



**ГАЗПРОМ
НЕФТЬ**

Газпромнефть НТЦ: Перспективы применения гибких насосно-компрессорных труб в России

Gazpromneft NTC: Coiled Tubing For the Future

С. М. Симаков
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

S. M. Simakov
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

ВВЕДЕНИЕ

Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) или колтюбинг (Coiled Tubing – колонна гибких труб) были изобретены во время Второй мировой войны для прокладки бензопровода под водой (проект PLUTO), но широкое применение получили только в конце 80-х годов XX века. Промывка скважин, освоение азотом, растяжение гидрато-парафиновых пробок и многие операции, проводимые с использованием ГНКТ, перешли в разряд стандартных. Колтюбинговые установки в настоящее время позволяют выполнять практически все виды работ в ходе капитального ремонта скважин (КРС), при этом они полностью автоматизированы и, по сути, являются прототипами буровых установок и КРС-станков будущего. Западная Сибирь, являясь основной российской нефтегазоносной провинцией, может по праву считаться главным полигоном, где испытываются и внедряются новые технологии, и где на сегодняшний

INTRODUCTION

Coiled tubing (CT) is a technology first invented during World War II for laying a fuel pipeline under water (Operation Pluto), but it was not until the late 1980's that it came into common use. Well cleanout, nitrogen lifting, dissolving of hydrate and paraffin plugs and many other operations involving CT have now become standard fare. Today, coiled tubing units conduct nearly all types of well workover (WWO) operations; they are fully automated and are, in fact, nothing short of pilot models for drilling and workover rigs of the future. Western Siberia, is Russia's number one oil and gas province, can rightfully be considered its main proving ground where new technologies are being tested and implemented, and it also beats all other regions in terms of concentration of CT systems per unit area. It is in this region that numerous CT technologies, such as geophysical well logging, sand-jet perforation, milling of multistage hydraulic fracturing (MSHF) ports

день сконцентрировано максимальное число установок ГНКТ в России. В этом регионе нашли применение такие технологии с использованием ГНКТ, как геофизические исследования скважин, гидропескоструйная перфорация, фрезерование портов многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), активация портов МГРП специализированными компоновками низа колонны и др.

С каждым годом увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, что обусловлено усложнением их структуры, глубиной залегания, доступностью, и рядовые скважинные операции уже не решают тех задач, которые стоят сегодня перед нефтедобытчиками. Строительство более сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Это касается систем

заканчивания скважин с МГРП, ГНКТ как основного инструмента, отвечающего современным требованиям.

В ПАО «Газпром нефть» с 2010 по 2015 г. применялись ГНКТ длиной 4000 м, в 2016 г. – 4500 м, в 2017 г. – 5000 м, в настоящее время наблюдается тенденция увеличения

их длины и диаметра. Вместе с длиной изменилась и толщина стенки применяемых труб, стали использоваться разностенные оптимизированные под конкретные скважинные условия (темпированные) ГНКТ.

Изменение длины и диаметра труб вызвало ряд изменений технических особенностей оборудования, таких как тяговое усилие инжектора силовой установки, диаметр узла намотки и его габаритные размеры.

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ

Использование ГНКТ позволяет решать технологические задачи, которые до сегодняшнего дня считались трудновыполнимыми. Еще несколько лет назад длина горизонтального участка скважины составляла 500–700 м, в настоящее время – 2000–3000 м, измеренная

and activating them using specialized bottom-hole assemblies, etc., have found their application.

Each year, more and more reserves are classified as hard to recover due to structure complexity, depth of occurrence, or accessibility, so standard well operations are no longer fit to address the challenges that oil producers must face today. The problem of drilling more complex wells, however, spells the need for development and use of non-standard equipment. Here, we are talking about MSHF completion systems with CT as being the main tool that meets modern requirements.

Statistics for CT use in Gazprom Neft PJSC show the following CT lengths used: 4000 m in 2010–2015, 4500 m in 2016, 5000 m in 2017, the current trend being towards greater lengths and greater diameters. Along

with the length, the CT wall thickness has also changed as tapered CT strings (i. e. those with non-uniform wall thickness optimized for specific downhole conditions) came into use.

