

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts (Part 2)

Международная конференция и выставка колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ SPE/ICoTA проходила в Вудлендсе, штат Техас, США, 26–27 марта 2019 г. Конференция проводится ежегодно, по традиции организаторами конференции выступили Общество инженеров-нефтяников SPE и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in Woodlands, Texas, USA on March 26–27, 2019. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

Секция 11. Технические решения для горизонтальных и многоствольных скважин

Внутрискважинные работы проводятся во все более глубоких и сложных по конструкции скважинах. В данной секции рассматриваются доклады, посвященные технологиям внутрискважинных работ со спуском приборов на кабеле, трубах и ГНКТ в сложных горизонтальных скважинах. В секции представлены последние достижения в области извлечения труб, работ в глубоких скважинах, промывки с концентрической ГНКТ, спуска перфораторов, зарезки боковых стволов и многое другое.

Усовершенствование метода спуска инструментов для извлечения труб с использованием скважинных тракторов

Пьер Фуше, Дэвид Дамм, Schlumberger

Для разработки технологии спуска разъединяющих инструментов на скважинном тракторе был использован комплексный подход. Была поставлена задача составить процедуру спуска с сохранением работоспособности трактора и других элементов компоновки.

В случае прихвата бурильной трубы или потери циркуляции в скважину спускаются инструменты для извлечения трубы с помощью тракторов на кабеле. Основная задача данного метода – освободить трубу выше места прихвата. Как правило, при извлечении трубы используют прихватоопределитель, детонирующий шнур, а также труборез либо шашечную торпеду. При применении шашечной торпеды в скважину спускается взрывоопасный заряд, детонация которого происходит по специальной процедуре, которая обеспечивает точное столкновение ударных волн. Однако взрыв часто приводит к повреждению скважинного трактора.

Для регистрации всех ключевых параметров, которые приводят к повреждению трактора, было проведено полное

Session 11. Horizontal and Multilateral Solutions

Wells requiring intervention continue to grow longer and more complex. This session will discuss technology for intervention with wireline, composite rod, and coiled tubing in complex horizontal wells. Hear the latest developments in pipe recovery, extreme reach, concentric coil cleanout, perforating gun deployment, sidetracking, and more.

Enhanced Conveyance Method for Pipe Recovery Services with Wireline Tractors

Pierre Foucher, David Damm, Schlumberger

A holistic approach was employed to develop a technique for conveying severing tools on wireline tractor. The objective is to establish a procedure to preserve the integrity of the tractor and related components of the toolstring.

Wireline tractors are sometimes required to convey pipe recovery services when the drillpipe becomes stuck and circulation is lost. In this case, the primary objective is to free the pipe in the lateral right above the stuck point. Pipe recovery services typically use a freepoint finder, detonating cord, and pipe cutter or colliding tool. This last option employs a high explosive load triggered in a specific manner to cause precise collision of the shock waves. Unfortunately, the explosion commonly damages the tractor used for conveyance.

A full experimental characterization of the downhole explosion was conducted to record all critical parameters that could physically damage the tractor. A dedicated special

экспериментальное исследование взрыва в скважине. Затем была использована специальная система сбора данных, чтобы экспериментально измерить воздействие спускаемой на тракторе торпеды. Было проведено измерение таких параметров, как давление, сила удара и деформация.

Далее был проведен глубокий анализ результатов измерений с целью составления новых улучшенных инструкций по надежной транспортировке разъединяющих инструментов с сохранением работоспособности трактора и вспомогательных элементов компоновки. В рамках данной технологии было разработано экономически эффективное решение.

Описанный метод был использован в полевых условиях на месторождении на Ближнем Востоке, где он позволил значительно сократить длительность работы и извлечь максимально длинный участок трубы без повреждения трактора.

С помощью этого усовершенствованного метода тракторы, спускаемые на кабеле, позволяют транспортировать инструменты для извлечения труб с допустимым уровнем риска повреждения трактора, что позволяет снизить эксплуатационные затраты. В целом это значительно повышает надежность данного метода транспортировки инструментов для извлечения труб и минимизирует возможное время простоя.

Применение концентрической ГНКТ для промывки и оценки продуктивности в сложных горизонтальных скважинах: опыт проведения работ на трех скважинах на месторождении с высоковязкой нефтью в Кувейте

Никита Котари, Мунир Абабу, Baker Hughes, a GE Company; Сринивас Рао, Хосе Грегорио Гарсия, Кувейтская нефтяная компания

В рамках тестирования технологии «холодной» добычи высоковязкой нефти на месторождении в Кувейте было пробурено несколько горизонтальных скважин. На этих скважинах были проведены внутрискважинные работы различного типа. Однако на некоторых скважинах было зафиксировано резкое падение добычи ниже ожидаемого уровня. Предполагалось, что в этих скважинах с аномально низким пластовым давлением произошло повреждение призабойной зоны пласта из-за большой репрессии на пласт, вызванной используемыми во время работ жидкостями.

