

# Оптимизация конструкции гибкой трубы для выполнения производственных задач на Ванкорском месторождении

## Optimization of Coiled Tubing String Design for Extended Reach on Vankor Field

Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Trican Well Service LLC  
Stanislav ZAGRANICHNIY, Trican Well Service LLC

### ВВЕДЕНИЕ

План освоения Ванкорского месторождения на севере Красноярского края в Восточной Сибири включает периодические гидродинамические исследования с целью обновления имеющейся модели данными по коллектору и характеристикам флюидов. Применяемые методы ГИС призваны оценить профиль притока, определить и спрогнозировать поведение пласта и работу фильтра на забое скважины. Также они используются для проведения АКЦ, исследования целостности труб и оценочного каротажа перетоков между пластами.

Профили скважин на Ванкорском месторождении спроектированы с горизонтальным стволом длиной более 1000 м. Сложный профиль скважин требует особого подхода к методам проведения ГИС, особенно в случаях, когда каротаж на кабеле нельзя произвести из-за невозможности спуска прибора до продуктивной зоны. В горизонтальных скважинах большой протяженности используется комплекс гибких труб (колтюбинг) в качестве способа доставки внутрискважинного инструмента для проведения ГИС. Однако, как и любой другой скважинный инструмент, гибкая труба имеет свои эксплуатационные пределы. Для успешного выполнения работ с ГИС критическим параметром является глубина проникновения, которую нужно достигнуть до того, как наступает смятие и спиралевидное запирание гибкой трубы, так как «недоход» до проектной глубины будет означать

### INTRODUCTION

The field development plan of Vankor oil and gas field, located in the north of Krasnoyarsk region in East Siberia, includes periodic hydrodynamic research to update the existing model with data on reservoir and fluids characteristics. The applied logging methods are aimed to evaluate the reservoir inflow profile and to estimate and forecast the reservoir behavior and completion screens' performance. Also it is anticipated to perform the periodic cement bond, tubing integrity and interformational flows evaluation logging.

The well profiles in Vankor are designed with the horizontal section of more than 1,000 m. The complex well profile requires a special approach to intervention techniques, especially in cases when the wireline logging becomes practically impossible to perform because of the inability to reach the production zones. The coiled tubing is used in horizontal extended reach wells as the delivery method for downhole logging tools. However, as any other method, the coiled tubing has its operational limits. For successful job execution the most critical parameter is the depth of penetration that has to be reached before the helical buckling and lockup occur, since the failure to reach the projected depth will mean the inability to get the logging data for formation and inflow and consequently will lead to the wrong assumptions and further field planning.

Depending on the horizontal completion ID and the well trajectory, the ability for extended reach in horizontal sections longer than 1000 m is problematic and limited due to the helical buckling and lockup of coiled tubing. A limitation to reach the required depth

недополучение данных о пластах и добыче, что может привести к неверному планированию и снижению дебитов продукции скважин.

В зависимости от диаметра горизонтальных секций и траектории ствола скважины достижение текущего забоя в горизонтальных стволах, превышающих 1000 м, зачастую проблематично или невозможно из-за спиралевидного запираания гибкой трубы. Ограничения в достижении необходимой глубины прежде всего обусловлены силами трения, возникающими при контакте гибкой трубы со стволом скважины. Как было уже описано во многих работах, когда сила осевого сжатия, действующая на гибкую трубу, превышает некоторое критическое значение, происходит искривление трубы, и она принимает синусоидальную форму. При дальнейшем увеличении силы осевого сжатия гибкая труба деформируется в спираль. Будучи ограниченной стволом скважины, смятая в спираль гибкая труба будет прижиматься к стенке ствола скважины, что приведет к возникновению дополнительных контактных сил. Сила, необходимая для спуска гибкой трубы в скважину, значительно увеличивается после того, как произошло спиралевидное искривление. Сила трения увеличивается при контакте гибкой трубы со стенками ствола скважины или обсадной колонны и превосходит внешнее толкающее усилие, блокируя тем самым размещение инструмента в искривленных секциях ствола, вызывая запираание.

