, ч DDM operation time, hr	18,3
Средняя механическая скорость за рейс, м/ч Average rate of penetration, m/hr	0,73



средней механической скоростью 0,73 м/ч. С данной компоновкой были достигнуты низкая механическая скорость, но хорошая управляемость КНБК.

Итого при проведении опытно-промышленной работы по углублению забоя скважины с использованием двух различных КНБК было пробурено 118,5 м. Данная работа была приостановлена в связи с поломкой ГНКТ по причине приложенной сверх нормы нагрузки на долото. На данной работе мы не собираемся останавливаться, а планируем продолжить предоставлять услуги по инженерному сопровождению нижеобозначенных работ:

- зарезка боковых стволов и увеличение забоя в нефтяных и газовых скважинах;
- работы по фрезерованию портов компоновки МСРП, очистке стволов скважины;
- промывки скважин;
- проведение геофизических исследований;
- ловильные работы.

Одной из недавних разработок National Oilwell Varco стал Echo™ Oscillating Motor. Данный инструмент совмещает в себе как винтовой забойный двигатель (ВЗД), так и осциллятор. Этот инструмент сможет стать отличным решением при бурении наклонно-направленных скважин. ☺

Таблица 8 – Фактическая инклинометрия за рейс № 2
Table 8 – Actual inclinometry of trip #2

Точка замера, м Gauge point, m	Зенитный угол, град Inclination angle, deg	Азимут, град Azimuth, deg
660	8,60	160,69
670	8,04	156,40

According to data presented in Table 7, BHA #2 allowed to drill 12.5 meters in 17.2 hours with an average rate of penetration (ROP) of 0.73 m/hr. Utilization of this BHA allowed to reach good steering capabilities, while the ROP was low.

As a summary we can say that during a pilot project of bottomhole deepening we managed to drill a total of 118.5 meters using two different BHA types. Given operation was stopped due to CT failure caused by the excessive weight on bit generation. We have no plans to stop there and expect to continue provision of technical support of the following operations:

- Sidetracking and bottomhole deepening in oil and gas wells;
- Milling of multi-stage frac ports and hole sweeping;
- Well cleanouts;
- Well logging operations;
- Fishing jobs.

One of the latest solutions introduced by National Oilwell Varco is Echo™ Oscillating Motor. This tool combines downhole drilling motor and wave generator. It may become an excellent solution for directional drilling. ☺

**Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.