Технология использования концентрических гибких труб с забойным струйным насосом была впервые применена в Кувейте и признана эффективным методом промывки горизонтальных скважин и определения причин падения добычи. В рамках данной технологии однофазная промывочная жидкость подается по внутренней колонне на струйный насос, что приводит к локальному снижению давления, благодаря которому твердые частицы или флюиды отсасываются из ствола скважины и смешанный поток песка и жидкости возвращается через кольцевое пространство концентрических гибких труб. Возможность переключения между различными режимами работы позволила провести промывку и обработку скважины за одну спуско-подъемную операцию.

Данная технология была успешно применена для удаления песка, оценки повреждения призабойной зоны

acquisition system was then used to measure experimentally the effect of a colliding tool conveyed on a tractor including pressure, shock, and strains.

In-depth analysis of the results was used to determine optimized operational guidelines and practices to achieve the objective of reliably conveying severing tools while preserving the integrity of the tractor and related logging tools. The technique relies on a cost-effective solution.

This method has been deployed to the field for successful application in the Middle East where it saved significant operational time and maximized the recovered pipe length without any damage to the tractor.

With this enhanced method, wireline tractors can convey pipe recovery tools with acceptable risk of damage to the tractor, which reduces operation cost. Overall, it significantly increases the confidence in using this conveyance option for pipe recovery services and minimizes potential downtime.

Concentric Coiled Tubing Technology for Well Cleaning and Evaluation in Complex Horizontal Wells: A 3 Wells Case Study from Heavy Oil Field, Kuwait

Nikita Kotbary, Mounir Ababou, Baker Hughes, a GE Company; Srinivas Rao, Jose Gregorio Garcia, Kuwait Oil Company

A few horizontal wells were drilled in Kuwait, heavy oil field, as a part of cold production testing. Various workover interventions were performed on these wells. However, some of the wells showed sharp production decline and were producing below expectations. It was suspected that formation damage may have occurred in these ultra-low reservoir pressure wellbores due to the overbalance of the fluids used during interventions.

Concentric coiled tubing (CCT) technology comprising of a downhole jet pump, was recently employed for the first time in Kuwait and was determined to be an effective method to clean the horizontal sections and investigate the reasons for the production problems. The single phase cleanout fluid is circulated down the inner string to power the jet pump, creating a localized drawdown that vacuums the formation solids or fluids out of the wellbore and the combined sand/fluid stream returns via the CCT annulus. The multiple operating modes provided the benefit of cleaning and treating the wellbore in the same run.

This specialized system was successfully utilized to remove sand, evaluate the formation damage and enhance production; meeting all objectives in a single well intervention. Pressure and temperature gauges run below

пласта и увеличения добычи. При этом все эти задачи были выполнены за одну операцию. На двух скважинах в состав забойной компоновки ниже насоса были включены датчики давления и температуры, которые зарегистрировали забойное давление всего 10 атмосфер. Результаты добычи скважин позволили расширить область задач внутрискважинных работ на месторождении высоковязкой нефти в Кувейте и открыли новые возможности для промывки ствола скважины и оценки повреждения пласта с использованием технологии концентрических гибких труб.

В данной статье рассмотрены преимущества технологии концентрических гибких труб и приводится подробное исследование выполненных работ на первых трех горизонтальных скважинах. Анализ профилей притока песка и флюида, проведенный во время процесса вакуумирования, позволил провести оценку скважинной продукции и предоставить важные данные для разработки стратегии оптимизации добычи.

Клин-отклонитель для колонн большого диаметра; новые возможности резки боковых стволов на ГНКТ с использованием инновационного метода вырезки окна в обсадной колонне

Джеймс Олингер, ConocoPhillips Alaska Inc; Джон Милн, Роберт Харрис, Кэндис Инглиш, Карл Диллер, Брэдли Фрейзер, Northern Solutions

Технология бурения на ГНКТ используется на северном склоне Аляски с 1994 года для бурения боковых стволов. Разработанные на Аляске технологии, в том числе технология фрезерования окна с клином-отклонителем, сейчас используются по всему миру. Большая часть боковых стволов бурится с использованием стандартных отклонителей в нескольких конфигурациях в скважинах с обсадной колонной одного диаметра или скважинах со спущенными НКТ. Технология бурения на ГНКТ была ограничена размером НКТ или минимальным проходным диаметром для отклонителя, а также внутренним диаметром НКТ, хвостовика или обсадной трубы, в которую будет установлен отклонитель. Клин-отклонитель для установки в НКТ 89 мм в транспортном положении имеет наружный диаметр 66,7 мм, что позволяет производить его установку только в обсадных колоннах типоразмера 139,7 мм и меньше.