Ввиду ограничений по техническим средствам во время проведения ГИС одним из доступных методов увеличения проходки является модификация (или оптимизация) конструкции гибкой трубы, которая требует специального внимания для успешного проведения работ в горизонтальных скважинах и скважинах с большим удалением забоя от вертикали. Правильная конструкция используемой гибкой трубы является решающим фактором для успешного проведения скважинных работ по ГИС на Ванкорском месторождении. Колонна характеризуется целым рядом параметров, таких как наружный диаметр, толщина стенок, свойства материала и длина. Правильная комбинация различных факторов критична для достижения успеха, однако, пока не проанализированы параметры выполненных работ, нельзя оценить критерии для выбора.

Выбор толщины стенок – ключевой фактор в определении предполагаемой жесткости конструкции гибкой трубы. Значение жесткости конструкции выводится из «момента инерции», обозначаемого «I», и модуля Юнга, обозначаемого «E». Значение EI используется в целом ряде инженерных расчетов, таких как структурная

occurs, first of all, because of the frictional contact forces between the coiled tubing and the wellbore. As described in multiple papers already, when axial compression forces over a critical value are applied to coiled tubing, it will first buckle into a sinusoidal wave shape. As the compressive force increases further, it will ultimately deform into a helix. Confined to the wellbore, the helically buckled coiled tubing will be forced against the wall of the wellbore and additional contacting forces will develop. The force needed to push coiled tubing into well increases dramatically once the tubing has buckled into a helix. The frictional drag developed as coiled tubing is forced against the hole or casing will ultimately overcome the external pushing forces, thereby limiting the placement of tools in deviated sections. This situation is described as a lockup.

Because of limitation on technical solutions during the wireline logging, one of the main methods to overcome the problem is the modification (or optimization) of coiled tubing string design that requires the special attention for successful intervention in horizontal and extended reach wells. The correct configuration of the actual coiled tubing string becomes the critical factor in the successful intervention of Vankor wells. The string has many options for composition, ranging from outside diameter, wall thickness, material properties and length. The proper combination of the various factors is crucial for success; however, until actual well interventions are analyzed the selection criteria cannot be properly evaluated.

The choice of wall thickness is a key factor in determining the apparent stiffness of the coiled tubing. This measure of stiffness is derived from the “Moment of Inertia” designated as “I” and Youngs’ Modulus, designated as “E”. The value of EI is used in many engineering calculations such as rigidity, critical buckling, wall contact force, bending moments etc. The value of E is a material property and does not change in value for most steels, as are used in the manufacture of coiled tubing. The value for I however, is determined by the diameter to the fourth power – in other words, a very small change in wall thickness has an exponential effect on the value of the Moment of Inertia and the apparent stiffness of the coiled tubing.

The choice of a tapered string is based on several criteria, the most important being the actual force required to remove the coiled tubing from the well. The taper design provides a minimized weight in the horizontal section of the well bore while maximizing the amount of pulling force that can be applied at surface.

The choice of the outside diameter is also affected by several constraints, the main one being the length of the string. The larger the diameter of the tubing, the larger the core diameter of the storage reel has to

жесткость, критическое значение смятия трубы, сила контакта со стенкой, момент изгиба и т.д. Значение  $E$  – свойство материала и одинаково для большинства марок стали, применяемых в производстве гибкой трубы. Значение  $I$ , однако, вычисляется как диаметр к биквадрату – другими словами, даже ничтожно малое изменение в толщине стенки может иметь экспоненциальный эффект на значение момента инерции и на предполагаемую жесткость конструкции гибкой трубы.

Выбор комбинированной колонны основывается на нескольких критериях, главным из которых является фактическая сила, необходимая для подъема гибкой трубы из скважины. Комбинированная конструкция обеспечивает минимизацию веса в горизонтальных секциях скважины при максимальном увеличении подъемного усилия, которое можно приложить на поверхности.

Выбор наружного диаметра также зависит от некоторых ограничений, главным из которых является длина колонны. Чем больше диаметр трубы, тем больше должен быть диаметр сердечника катушки, что в свою очередь требует увеличения наружного диаметра катушки, чтобы вместить всю длину гибкой трубы. Кроме того, с увеличением длины и размеров катушки возрастает суммарный вес компоновки, что приводит к проблемам с транспортировкой.

Второй момент, который необходимо принимать во внимание, – это способность остального оборудования выдержать вес гибкой трубы с увеличенным диаметром. Ограничение по весу на подъем на поверхность может стать препятствием для использования гибких труб большего диаметра.

