

# Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ

## Three Basic Safe Operating Practices for Coiled Tubing Operations

**Годвин Чидибере НВАФОР, полевой супервайзер/консультант (супервайзер КРС и ГНКТ); «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS), Саудовская Аравия; степень бакалавра (Химическая технология), диплом о послевузовском образовании (Проектирование трубопроводов)**

**Godwin Chidiebere NWAFOR, Oilfield Engineering Supervisor/Consultant (Pressure Pumping & CT Pumping Supervisor); National Petroleum Services (NPS), Saudi Arabia; Higher National Diploma (HND) – Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma (Piping Design Engineering)**

Годвин Чидибере Нвафор занимает должность «полевой супервайзер/консультант». Он оказывает консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Даммане (Саудовская Аравия). Услуги включают в себя операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координацию работ и полевой супервайзинг. Перед этим Годвин 2 года работал в качестве консультанта в Нигерии на работах по цементированию скважин и закачке под давлением для различных клиентов. Ранее Годвин работал 6 лет в компании «Шлюмберге» в Нигерии. Сначала он работал на позиции полевого специалиста, на которой обеспечивал супервайзинг и выполнение работ по цементированию скважин на суше, на шельфовых и глубоководных проектах. Затем он работал на позиции сервисного координатора в Центре планирования внутрискважинных работ в Порт-Харкоте (Нигерия). В обязанности входило управление активами, управление складским хозяйством; полевое сопровождение работ по цементированию скважин.

Диплом о высшем образовании государственного образца (степень бакалавра) по специальности «химическая технология» Годвин получил в 2008 году в Институте менеджмента и технологий (ИМТ) в Энугу (Нигерия). Диплом о послевузовском образовании по специальности «проектирование трубопроводов» он получил в 2012 году в Технологическом институте в штате Махараштра (Индия). Степень магистра делового администрирования по специальности «управление проектами» он получил в 2016 году в Открытом университете Венкатешвара в Итанагаре (Индия).

Годвин является членом следующих профессиональных сообществ: член – Американский институт инженеров-химиков; зарегистрированный инженер в химической технологии – совет по управлению производством Нигерии (COREN); член – Общество инженеров (SOE), Великобритания; член – Международная ассоциация инженеров (IAENG), Гонконг; практикующий специалист – Чартерный институт качества (CQI), Великобритания; профессиональный инженер – Общество профессиональных инженеров (SPEng), Великобритания; менеджер проекта (MPM®) – Американская академия управления проектами (AAPM®); специалист – Международный институт управления рисками и безопасностью (IIRSM), Великобритания.



Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously, he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well

Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelors Degree Equivalent) in Chemical Engineering from the Institute of Management & Technology (IMT) Enugu, Nigeria in 2008; a Post Graduate Diploma (PGDip) in Piping Design Engineering from the Maharashtra Institute of Technology (MIT) Pune, India in 2012, and an Executive MBA in Project Leadership & Management from the Venkateshwara Open University Itanagar, India in 2016.

Godwin is affiliated to the following professional organization; Member – American Institute of Chemical Engineers (AIChE); Registered Chemical Engineering Technologist – Council for the Regulation of Engineering in Nigeria (COREN); Member – Society of Operations Engineer (SOE) UK; Member – International Association of Engineers (IAENG) Hong Kong; Practitioner – Chartered Quality Institute (CQI) UK; Fellow & Professional Engineer – Society of Professional Engineers (SPEng) UK; Fellow & Master Project Manager (MPM®) – American Academy of Project Management (AAPM®), and Specialist Fellow – International Institute of Risk and Safety Management (IIRSM) UK.

## Введение

Предположительно, большинство аварий при выполнении работ с ГНКТ происходит во время спуска ГНКТ в скважину. Наиболее распространенной проблемой является спиральный изгиб трубы при прохождении через какое-либо препятствие в стволе скважины либо при изменении внутреннего диаметра или профиля скважины. Вероятность возникновения спирального изгиба зависит от толщины стенки гибкой трубы, а также от диаметра и размера НКТ или обсадной колонны.

Перед спуском ГНКТ в скважину следует убедиться, что на месте работ в свободном доступе имеется следующая информация:

1. Подробная информация о предварительной работе по спуску шаблона.
2. Схема компоновки низа колонны с указанием размеров.
3. Профиль ствола скважины, схема компоновки заканчивания и история работ на скважине.
4. Данные инклинометрии.
5. Расчеты компьютерного моделирования максимальных допустимых параметров.

В случае отсутствия результатов моделирования необходимо знать значения максимально допустимого давления для НКТ и максимально допустимого тягового усилия.

При спуске ГНКТ в скважину линии дистанционного управления элементами фонтанной арматуры и скважинным клапаном-отсекателем должны быть изолированы. Задвижки фонтанной арматуры должны быть зафиксированы в открытом положении, либо линии управления задвижками должны быть перенесены на отдельную станцию управления. Скважинные клапаны-отсекатели должны быть извлечены из скважины, либо линии управления клапанами должны быть перенесены на отдельную станцию управления. Не допускается удерживать клапаны-отсекатели в открытом положении с помощью давления на устье, поскольку срабатывание давления со временем может привести к закрытию клапана.