При установке отклонителя 89 мм в обсадные колонны большего диаметра возникают сложности с надежным креплением отклонителя и фиксацией компоновки фрезерования окна. Разработка нового клина-отклонителя для колонн большого диаметра позволила решить эту проблему. Инструмент с наружным диаметром 66,7 мм можно устанавливать в обсадной колонне 178 мм. Этот тип отклонителя позволит применять технологию бурения на ГНКТ для задач, решение которых ранее было невозможно. В данной статье представлено описание конструкции клина-отклонителя, а также испытаний и опытно-промышленных работ, которые проводились для разработки инструмента.

Уникальная технология спуска перфоратора на углеродном композитном стержне повышает эффективность перфорации, обеспечивает снижение времени и затрат, а также предоставляет возможность применения новых технических

the tool on two wells recorded bottomhole pressure of only 150 psi. Post-production results has pushed the boundaries of the well interventions in heavy oil field in Kuwait and has unlocked several wellbore cleanout and formation damage evaluation opportunities using the CCT technology.

This paper reviews the benefits of the concentric coiled tubing technology and provides a comprehensive case study of the first three horizontal wells. The analysis of the sand and fluid influx profiles obtained during the vacuuming process assisted in to evaluating well production provided crucial data in formulating a management strategy.

The High Expansion Wedge; Accessing A New World Of Coiled Tubing Drilling Sidetracks Through An Innovative Casing Exit System Approach

James Oblinger, ConocoPhillips Alaska Inc; John Milne, Robert Harris, Candice English, Carl Diller, Bradley Frazier, Northern Solutions LLC

Coiled Tubing Drilling (CTD) has been used on the North Slope of Alaska since 1994 for drilling sidetracks or laterals. Technology and techniques developed in Alaska have been transferred globally including the process and best practices to mill windows off whipstocks. A majority of the through tubing sidetracks have been drilled using conventional monobore or through-tubing whipstocks in multiple configurations. CTD has been limited to the size of the tubing or minimum internal diameter (ID) that a whipstock can pass-through and the ID of the tubing, liner, or casing that the whipstock will be set in. A 3-1/2" Thru-Tubing whipstock has a running outer diameter (OD) of 2.625" and could only be set in liner or casing up to 5-1/2".

The problem with installing a 3-1/2" Thru-Tubing whipstock in larger liner or casing than 5-1/2" has always been the ability to properly anchor the whipstock and keep the window milling bottom hole assembly (BHA) on the tray of the whipstock. That is no longer an issue with the development of the High Expansion Wedge (HEW). The HEW has a 2.625" OD and is capable of anchoring inside 7" liner or casing. This type of whipstock will open a new set of CTD candidates that have previously been inaccessible. The goal of this paper will be to describe the design, testing, and field trials that were used to develop the HEW.

Leveraging The Unique Properties Of A Carbon Composite Rod Deployment System To Push The Boundaries Of Perforation Procedures, Bringing Time And Cost Savings To Standard Operations

решений, невозможных в рамках традиционной технологии спуска на кабеле

Дункан Труп, Archer

Перфорация с применением взрывчатых веществ остается неотъемлемым этапом разработки месторождений углеводородов. Технология спуска приборов с кумулятивными зарядами в скважину практически не изменилась с 1930-х годов, однако методы спуска были значительно усовершенствованы. В данной статье рассматриваются преимущества использования новой технологии применения углеродных композитных материалов для повышения эффективности перфорации.

Полужесткий углеродный стержень обладает высокой прочностью и жесткостью, обеспечивает низкий коэффициент трения при спуске, а также содержит электрический проводник. Все эти факторы в совокупности обеспечивают существенные преимущества по сравнению с технологией спуска перфораторов на кабеле. Наиболее очевидное преимущество состоит в том, что высокая прочность стержня делает возможным монтаж и спуск очень длинных и тяжелых компоновок перфораторов, что позволяет сократить количество спуско-подъемных операций (СПО), необходимое для перфорации одного интервала. Жесткость стержня снижает риск отрыва в скважине из-за перепадов давления. Это позволяет создать более высокую депрессию по сравнению с технологией спуска на кабеле, в то время как электрический проводник обеспечивает возможность выборочной активации перфораторов.

При эксплуатации скважины, как правило, возникает необходимость в проведении внутрискважинных работ. Зачастую истощение пласта приводит к перемещению границ раздела пластовых флюидов, в результате чего для увеличения нефтеотдачи требуется повторная перфорация. В сильно искривленных скважинах (как и в описанной в статье скважине в Северном море) для спуска перфоратора требуется применение трактора. Кроме того, технология спуска на кабеле предусматривает ограничение по длине компоновки перфораторов, что приводит к увеличению количества СПО. Применение углеродного композитного стержня позволило вдвое сократить количество СПО, необходимых для перфорации нового интервала, что привело к значительной экономии затрат.