Последнее значительное требование относительно применения гибких труб большого диаметра – прогнозируемые ограничения при заканчивании скважины. Необходим достаточный кольцевой зазор между наружным диаметром гибкой трубы и наименьшим диаметром ствола скважины, чтобы обеспечить приток в скважине во время проведения работ. Если кольцевой зазор слишком мал, гибкая труба превращается в эффективный штуцер. Когда зона притока ограничена, скорость жидкости увеличивается в точке ограничения. Увеличение скорости притока вкупе с мелкими, даже микроскопическими твердыми частицами, которые выносит пластовая жидкость, может стать причиной серьезной и быстротечной эрозии и разрушения гибкой трубы.

## МЕТОДОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Методология проектирования колонны включает в себя моделирование сил, действующих

на нее, что в свою очередь требует увеличения внешнего диаметра барабана для хранения общей длины скрученной трубы. Также, по мере увеличения длины и размеров барабана для хранения, общая масса сборки увеличивается, что приводит к ограничениям при транспортировке.

Вторым основным ограничением, которое необходимо учитывать, является возможность оставшегося оборудования, которое в настоящее время доступно на месте, справиться с более крупным диаметром и весом скрученной трубы. Ограничением способности вытянуть скрученную трубу на поверхность может быть ограничение на использование скрученных труб большего диаметра.

Последним основным ограничением при использовании скрученных труб большего диаметра являются ожидаемые ограничения, которые будут применяться при завершении скважины. Должна быть обеспечена достаточная радиальная clearance между внешним диаметром скрученной трубы и наименьшим диаметром в скважине, чтобы обеспечить течение во время вмешательств. Если эта радиальная clearance слишком ограничительна, скрученная труба будет эффективным choke. Когда площадь течения ограничена, скорость жидкости увеличивается в точке ограничения. Увеличение притока сопровождается мелкими или даже микроскопическими частицами, которые переносятся с флюидом, что может стать причиной быстрой эрозии и отказа скрученной трубы.

## МЕТОДОЛОГИЯ ДИЗАЙНА СТРУНЫ

Методология дизайна скрученной трубы включает моделирование сил, пределов давления и выбор толщины стенки. Выбор толщины стенки основан на рассмотрении потенциала extended-reach, который зависит от соотношения силы сжатия, действующей на трубу, к пределу силы спирального buckling (или "compression ratio" по A. Zheng, SPE 63251). Интегрирование расчетов силы сжатия и предела давления с выбором толщины стенки оптимизирует состав скрученной трубы, минимизируя ее общую массу при соблюдении требований extended-reach. Однако, это ограничено в горизонтальных секциях, где глубина extended-reach быстро падает по мере увеличения сил сжатия.

Операционные соображения безопасности также ограничивают максимальные силы сжатия, разрешенные для скрученной трубы, поскольку высокое соотношение сжатия всегда означает слабую скрученную трубу. Поскольку спирально buckled труба подвержена отказу по другим причинам, таким как corkscrew, безопасная практика всегда предпочитает низкое соотношение сжатия.

В практических терминах, это делается с использованием коммерческого программного обеспечения для симуляций скрученной трубы. Проектирование скрученной трубы требует двух основных инструментов, модели силы сжатия и модели предела давления. Модель силы сжатия рассчитывает осевую силу вдоль скрученной трубы, когда она вводится и выводится из скважины. Она учитывает трение между скрученной трубой и скважиной. Она также учитывает эффект спирального buckling-индуцированной нормальной контактной силы. Модель предела давления рассчитывает рабочую область скрученной трубы.

на трубу, предела давления и толщины стенок. Выбор толщины стенок основывается на расчете потенциала конструкции гибкой трубы достижения забоя скважины и опирается на соотношение силы сжатия, действующей на трубу, к пределу спиралевидного смятия труб (или «коэффициенту сжимаемости», см. A. Zheng, SPE 63251). Объединение всех расчетов – прочность колонны, предел давления и выбор толщины стенок, проведенный на основе коэффициента сжимаемости, – позволяет оптимизировать конструкцию колонны путем уменьшения общего веса трубы в соответствии с требованиями достижения забоя. В данном случае, при наличии проектных ограничений, единственный способ повысить способность трубы достичь необходимой глубины скважины по стволу – это увеличить способность колонны выдерживать действующие силы сжатия. Это условие, однако, не работает в горизонтальных секциях, где достижение забоя резко уменьшается из-за способности колонны противостоять увеличивающейся силе сжатия.