Such changes in length and diameter have triggered a number of changes in the technical characteristics of the equipment, such as the pull

capacity of the power pack injector, the diameter of the reel assembly and its overall dimensions.

USING CT TO ADDRESS CURRENT CHALLENGES

The use of CT makes it possible to address technological challenges that until today were considered difficult to manage. A few years ago, horizontal well section lengths stood at around 500–700m, while now they reach 2000–3000m, the measured depth (MD) being 6100–6500m and upward. One specific set of challenges, that deserves a separate mention, are problems that arise in connection with the development of territories and fields beyond the Arctic Circle. Here, the key factors are low temperatures and limited hydraulic characteristics of most manufacturer's CT systems. At -35°C, the existing equipment fails to meet the requirements imposed on it from both technical and technological points of view. In such conditions, a solution is found with heavy-duty CT units (see Fig. 1).



Рис. 1. Общий вид центра управления установкой ГНКТ повышенной грузоподъемности (NOV) 2 3/8"

Fig 1. General view of the control center of a heavy-duty CT unit (NOV) 2 3/8"

глубина (MD) – 6100–6500 м и более. Отдельно следует отметить проблемы, возникающие в связи с освоением территорий, находящихся за Полярным кругом. Здесь ключевыми факторами являются низкие температуры и ограничения гидравлических характеристик установок ГНКТ большинства производителей. При температуре -35°C существующее оборудование не отвечает предъявляемым требованиям как с технической, так и с технологической точек зрения. В подобных условиях находят применение установки ГНКТ повышенной грузоподъемности ([рис. 1](#)).

Установка ГНКТ с емкостью узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы $2\frac{3}{8}''$ (60,3 мм) может использоваться:

- для управления равнопроходными муфтами МГРП на горизонтальных интервалах длиной 2000 м и более, где требуется приложить дополнительную нагрузку более 10 кН;
- при управляемом бурении, когда в телесистему входит электрический ориентирующий прибор повышенной мощности, способный на забое разворачивать винтовой забойный двигатель (ВЗД) вокруг своей оси, при этом за счет угла перекоса профиль коридора проводки скважины может составлять 1 м;
- на скважине сложной конструкции, где необходимо использование технологии темпирования.

Очевидно, что работа с трубами диаметром 60 мм на глубине более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки. Существуют западные компании, выпускающие инжекторные головки с электроприводом, что позволяет:

- повысить грузоподъемность установки;
- исключить зависимость от температурных условий;
- кратно увеличить скорость спускоподъемных операций (СПО);
- повысить управляемость.

Установка ГНКТ с длиной барабана 6500 м и диаметром $2\frac{7}{8}''$ (73,0 мм) ([рис. 2](#)) может использоваться для выполнения МГРП через гибкую трубу, что обеспечивает явное преимущество в скорости перехода между стадиями, в объеме прокачиваемой жидкости из-за отсутствия необходимости заполнения объема НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки», т.е. в режиме Flush. Следует также отметить уникальную возможность проведения повторных МГРП через гибкую трубу в скважине с открытыми портами, когда жидкость ГРП точечно, так же как и в случае с выборочным

A heavy-duty CT unit with a reel capacity of 6500 m and CT diameter of $2\frac{3}{8}''$ (60.3 mm) can be used:

- to control full-bore MSHF sleeves on horizontal sections of 2000 m and more, where an additional load of more than 10 kN is required;
- in controlled drilling, where the telemetry system includes a high-power electric orienting tool capable of rotating the downhole positive displacement motor (PDM) around its axis, and where the resulting steering angle can create a drilling window of 1 m;
- in complex wells that require the use of tapering technology.

It is obvious that operations involving CT strings with a diameter of 60 mm at depths greater than 6000 m cannot be accomplished without a power pack with a guaranteed safety margin on top of the injector head's design pull capacity. There are some western companies that manufacture injector heads with electric drives, which make it possible to:

- increase the pull capacity of the system;
- provide independence from temperature conditions;
- provide a manifold increase in RIH/POOH speeds;
- improve steerability.