Некоторые скважины не являются горизонтальными, однако имеют достаточно длинный участок ствола под большим углом, что делает невозможным спускать приборы исключительно на кабеле. Низкий коэффициент трения и возможность спуска в скважину с проталкиванием позволяют доставлять приборы с помощью стержня без использования трактора. Жесткость стержня препятствует перемещению колонны вверх по стволу после перфорации, что позволяет создавать высокую депрессию, которая способствует сохранению проницаемости призабойной зоны пласта. Сочетание новых разработок в области селективной перфорации и гибких перфорационных систем с преимуществами композитного стержня позволяет доставлять приборы в те участки, достижение которых невозможно с использованием трактора или любой другой технологии спуска.

Сокращение времени и затрат, а также увеличение длины интервала перфорации позволяет использовать технологию

As Well As Allowing New Techniques When Compared To Conventional Wireline

Duncan Troup, Archer

Ballistic perforation remains a fundamental part of the process of producing valuable hydrocarbon deposits. The basic technique of lowering a gun containing shaped charges into a well is essentially unchanged since the 1930's, but the method of deployment has undergone many improvements. This paper intends to examine the benefits and advantages of using new carbon composite materials technology in increasing the efficiency and effectiveness of perforation.

The semi-stiff carbon rod is very strong, rigid, has low friction and contains an electrical conductor. These factors all combine to confer significant advantages over wireline for deploying perforation guns. The simplest benefit is that the strength of the rod makes rigging up and running very long and heavy gun strings feasible, reducing the number of runs in hole required to perforate a given interval. The rigidity of the rod reduces the risk of being blown up-hole by pressure differentials, thus allowing more potential underbalance than when using wireline while the conductor allows the use of addressable select fire systems.

Economic management of a well will almost certainly involve some intervention during its lifetime. A not uncommon example is a well where depletion has moved reservoir contacts and re-perforation becomes desirable to maximise recovery. If deviation is high, as in a recent well in the North Sea, a tractor intervention will be required and due to the constraints of a conventional cable deployment, gun lengths will be limited resulting in multiple runs. The carbon composite rod system was able to halve the number of runs required to perforate the new interval resulting in a considerable saving.

Many wells may not be horizontal but have a sustained section at high angle which precludes the use of wireline alone. The low friction of the rod and the ability to push it into hole allows access without recourse to a tractor, while the stiffness prevents movement of the string uphole after shooting, allowing significant underbalance to be applied with all the attendant benefits to reservoir performance. Combining new developments in selective firing and flexible gun systems with the attributes of the rod allow access to zones below known restrictions which are currently impassable by tractor or any other conventional deployment system.

Demonstrating the ability of the carbon composite rod system to save time and

углеродного композитного стержня для оптимизации планирования внутрискважинных работ. Исключение – проблемы движения компоновки вверх после отстрела, особенно в сильно искривленных участках, позволяет более эффективно планировать перфорацию на депрессии со всеми вытекающими преимуществами. Электрический проводник в стержне дает возможность использовать систему селективной активации перфораторов и устройство натяжения головки, которые наряду с возможностью толкать компоновку позволяют проходить через такие сужения и препятствия, прохождение которых при использовании традиционных методов невозможно.

Влияние плотности твердой фазы на эффективность промывки горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Сохам Пандья, Рамадан Ахмед, Субхаш Шах, Университет Оклахомы

Колтубинг широко используется в операциях по промывке ствола скважины для удаления твердых частиц, таких как буровой шлам или проппант, оставшийся после ГРП. Зачастую работы по промывке скважин являются неэффективными, что приводит к повышению операционных затрат. Целью данного исследования является разработка модели для расчета требуемого расхода и длительности циркуляции жидкости для эффективного удаления твердых частиц из ствола скважины и оптимизации промывки.

Для изучения механизма промывки скважин были проведены эксперименты по вымыванию слоя твердых частиц с использованием испытательного стенда с кольцевым пространством (127 × 60 мм) длиной 10,4 м. Исследование влияния плотности твердой фазы, расхода, угла наклона и типа жидкости на процесс промывки было проведено путем измерения степени размывания твердого слоя и анализа эффективности промывки. Для эксперимента в кольцевое пространство испытательного стенда был помещен устойчивый слой твердых веществ. После того как стенд был установлен под требуемым наклоном, слой твердых веществ подвергся размыванию в течение 30 минут при постоянном расходе. Затем вымытые во время каждого теста твердые вещества взвешивались для определения эффективности промывки. Для определения толщины слоя на разных участках стенда использовалась система подвижных камер. По результатам измерений для каждого теста была построена кривая эрозии слоя твердых веществ (средняя толщина слоя в зависимости от времени циркуляции). Анализ графика показал соответствие кривой закономерностям, выявленным ранее. Однако также были выявлены определенные расхождения.