Требования производственной безопасности также ограничивают максимально допустимые силы сжатия на колонну, так как большой коэффициент сжимаемости всегда подразумевает слабую колонну. Поскольку спирально деформированная труба более подвержена разрушению, на практике для обеспечения безопасности предпочтение отдается низкому коэффициенту сжимаемости.

При проектировании колонны необходимы два базовых инструмента: модель прочности гибкой трубы и модель предела давления. Первая модель рассчитывает осевую нагрузку вдоль трубы во время спуско-подъемных операций. Она принимает во внимание контактную силу трения между трубой и стволом скважины. Эта модель также отвечает за эффект спирального искривления гибкой трубы. Модель предела давления рассчитывает рабочую зону гибкой трубы под комбинированной нагрузкой давления (внутреннего и внешнего) и осевой силой.

Основываясь на эффекте коэффициента сжимаемости для скважин с большим отходом от вертикали и на соображениях эксплуатационной безопасности, процесс проектирования выглядит следующим образом: если текущий коэффициент сжимаемости для данной толщины стенки гибкой трубы меньше максимального допустимого коэффициента сжимаемости, позволяющего достичь забоя скважины, то следует использовать колонну с более толстыми стенками. Максимальный коэффициент сжимаемости определяется двумя факторами – рабочей глубиной и требованием эксплуатационной

under the combined loading of pressure (internal and external) and axial force.

Based on the effect of compression ratio on extended reach depth and operational safety considerations, the design process is presented as follows: if the compression ratio for the current wall thickness is less the maximum compression ratio allowed for the extended-reach string then a heavier wall should be used. The maximum compression ratio is determined by two factors, the operational depth and the operational safety concern. However, as it has been mentioned above, when compression ratio is large (the case of horizontal wells), it does not have much impact on increasing the reach.

The string design process starts from the bottom end of the string and proceeds upward. For each section of CT to be designed into the string, the whole designed string (from bottom to the section being designed) is numerically run into and pulled out of the well. During this numerical simulation, the axial force at this section of tubing is calculated for each wall thickness to select optimum size and section length. When it is done, then this section of tubing is successfully designed, and the next section is tested. Otherwise, a heavier wall is chosen from the manufacturers' available thickness list and the design process repeated.

## A FIELD APPLICATION

The example of the applied design process for the wells on Vankor oilfield is presented below. The typical well has a 3D trajectory with significant variation in both the deviation and the azimuth angles. A plot of the trajectory is shown in Figure 1.

Each well is drilled with a complex trajectory into the producing zone. The wells are designed with a reverse bend in it allowing the horizontal section of the wellbore to be directly beneath the wellhead. This profile leads to some challenges in reaching TD inside the 114 mm completion screen assemblies.

The wells have insulated surface casing, which is cemented to a depth of 35 m and intermediate casing to 1700 m in order to protect the permafrost from the thawing effects of flowing wells. The intermediate casing is 177.8 mm, with an internal diameter (ID) of 157 mm. The production tubing varies in size from 114 mm to 73 mm and is hung off in the well. The horizontal completion consists of long screen assemblies, 114 mm OD, which are set in place once the drilling operations are complete. The assemblies consist of a liner hanger, a cement-through joint, spacer tubing, screens, blank sections and external centralizers with a bull nose plug at the end of the assembly.

The well has a maximum measured depth (MD) of 4,797 m, with tubing running up to MD of 3,300 m. The rest of the well is completed with screen assembly in openhole. The friction coefficients are 0.3 for the tubing and 0.35 for the liner section. The fluids in the well and



безопасности. Однако, как уже отмечалось выше, когда коэффициент сжимаемости высокий (горизонтальные скважины), он не оказывает большого влияния на достижение забоя.

Процесс проектирования колонны начинается от забоя и идет вверх. При проектировании каждой секции моделируется спуск-подъем колонны с помощью специализированного программного обеспечения. Во время построения модели проводятся расчеты осевой силы данной секции трубы для заданной толщины стенки. Если расчеты успешны, то данная секция утверждается в проекте и тестируется следующая секция. В противном случае выбирается более толстая стенка, доступная у производителя, и процесс проектирования повторяется.

## ПРОМЫСЛОВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Ниже представлен пример процесса проектирования, применяемый для скважин Ванкорского месторождения. Типичная скважина имеет трехмерную траекторию со значимыми колебаниями углов искривления и азимута. График траектории представлен на рисунке 1. Каждая скважина бурится до продуктивного пласта и имеет сложную траекторию. Скважины проектируются с обратным изгибом, как следствие этого – горизонтальная секция ствола находится прямо под устьем скважины. Наличие такого профиля скважины ведет к определенным трудностям по достижении проектной глубины внутри компоновки фильтра (114 мм) законченной скважины.