Высокое давление на устье приводит к значительному повышению нагрузки на гибкую трубу. Величина нагрузки зависит от площади поперечного сечения трубы. Таким образом, в скважинах с высоким давлением датчик веса может показывать отрицательное значение до тех пор, пока вес ГНКТ не достигнет значения, превышающего влияние высокого давления. В таких случаях для проталкивания ГНКТ необходимо более высокое гидравлическое усилие инжектора.

## Introduction

Hypothetically, most coiled tubing operational failures occur when running coiled tubing in the hole. The most common problem is buckling when the tubing hits some object or catches on a change of borehole diameter or profile. The potential for buckling is a function of the coiled tubing wall thickness, diameter, and the size of the tubing or casing that the coiled tubing is being run into.

Before running the coiled tubing into the hole, it is very important to make sure that the following information is available and accessible at the well site:

1. Details of any wireline drift run prior to coiled tubing operations.
2. Diagram of bottom hole assembly giving tool dimensions.
3. Details of any wireline drift run prior to coiled tubing operations.
4. Wellbore profile or completion diagram and well history.
5. Deviation profile of wellbore.
6. Computer simulation operating limit predictions.

In the absence of a computer operating limit prediction, the maximum allowable pressure rating of the tubing and the maximum allowable pull.

The control of remotely actuated Xmas tree (X-Tree) and subsurface safety valves (SSSV) must be isolated while coiled tubing is being run in a well. Wellhead valves may either be locked open or control transferred to a separate control skid. The Sub surface safety valves (SSSV) may be removed and sleeved, sleeved only, or control transferred to a separate control skid. They should not be held open by locking in hydraulic control pressure at the wellhead as pressure can bleed off over time and allow the valve to close.

High wellhead pressures (WHP) cause a significant up thrust on coiled tubing, which is dependent on the cross sectional area of the tubing. This means that in high pressure wells, the weight indicator will read negative until sufficient weight of coiled tubing is in the well to overcome the effect of pressure. In these situations the injector head requires a large amount of hydraulic thrust to "snub" the tubing in the well.

The thrust required from the injector reduces as more of the tubing is in the well, hence it is important to reduce the thrust setting on the injector as the tubing is run, to reduce the possibility of buckling the tubing.

Усилие инжектора, необходимое для проталкивания трубы в скважину, снижается при увеличении глубины спуска. Следовательно, для предупреждения возникновения спирального изгиба необходимо уменьшать усилие инжектора при спуске в скважину.

Во время спуска рекомендуется проводить циркуляцию через ГНКТ, поскольку любой изгиб трубы во время спуска оказывает влияние на показатели циркуляции. Признаком возникновения спирального изгиба является резкое повышение давления циркуляции. Зачастую при спиральном изгибе перед остановкой инжектора происходит нахлест одного участка трубы на другой, что приводит к осложнениям при извлечении ГНКТ.

Обеспечение контроля над скважиной, а также обеспечение целостности скважины во время работ с ГНКТ выходит за рамки простого соблюдения системы «двух барьеров безопасности», описанной в стандарте ISO 16530 – 1 «Целостность скважины. Управление жизненным циклом». Обеспечение контроля над скважиной предусматривает «комплекс технических, операционных и организационных процессов». Помимо этого, на обеспечение должного контроля над скважиной влияют такие аспекты, как: обучение и развитие персонала, опыт персонала в области оказания услуг с ГНКТ, оценка и поддержание необходимого уровня компетенций, осведомленность персонала об обстановке на скважине, детальный анализ рисков (оценка рисков на основе сценариев), политика управления изменениями и исключениями, планы ликвидации аварий, уровень и качество оказания поддержки полевому персоналу со стороны руководства.

### Скорость спуска ГНКТ

Ниже представлены основные рекомендации по скорости спуска ГНКТ.

Максимально допустимая скорость спуска ГНКТ в стандартных условиях составляет 15 м/мин. При проведении геофизических исследований скорость спуска может быть выше в случае, если во время предыдущих работ в скважине не было замечено сужений ствола или препятствий. Перед работой рекомендуется проводить спуск шаблона.

При прохождении ГНКТ через сужения в стволе скважины либо через оборудование заканчивания (сдвижные муфты, ниппели или газлифтные клапаны) максимально допустимая скорость спуска составляет 3 м/мин. Снижение

It is recommended to circulate through the coiled tubing while running in hole. Should buckling occur while running in hole the pipe will form a kink that will in effect prevent circulation. If pumping liquid, this will be noticed by a rapid increase in circulating pressure. In many instances of buckling, the tubing has been folded over repeatedly before the injector has been stopped, resulting in a difficult operation to retrieve the coiled tubing.