A CT unit with a reel capacity of 6500 m and a CT diameter of $2\frac{7}{8}''$ (73.0 mm) (see [Fig. 2](#)) can be used to accomplish MSHF through a CT string, which provides a clear advantage in terms of the speed of interstage transitioning and the volume of injected fluid. There is no need to fill the CT string before the start of the HF operation and during the flush stage. We would also like to highlight the unique opportunity of using a CT string for multi-stage re-fracturing operations in wells with open ports, where the HF fluid is targeted through a specific port just the same way as it would be in the case of selective opening/closing of ports.

In this case, the distance between the MSHF ports may constitute a limiting factor, but in Western Siberia, where that distance varies from 50 to 100 m, this is not critical. It is fair to assume that, in the case of uncemented ports, each subsequent MSHF stage may bring about fluid leaks through fractures that have formed earlier. It should be noted that, when selecting a candidate well for MSHF operations involving CT strings with a diameter of $2\frac{7}{8}''$, the frac fluid flow rate and the injection pressure should be taken into account.

In situations similar to those described above, a reel assembly accommodating a CT length of 6500 m can be transported on board a separate lowboy semi-trailer; however, there are CT units with non-standard reel positioning relative to the trailer axis. [Fig. 3](#) shows

открытием/закрытием портов, закачивается в определенный порт.

Ограничением в данном случае может быть расстояние между портами МГРП, но для условий Западной Сибири, где расстояние варьируется от 50 до 100 м, это не критично. Можно предположить, что в случае с незацементированными портами при проведении каждой последующей стадии МГРП, возможны утечки жидкости гидроразрыва в ранее сформированные трещины. Следует отметить, что при подборе скважины-кандидата для проведения МГРП через гибкую трубу 2 7/8" должны учитываться расход жидкости гидроразрыва и давление закачки.

Транспортировка узла намотки с длиной ГНКТ 6500 м в перечисленных случаях возможна на отдельно стоящем траle, однако существуют установки с нестандартным расположением барабана относительно оси трала. На [рис. 3](#) показан барабан с гибкой трубой диаметром 2 3/8" (60,3 мм) длиной 9000 м.

При перечисленных преимуществах, рассмотренные установки ГНКТ имеют два недостатка – высокую стоимость и большую массу. Первый приводит к удорожанию проекта, второй требует получения разрешительной документации на провоз негабаритного груза. И здесь появляется возможность для сервисных компаний продумать поэтапное введение большеразмерных ГНКТ с тенденцией на уменьшение стоимости сервиса за счет предложения охвата большего числа скважин и сокращения транспортных расходов на доставку труб.

Часто задают вопрос, существует ли нормированное время на проведение той или иной технологической операции. Такого времени нет и быть не может, но есть скоростной режим спускоподъема гибкой трубы. В настоящее время скорость СПО с гибкой трубой



Рис. 2. Установка ГНКТ повышенной грузоподъемности (NOV) 2 7/8": а – вид сбоку; б – вид сверху

Fig 2. Heavy-duty CT unit (NOV) 2 7/8": a—side view; b—top view

a reel accommodating 9000 m of coiled tubing with a diameter of 2 3/8" (60.3 mm).

Apart from the advantages we have mentioned, the CT units in question have two disadvantages: high cost and large weight. The former makes your project more expensive, and the latter calls for special permits to be obtained for OOG load transportation. There is, thus, an opportunity for service companies to think about step-by-step introduction of large-sized CT strings where the service cost will tend to reduce thanks to the large number of wells covered



Рис. 3. Установка с нестандартно расположенным барабаном с гибкой трубой диаметром 2 3/8" длиной 9000 м

Fig 3. A unit with non-standard reel positioning accommodating 9000m of coiled tubing with a diameter of 2 3/8"

независимо от ее диаметра на вертикальном участке составляет 15-20 м/мин, на горизонтальном – 5-10 м/мин. Поскольку с глубиной увеличивается время СПО, равное в среднем примерно 40 % общего производительного времени, увеличение глубины скважин должно быть нивелировано повышением скорости СПО как минимум в 2 раза. В Северной Америке скорости СПО уже давно превышают 50 м/мин. На [рис. 4](#) приведен монитор записи рабочих параметров СПО, когда скорость первичного спуска составляет более 160 фут/мин (48,7 м/мин).