Скважины обсажены теплоизолированным зацементированным кондуктором до глубины 35 м и технической колонной до глубины 1700 м, для того чтобы защитить вечную мерзлоту от таяния вследствие контакта с работающей скважиной. Используется техническая колонна 177,8 мм с внутренним диаметром 157 мм. НКТ варьируется в размерах от 114 мм до 73 мм. Горизонтальная секция состоит из длинных фильтров с внешним диаметром 114 мм, которые устанавливаются сразу после завершения бурения. Компоновка состоит из подвески хвостовика, трубки для циркуляции цемента, разделительной НКТ, пустых секций и внешних центраторов с резьбовой пробкой на конце.

Максимальная глубина скважины по стволу – 4797 м, НКТ спущена на глубину по стволу 3300 м. Оставшаяся часть скважины закончена компоновкой-фильтром в открытом стволе.

the CT both have a density of 0.85 SG (crude oil) – the well is producing.

The original optimum string design in the Vankor field is comprised of 90,000 psi yield, low alloy high strength steel tubing. The nominal outside diameter is 1.75 inch and the wall thickness varies over the length of the string. The down hole end of the tubing has a wall thickness of 0.156 inch. The wall thickness is increased in four stages to a maximum value of 0.204 inch. The predicted lock up depth is 4,393 m according to a Tubing Force Model. The simulations show that for this given string, a heavier wall does not increase its

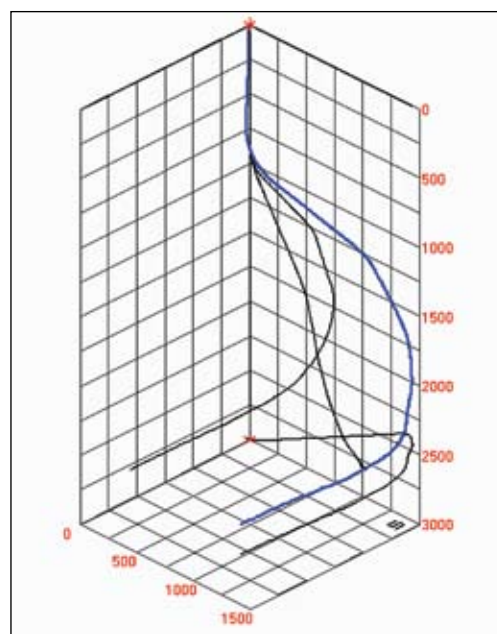


Рисунок 1 – Трехмерная траектория скважины «А»  
Figure 1 – The well A 3D trajectory

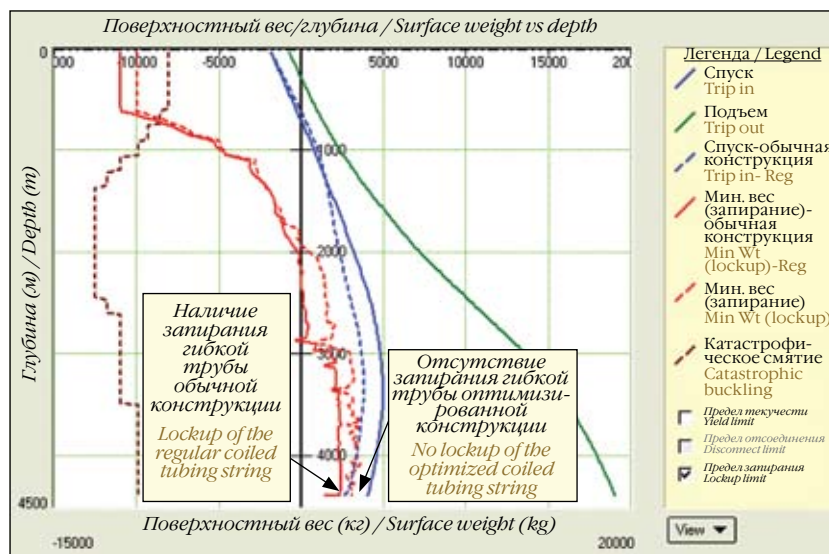


Рисунок 2 – Сравнение спиралевидного запирания обычной и оптимизированной колонны  
Figure 2 – Comparison of lock up for regular and optimized strings

Коэффициенты трения равны 0,3 для НКТ и 0,35 для секции хвостовика. Плотность жидкостей в скважине и в гибкой трубе равна 0,85 удельного веса (сырая нефть) – скважина на притоке.