Данное исследование показывает, что плотность твердой фазы оказывает незначительное или умеренное влияние на эффективность промывки. При заданном расходе твердые частицы высокой плотности значительно усложняют промывку скважин, особенно в участках, близких к горизонтальным. Критический угол наклона – угол, при котором промывка является наиболее сложной – существенно не зависел от плотности твердой фазы. Жидкость для промывки ствола скважины оставалась одинаковой на всех углах наклона независимо от плотности твердой фазы.

Результаты этого исследования могут использоваться в

perforate longer sections more economically allows optimised planning. Eliminating concerns over gun lift, especially in high deviations, gives far more flexibility for planning underbalance perforation with all its intrinsic advantages. The electrical conductor in the rod enables the use of addressable select fire systems and head tension devices that, along with the ability to push the BHA, allows entry through otherwise impassable restrictions.

Effects of Particle Density on Hole Cleanout Operation in Horizontal and Inclined Wellbores

Soham Pandya, Ramadan Ahmed, Subhash Shab, University of Oklahoma

Coiled Tubing (CT) is widely used in wellbore cleanout operations to remove solid particles such as drilled solids or residual proppant from the hydraulic fracturing treatments. The cleanout operation is often associated with inefficiency and substantially increases the operational cost. This study is aimed at developing a model to predict the required fluid circulation rate and time to efficiently remove solids from the wellbore and optimize cleanout operation.

To study the hole cleaning mechanism, solids bed erosion experiments were conducted using a flow loop that has a 10.4 m long annular (127 mm × 60 mm) test section. The effects of solid density, flow rate, inclination angle and fluid type on cleanout operation were investigated by measuring bed erosion and hole cleaning efficiency. A stable bed was initially formed in the annular test section of the flow loop. Once the setup was positioned at the desired inclination, the bed was eroded for 30 minutes at a constant flow rate. The amount of solids removed during each test was weighed to determine cleanout efficiency. A traveling camera system was utilized to measure bed height at different locations in the test section. The measurements resulted in the generation of bed erosion curve (average bed height versus circulation time plot) for each test. The trends are consistent with previously reported measurements; however, certain discrepancies were found when examining the trends.

This study indicates that solid density has a slight to moderate effect on hole cleanout operation. For a given flow rate, high-density solids make hole cleaning much more challenging, especially in near horizontal well sections. The critical angle of inclination that is defined as the angle at which cleaning is the most difficult was not significantly affected by the density of the solids. Irrespective of the density of solids, the effective cleanout fluid to

полевых условиях для оптимизации операций по промывке горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Характеристики слоя твердых веществ, записанные в ходе исследования, позволяют лучше понять механизмы переноса твердых частиц в стволе наклонно-направленной скважины и могут быть использованы в качестве основы для дальнейших исследований.

Усовершенствование конструкции скважинного трактора, спускаемого на кабеле, позволяет сократить временные затраты и повысить надежность работ

Мэтью Ли, Сушовон Сингха Рой, Halliburton

В докладе представлен недавно разработанный скважинный трактор, спускаемый на кабеле, который позволяет сократить длительность работ и повысить надежность операции. Данный трактор позволяет спускать в горизонтальные и наклонно-направленные скважины широкий спектр различных приборов для геофизических исследований, внутрискважинных инструментов, а также приборов со взрывчатыми веществами на скорости до 30 м/мин. Кроме того, трактор обеспечивает заданное тяговое усилие при температуре до 175 °С и давлении до 170 МПа.

Первоначальная конструкция скважинных тракторов с гидравлическим приводом была низкоэффективной. Такая конструкция требовала применения дополнительной электроники для преобразования напряжения (Sheiretov 2016). Усовершенствование конструкции забойных двигателей постоянного тока и электроники позволяет повысить надежность и тяговое усилие трактора и снизить паразитные потери. Основные характеристики конструкции трактора:

- Эффективная и надежная электромеханическая конструкция.
- Совместимость с одножильными и многожильными кабелями.
- Управление с помощью системы телеметрии, которая позволяет в реальном времени получать данные о забое и состоянии трактора во время работы.
- Точный контроль и надежная передача данных о скорости трактора, крутящем моменте и осевом усилии на колеса.

Совместимость с такими элементами, как: устройство для освобождения трактора, вертлюг, локатор муфт, датчик ускорения, датчик натяжения, устройство для обеспечения безопасности при обращении со взрывчатыми веществами, а также ролики.

Локатор муфт, датчик натяжения и датчик ускорения способствуют эффективной работе трактора. При прохождении трактора через сужения компоновки заканчивания и препятствия необходимо обеспечить возможность регулирования осевого усилия на колеса.