Следует также обратить внимание на качество дорожного покрытия на отечественных месторождениях. Не секрет, что промысловые дороги в РФ по качеству покрытия уступают западным, что отражается вездеходном исполнении техники, поступающей с заводов. На проходимость в условиях Западной Сибири, где используется вездеходная колесная база 6x6, влияет и сама длина несущей конструкции. Практика применения оборудования не только в рыхлых песках Западной Сибири, но и в условиях распутицы Оренбуржья показывает, что короткие установки имеют определенное преимущество перед их аналогами с прицепами.

Различие в выполнении технологических операций с ГНКТ и проведении ГРП обуславливает конструктивные особенности применяемых

by the offering and the lowered transportation costs involved in CT delivery.

People often ask whether there are specific standards governing the duration of a particular operation. Well, there are, and can be, no such standards, but there are speed limits prescribed for RIH/POOH operations on CT strings. Today, any RIH/POOH operations on a CT string, regardless of its diameter, progress at a rate of 15–20 m/min in a vertical section and 5–10 m/min in a horizontal section. Since the RIH/POOH time increases with depth, comprising on average about 40% of the total productive time, this means that, if we want to drill deeper wells, we should offset the time losses due to increased depth by increasing the RIH/POOH speed at least 2 times. In North America, RIH/POOH speeds have long exceeded 50 m/min.

[Fig. 4](#) shows a monitor used to record the working parameters of an initial RIH operation that progresses with a speed greater than 160 ft/min (48.7 m/min).

Another aspect that deserves attention is the road surface quality to Russian fields. It is no secret that access roads to and across Russian oil and gas fields are inferior to western ones in terms of surfacing quality, which is why vehicle manufacturers tend to supply off-road versions to the industry. Among the factors affecting a vehicle's off-road capability in Western Siberia, where 6x6 all-terrain wheelbase

технических средств, но есть и схожие моменты, например, длительное пребывание персонала в компьютерном центре управления ГРП (Data Van) и установкой ГНКТ (Coil Unit). Здесь следует уделить внимание наличию потенциала для увеличения рабочего пространства в кабине оператора, поскольку при современных высокотехнологических операциях контроль их выполнения осуществляется не только непосредственно буровым оператором, но и другими специалистами на скважине. При этом необходимо сократить время оперативного совместного реагирования на ситуацию.

Задачи ставятся не только перед сервисными компаниями, обслуживающими ГНКТ, но и перед производителями оборудования. Решения необходимо находить на основании запросов от нефтедобывающих компаний, которые, в свою очередь, руководствуются поиском оптимальных технологий добычи углеводородного сырья при ухудшающейся структуре запасов.

Установка ГНКТ в перспективе видится многофункциональным комплексом, обеспечивающим выполнение технологических задач и корректировку процесса проведения работ в режиме реального времени. Решения могут быть разными, от рядовых до высокотехнологичных, так же как и система предупреждения отказов оборудования вследствие низкого давления в системе, изменения толщины стенки гибкой трубы или ее формы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанные в статье технологические решения могут быть реализованы в ПАО «Газпром нефть» не только в части проектного оборудования, но и в части технологии его использования. Разработанные методы и способы осуществления новых проектов с привлечением комплекса ГНКТ позволяют решать задачи на перспективу, определять алгоритм действий на ближайшее будущее. Приведенный технический обзор оборудования и технологий

использования, является длиной рамы подшипника. Опыт, полученный с использованием этого оборудования в различных условиях, включая песчаные пустоши Западной Сибири и непроходимые грязи Оренбургской области, показывает, что короткие единицы имеют определенное преимущество перед аналогами с прицепами.