Первоначальный оптимальный проект колонны на Ванкорском месторождении состоит из НКТ низколегированной высокопрочной стали с выходом 90 000 psi. Номинальный наружный диаметр – 44,45 мм, толщина стенки варьируется по всей длине колонны. Толщина стенки на забойном конце трубы – 3,68 мм. Толщина стенки увеличивается в четыре ступени до максимального значения 4,45 мм. Предполагаемая глубина запираания гибкой трубы согласно модели прочности – 4 393 м. Моделирование показало, что для данной конкретной колонны увеличение толщины стенок не увеличивает достижение забоя по сравнению с более легкой колонной (имеющей меньшую толщину стенок).

На основе нового метода проектирования была разработана новая колонна, как показано в таблице 1. Основные факторы, которые принимались во внимание на стадии проектирования: низ гибкой трубы в горизонтальной секции должен быть самым легким по весу (и иметь наименьшую толщину стенок); средняя часть, которая будет находиться в наклонной секции, должна быть самой тяжелой. Верхний конец в вертикальной секции должен лишь выдерживать нагрузку веса колонны при подъеме и не играет роли в достижении забоя.

Для новой колонны, которая почти на 400 м глубже предыдущего проекта, отсутствует глубина спиралевидного запираания. На рисунке 2 представлена в сравнении глубина спуска обеих колонн гибких труб. Необходимо отметить, что в данном примере спиралевидное смятие труб и запираание – главные ограничивающие факторы при проектировании колонны. Процесс производства также накладывает ограничения на проект колонны, так как не каждый дизайн можно воплотить в жизнь.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Ванкорском месторождении изначальной проблемой, с которой пришлось столкнуться, было отсутствие возможности достигнуть проектной глубины скважины при помощи традиционных методов колтюбинга. Эта проблема решена благодаря использованию корректировки (или оптимизации) колонны гибких НКТ, что позволило увеличить глубину продвижения на 5–15%.

Решение новых возникающих проблем будет вестись в рамках такого же систематического подхода. ☉

**Таблица 1 – Конструкция оптимизированной колонны колтюбинга (от забоя до барабана)**

**Table 1 – Optimized Coiled Tubing String Design (From downhole to reel)**

Общая длина колонны (м)	Длина секции ГНКТ (м)	Толщина стенки (мм)	Вес (кг/м)	Максимальное тяговое усилие (даН)
CT total length (m)	CT section length (m)	Wall thickness (mm)	Weight (kg/m)	Maximum Pull (daN)
5608.3	908.3	3.18	3.232	25 550
4700.0	109.7	3.40	3.445	27 240
4590.3	106.7	3.68	n/a	29 270
4483.6	106.7	3.96	3.956	31 280
4376.9	106.7	4.45	4.385	34 660
4270.2	106.7	4.83	4.716	37 280
4163.5	106.99	5.18	5.018	39 660
3093.6	91.4	4.83	4.716	37 280
3002.2	1024.1	4.45	4.385	34 660
1978.1	1978.1	3.96	3.956	31 280

extended reach compared to lighter one (one having smaller wall thickness).

The new string from the new method has been developed as shown in Table 1. The main factors observed at the design stage are: for the downhole end in horizontal section to be the lightest in weight (and has the smallest wall thickness); and for the middle part that goes in inclination buildup section to be the heaviest. The upper end in the vertical section must only have enough capability to pull the string weight and does not contribute in extended reach ability. There is no lockup depth for the new string, which is almost 400 m deeper than the previous best design. Figure 2 shows the comparison of running in hole for both coiled tubing strings. It is worth noting that in this case helical buckling and lockup are the major limiting factors for the string design. The manufacturing process also sets limitations to the string design, i.e. not every design is practically possible to manufacture.

## CONCLUSIONS

In the Vankor field, the initial problem encountered was the inability to reach the total depth of the wells with conventional coiled tubing methods. This problem has been overcome utilizing existing technologies and applying them in systematic manner. The coiled tubing string has been re-designed that allowed enhancing the reach by 5–15%. As other issues arise, they will also be dealt with in the same systematic fashion. ☉