Секция 12. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

При проведении внутрискважинных работ в сложных условиях с аномальными значениями температуры и давления большой глубиной и строгими требованиями к экологической безопасности возникают интересные задачи по повышению

be used in wellbore cleaning operation at all inclinations remained the same.

The outcomes of this investigation can be applied in the field to optimize cleanout operations in horizontal and deviated wells. The bed characteristics recorded during the investigation give more insight into the mechanisms of solids transport in inclined wellbores and can be used as the basis for further investigation.

Advancement in Wireline Tractor Design Reduces Operating Time and Improves Reliability

Matthew Lee, Susbovon Singha Roy, Halliburton

A newly developed wireline tractor is exhibiting positive effects for total operating time and reliability. Not only can it deploy a wide range of logging tools, well intervention tools, and explosives at a rate up to 100 ft/min (6,000 ft/hr) in horizontal or highly deviated wells, it has an efficient electro-mechanical design. Additionally, the tractor can run in wells up to 350°F and 25,000psi with full tracting force.

Historically, wireline tractors were based on a lower efficient hydraulically powered design or additional electronics to invert voltages were necessary (Sheiretov 2016). Because of advancements in downhole-rated DC motors and electronics, it's possible to increase reliability while delivering more power with less parasitic losses. Important design points for a tractor include:

- Efficient and robust electro-mechanical architecture
- Compatibility with single and multiconductor wirelines
- Controlled by a real-time telemetry system to log tractor and well data while tracting
- Precise control and feedback of tractor speed, torque, and wheel normal force
- Combinable with a wireline release tool, swivel, casing collar locator (CCL), downhole tension, accelerometers, explosives safety device, and rollers.

The CCL, downhole tension, and accelerometer measurements assist with efficient tractor operations. The wheel normal force should be adjustable to the tractor through restrictions and completion components.

Session 12. Intervention Solutions in Challenging Environments

Well intervention faces interesting challenges when it comes to pressure and temperature, extended reach, environment, cost, and

эффективности и сокращению затрат. Поиск уникальных технических решений для решения различных задач является непрерывным креативным процессом. В данной секции представлены новые технологии и инновационные технические решения для обслуживания скважин с использованием ГНКТ и кабеля, которые позволяют успешно выполнять поставленные задачи.

Специально разработанная ГНКТ диаметром 60,3 мм обеспечивает эффективное проведение внутрискважинных работ в скважинах глубиной 9 км с большим отходом от вертикали на шельфе Абу-Даби

Ирма Гальван, Global Tubing; Хосе Хименес, Джоэл Уллоа, Halliburton; Эдвард Уитли, ADNOC Offshore; Гарри Макклелланд, Global Tubing

Для обеспечения стабильного уровня добычи на длительное время, а также для увеличения площади контакта с пластом эксплуатация скважин в Персидском заливе производится на искусственных островах с использованием технологии бурения с большим отходом от вертикали и технологии заканчивания скважин хвостовиками. Данная стратегия имеет много преимуществ, однако сложные трехмерные траектории скважин могут вызвать осложнения в течение периода эксплуатации скважин. Обеспечение возможности выполнения внутрискважинных работ в таких скважинах с длинными горизонтальными участками является важной задачей для достижения требуемых показателей разработки месторождения.

Для выполнения основного объема работ по промывке и стимуляции скважин с траекториями с соотношением «глубина по стволу/глубина по вертикали» 4,5:1 с длиной горизонтального участка в пласте до 6 км по индивидуальному заказу была спроектирована ГНКТ, которая обеспечила максимальные показатели дохождения до забоя и расхода при закачке. При выполнении работ предъявлялись следующие требования: дохождение до целевой глубины 9150+ м, сокращение использования дорогостоящих инструментов для работы в глубоких скважинах и обеспечение расхода закачки жидкости не менее 0,8 м³/мин. Данные требования должны были выполняться вместе с соблюдением допустимого перепада давления с целью повышения срока службы ГНКТ, а также без превышения допустимых параметров работы устьевого оборудования.

Для проектирования ГНКТ была использована итерационная модель, которая включала в себя следующие компоненты: запатентованная технология изготовления ГНКТ путем сварки штрипсов, анализ сил, действующих на ГНКТ, анализ гидравлических сил, инструменты для создания тягового усилия, моделирование износа трубы и другие рекомендации по производству и спуску ГНКТ, которые позволили успешно и безопасно применить ГНКТ диаметром 60,3 мм, весом 70 т, длиной 9601 м для выполнения работ на искусственных островах.

Гибкие трубы позволили достичь целевых глубин в самых сложных скважинах, а также обеспечить тяговое

efficiency. The search for unique solutions to address the varying challenges is always continuous and creative. This session will cover several technology introductions and deployment of innovative techniques, in both wireline and coiled tubing services, that enable successful delivery of intervention objectives.