Некоторые специфические различия между СТ и ГФ операциями влияют на дизайн оборудования, применяемого для этих целей, но также есть сходные моменты, такие как постоянное присутствие персонала в вычислительном центре управления (Data Van) для ГФ операции. Здесь, возможно, стоит обратить внимание на возможность увеличения рабочего пространства в кабине оператора, так как современные высокотехнологичные

операции склонны к тому, чтобы иметь функции управления и наблюдения, которые оператор一个人单独无法处理，因此必须有其他现场人员在场。同时，协作响应时间应由那些在各种情况下工作的人员来遵守。

Tasks are assigned not only to service companies in charge of CT maintenance,

but also to equipment manufacturers. Solutions should be found based on requests from oil producing companies, which, in turn, are governed by their investigations into optimal techniques for hydrocarbon recovery in the face of the deteriorating reserves structure.

Our vision for a CT unit of the future is that of a multifunctional complex capable of handling process-specific tasks and adjusting workflows in real time. Possible solutions can vary from conventional to high-tech, which is also true for possible configurations of the system to be used for preventing equipment failures due to low pressure in the system or changes in the wall thickness or shape of the CT string.



Рис. 4. Пример записи параметров СПО
Fig 4. An example of RIH/POOH parameter records

дает возможность уже сегодня минимизировать будущие риски и затраты на единицу добываемой продукции, а также заблаговременно детально подойти к системе контрактования потенциальных контрагентов, раскрыть технические критерии и провести отбор с учетом необходимого оснащения, логистики и временных параметров, что очень важно при передислокации нестандартного оборудования из других регионов и зарубежных стран.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 27-28 Mar 2018. The Woodlands Waterway Marriot Hotel & Convention Center. The Woodlands, Texas, USA
2. Hydraulic Fracture Placement Assessment in a Fiber Optic Compatible Coiled Tubing Activated Cemented Single Point Entry System / A. Gustavo [и др.] // SPE-189842-MS. – 2018.
3. Колтюбинг повышает эффективность мультистадийных гидроразрывов на Новопортовском месторождении / А.В. Белов [и др.] // SPE-187715-RU – 2017.

REFERENCE

1. Proceedings of SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March of 2018.
2. Gustavo A. et al., Hydraulic fracture placement assessment in a fiber optic compatible coiled tubing activated cemented single point entry system, SPE 189842- MS, 2018.
3. Belov A.V., Coiled tubing boosts efficiency of multistage hydraulic fracturing technique in Novoportovskoe field (In Russ.), SPE 187715-RU, 2017.

Авторы статьи:

С.М. Симаков

Научно-Технический Центр «Газпром нефти»
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PROНефть»

CONCLUSION

The technology solutions described in this article can be implemented in Gazprom Neft PJSC in terms of both project equipment and techniques for its use. The methods and approaches that have been developed towards the implementation of new projects involving CT systems are a capable tool to help you find forward-looking solutions for your problems and devise actionable algorithms for the near future. The technical overview of equipment and technologies set forth above makes it possible, even today, to minimize future risks and production unit costs, as well as to take early action to systemize your work with potential contractors with a detailed approach, disclosing the applicable technical criteria and making your selection based on the actual equipment, logistics, and timing requirements, which is very important when relocating non-standard equipment from other regions and foreign countries.

BIBLIOGRAPHY

1. SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 27-28 Mar 2018. The Woodlands Waterway Marriot Hotel & Convention Center. The Woodlands, Texas, USA
2. Hydraulic Fracture Placement Assessment in a Fiber Optic Compatible Coiled Tubing Activated Cemented Single Point Entry System / A. Gustavo [et al.] // SPE-189842-MS. – 2018.
3. Колтюбинг повышает эффективность мультистадийных гидроразрывов на Новопортовском месторождении / А.В. Белов [и др.] (Coil tubing improves the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing operation at the Novoportovskoye field / A. V. Belov [et al.]) // SPE-187715-RU – 2017.

Article authored by:

S. M. Simakov

Gazpromneft Science and Technology Centre
(Gazpromneft NTC, LLC)

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