Assuring well control and well integrity during coiled tubing operations even goes more than simply obeying the two or double barrier system/mechanism as enshrined in the ISO 16530 – 1 – Well Integrity Lifecycle Governance Standard. It involves a “combination of technical, operational and organizational processes”. It will also encompass personnel training and development, personnel experience level in relation to the specific coiled tubing operation, competency assessment and assurance, crew/personnel situational awareness at the well site, detailed risk assessment (scenario-based risk assessment), Management of Change (MoC) and Exemption procedures and policies, Contingency plans, including the level and quality of management support system available to the field operational/execution team at the well site.

### Coiled Tubing Running Speed

Below are some of the general recommendations concerning CT running speed:

A maximum running speed in hole for normal operation of 50 feet per minute (15 m/minute). This may be increased, for operations such as PLTs, if the hole section has been previously traversed to ensure that no restrictions are evident, preferably after the dummy run.

A maximum running speed of 10 feet per minute (3 m/minute), when running through restrictions or completion jewelry such as sliding side doors, nipples and gas lift mandrels. This reduced running speed should be applied for 50 feet (15 m) before and 50 feet (15 m) after the position of the downhole obstruction to allow for any discrepancies in the depth readings.

Pulling out of the hole (inside tubulars) the speed is not as critical, but should be limited to a maximum of 100 feet per minute (30 m/minute). The same speed reductions as above should be applied when pulling through well conduit restrictions or in open hole. In addition, on pulling out of the hole the speed should be reduced to 10 feet per minute (3 m/minute), when within 100 feet (30 m) of the wellhead or BOP.

скорости необходимо производить за 15 м до глубины предполагаемого сужения колонны и в течение 15 м после сужения во избежание некорректного считывания глубины спуска.

При подъеме ГНКТ из скважины на участках с обсадными колоннами скорость не так критична, однако она не должна превышать 30 м/мин. При подъеме ГНКТ через сужения колонны либо в открытом стволе следует соблюдать рекомендации, описанные выше. Кроме того, скорость подъема необходимо снизить до 3 м/мин за 30 м до устья скважины.

### Рекомендации по усилию инжектора

При спуске или подъеме ГНКТ следует соблюдать ограничения по максимально допустимым операционным параметрам, рассчитанным при моделировании работ. В случае отсутствия результатов моделирования необходимо следовать следующим рекомендациям:

- Во время спуска ГНКТ максимально допустимая потеря текущего веса не должна превышать 0,9 т.
- Во время подъема ГНКТ максимально допустимое тяговое усилие не должно превышать наименьшее из значений:
- 80% от предельной нагрузки на ГНКТ, определенной в результате расчета на прочность при трехосном сжатии.
- Максимально допустимое тяговое усилие, на которое рассчитан разъединитель в составе компоновки низа колонны. (В большинстве случаев для расчета соответствующих показаний датчика веса требуется компьютерное моделирование).

В случае достижения любого из вышеописанных предельных значений, прежде чем приступить к дальнейшим действиям, необходимо определить причины таких показаний датчика веса.

### Расход при циркуляции

Величина расхода при циркуляции зависит от вида работ, например, промывка скважины с гидромониторной насадкой, фрезерование и др.

Чтобы обеспечить поддержание величины расхода при циркуляции в заданном диапазоне, необходимо знать значения давления смятия и давления разрыва. Величина расхода при циркуляции зависит от размера трубы. Стандартный диапазон расхода при циркуляции представлен в табл. 1. Однако для получения точного расчета величины расхода при циркуляции для конкретного вида работ следует проводить гидродинамическое моделирование. ©

**Таблица 1 – Величина расхода при циркуляции (баррель/мин) в зависимости от размера ГНКТ (дюйм)**

**Table 1 – Coiled Tubing Size (inch) versus Circulation Rate (bpm)**

Размер ГНКТ (дюйм) Coiled Tubing Size (inch)	Расход при циркуляции (баррель/мин) Circulation Rate (bpm)
1"	0,75
1 ¼	1,40
1 ½	2,0
1 ¾	3,0

### Force Considerations

Whilst running in or pulling out of the well (RIH/POOH), the safe stress/operating limits (predicted by computer simulation) must not be exceeded. If a computer prediction is not available to the CT Operator, the following limits are recommended:

- While running in the well the maximum instantaneous weight loss must not exceed 2,000 pounds less than the running weight.
- While pulling out of the well the maximum pull must not exceed the lesser of:
- 80% of the coiled tubing yield load, as determined by a triaxial equivalent stress analysis.
- The setting of any over-pull safety joint contained in the BHA. (Computer prediction is required to determine the corresponding weight indicator readings in most cases).

In the event of any of these limits being reached, the reasons for the weight indicator readings must be determined before proceeding further.

### Circulation Rates

Circulation rates are dependent on the type of application and operation to be performed by the coiled tubing, e.g. solids removal during pressure jetting, motor operation, etc.

Relevant burst and collapse pressures must be known to ensure that the required circulation rate does not exceed the tubing operating envelope. Circulation rates vary dependent on the tubing size. A typical range of circulation rates are provided below in Table 1, but in principle a computer simulation of the fluid dynamics and interactions will best predict required/safe circulation rates for the particular CT application. ©