Highly Engineered 2.375-in CT Provides Effective and Reliable Interventions in 30,000-ft Mega Reach Wells in Offshore Abu Dhabi

Irma Galvan I.I. Galvan, Global Tubing LLC; Jose Jimenez J.M. Jimenez, Joel Ulloa J. Ulloa, Halliburton; Edward Wheatley E.J. Wheatley, ADNOC Offshore; Garry McClelland G. McClelland, Global Tubing LLC

With the aim of long-term sustainable production in the Persian Gulf, wells are being developed on artificial islands to maximize reservoir contact using extended reach drilling technologies with liner completions. This drilling strategy has many advantages and efficiencies, albeit, it results in complex 3-D well trajectories which challenge service operations throughout the well's life cycle. The ability to perform interventions in these wells with challenging laterals using Coiled Tubing (CT) is critical for achieving field development goals.

With well cleanouts and stimulation as the primary scope of work, a CT string was custom-engineered to maximize reach capabilities and injection rates, in well trajectories of up to 4.5:1 MD/TVD ratios that extend up to ~20,000-ft laterals through the reservoir. The challenging operating requirements incorporate several constraints, including accessibility of +30,000-ft target depths, minimizing the use of high cost extended reach tools, and achieving injection rates of at least 5 BPM, all within acceptable pressure limits to maximize CT service life, without exceeding surface equipment capabilities available in the area.

An iterative CT design methodology that incorporated the use of patented CT manufacturer strip technology, extensive tubing forces and hydraulics analyses, traction-force generating tool capabilities, fatigue simulations, and improved operation practices, enabled safe and successful deployment of 70-T (155,000-lbs) 2.375-in CT strings with 31,500-ft continuous length on the artificial islands.

CT strings reached target depths, with the bottom-hole assembly (BHA) generating 7,500-lbf of traction force in the most difficult

усилие на забойную компоновку 3,4 т и расход закачки во время стимуляции 0,8 м³/мин. На текущий момент данные гибкие трубы являются самыми тяжелыми ГНКТ, которые были спущены на искусственных островах. Это позволило добывающей компании повысить производительность и уровень добычи в глубоких горизонтальных скважинах.

В данной статье описан масштабный процесс проектирования производства ГНКТ по индивидуальному заказу для выполнения сложных операций, включающих кислотную обработку, изоляцию интервалов механическими методами, борьбу с отложениями, водоизоляционные работы и промывку скважин. Также в статье представлен анализ полевых данных и данных по эксплуатации ГНКТ, который показывает, что поставленные ГНКТ позволили добывающей компании повысить эффективность работ.

В будущем планируется бурение скважин с более длинными горизонтальными участками, поэтому дальнейшая разработка технологий производства гибких труб позволит эффективно выполнять работы с ГНКТ длиной более 11 км для обеспечения максимального дохождения до забоя и достижения требуемых показателей разработки месторождения. Технические решения по производству ГНКТ диаметром 60,3 мм и длиной более 11 125 м сейчас находятся на стадии проектирования. Эти трубы позволят преодолеть значение веса ГНКТ 73 т, что станет новой вехой в истории отрасли ГНКТ.

Усовершенствование методов обеспечения дохождения ГНКТ до целевых глубин в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали с открытым стволом с большим количеством препятствий

Хуссейн Сайюд, Лори Дутти, Saudi Aramco; Умут Айбар, Мустафа Бал, Schlumberger

Успех работ по обработке скважин с большим отходом от вертикали методом закачки жидкости через ГНКТ зависит в основном от глубины спуска гибкой трубы, которая влияет на площадь контакта с пластом. Наиболее сложными с точки зрения дохождения ГНКТ до забоя являются скважины с минимальным проходным диаметром 61 мм и диаметром открытого ствола 155,6 мм. Для решения данной проблемы была использована компоновка скважинного трактора малого диаметра с оптоволоконным кабелем, которая позволила поставить новый рекорд по дохождению ГНКТ.

Прихват ГНКТ происходит в результате повышения сил трения и спиралевидного смятия гибкой трубы. Это отрицательно сказывается на показателе дохождения ГНКТ. Для решения данной проблемы было проведено моделирование с использованием данных с предыдущих работ на скважине, по результатам которого была точно определена глубина прихвата, что позволило рассчитать необходимое тяговое усилие. В качестве оптимального инструмента для создания требуемого тягового усилия с учетом минимального проходного диаметра был выбран скважинный трактор малого диаметра (53,98 мм), спускаемый на ГНКТ. Для выполнения работы была выбрана специально разработанная ГНКТ с переменной толщиной стенки с оптоволоконным кабелем, по которому в режиме реального времени осуществлялась передача данных с забойного модуля измерения натяжения-сжатия, что

wells, while delivering up to 5 BPM injection rates during the stimulation operations. These extended reach CT strings are the largest (by weight) ever produced and deployed on the artificial islands, which enabled the well operator to maximize well performance and productivity in ultra-long lateral wells.

This paper demonstrates the extensive design process to provide support and custom-engineer CT strings to perform complex operations – including matrix stimulation, mechanical isolation, scale inhibition, water control, and well cleanouts. Analysis of the field data, and performance of the strings will also be discussed to demonstrate increased efficiencies achieved by the well operator.

As future wells are being designed with greater laterals, further development in downhole tools technology will allow the deployment of +35,000-ft CT in continuous length to economically and efficiently achieve extended reach CT operational goals in the field. Engineered solutions for 2.375-in CT over 36,500-ft are currently in the design stage. These strings are expected to surpass the 73 T (tube only) weight – becoming a future milestone for CT interventions.

Incremental Gains in Coil Tubing Reachability for Highly Restricted Extended Reach Open Hole Completions

Hussain Saiood, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umut Aybar, Moustapha Bal, Schlumberger

Successful stimulation fluid placement in extended reach wells (ERW's) through coiled tubing (CT) is primarily dependent on the depth reached for maximum reservoir contact. Well configurations of minimum bypass (2.4 in.) and openhole sections (6 1/8 in.) are the main challenges for CT reach in these ERW's. Implementation of a CT slim tractor along with fiber-optic enabled cable were applied to overcome the challenges and set a new record for CT reach.

CT lockup is the phenomenon that occurs due to friction forces and helical buckling, which limits the CT reach. To tackle these challenges, an accurate simulated lockup depth is estimated using historical data to identify the required pull force. The CT slim tractor (2 1/8-in.) was chosen as the optimum tool to provide the required pull force, as well as pass through the minimum ID restriction of the well. Specially designed tapered CT with fiber-optic enabled cable acquired real-time data from the downhole tension-compression (TC) sub to confirm both the activation and lockup depth of the tractor.

The expansion ratio of the tractor from 21/8-in. to 6 1/8-in. OH section opens a new

позволило подтвердить глубину активации и глубину прихвата трактора.

Функция расширения трактора с 53,98 мм до 155,6 мм в открытом стволе является новым витком развития в методах обеспечения дохождения ГНКТ в скважинах с малым проходным диаметром. Скважинный трактор с наименьшим в мире наружным диаметром позволил пройти через минимальный проходной диаметр 61 мм и обеспечить тяговое усилие более 1,5 т, что позволило разместить ГНКТ по всей длине открытого ствола. Кроме этого, были зарегистрированы два новых рекорда: самый длинный участок скважины, пройденный с помощью трактора малого диаметра, и самое большое расстояние, пройденное в добывающей скважине глубиной 7530,4 м. Применение указанных технических решений обеспечило увеличение площади контакта с пластом во время обработки и установило новый стандарт в области обработки скважин.

Данные технические решения расширяют возможности внутрискважинных работ с ГНКТ в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали с препятствиями в компоновке заканчивания, где основной задачей является увеличение показателя дохождения ГНКТ для проведения обработки. Также в результате одновременного использования нескольких инновационных решений был установлен новый рекорд дохождения ГНКТ, который превысил предыдущий показатель приблизительно на 1,5 км.

Использование ГНКТ в среде с повышенным содержанием сероводорода

Томас Падрон, Baker Hughes a GE Company

Накопленный научно-исследовательский и практический опыт подтвердил возможность использования гибких труб групп прочности 80, 90 и 100 в среде с повышенным содержанием сероводорода без превышения максимально допустимых значений. На текущий момент в отрасли доступны новые ГНКТ более высоких групп прочности (110 и 140), однако нет окончательного понимания возможных проблем эксплуатации, пригодности труб и максимально допустимых значений содержания сероводорода. В данной статье представлены возможные проблемы при эксплуатации ГНКТ в таких условиях и указаны факторы, которые следует учитывать при присваивании новых групп прочности.

В статье представлен обзор технических статей по эксплуатации ГНКТ в условиях повышенного содержания сероводорода с 1982 года, а также полевой опыт использования ГНКТ в таких условиях. Эти данные позволяют определить возможные проблемы при эксплуатации ГНКТ и список критериев для квалификации новых групп прочности, доступных на рынке, включая методику испытаний, которые позволяют определить соответствие трубы требованиям определенной группы прочности.

Анализ данных позволил установить, что возможными проблемами при эксплуатации ГНКТ в условиях повышенного содержания сероводорода являются снижение срока службы трубы и различные виды сероводородного растрескивания. Принимая это во внимание, было установлено, что в процесс квалификации

ера for CT reach in restricted ERW's. The world slimmest tractor passed the 2.44-in. minimum ID restriction and provided more than a 3,000 lbf pulling force, allowing the CT to cover the entire openhole section. Along the way, two new records were recorded for the longest section tracted by a slim CT tractor and the furthest distance travelled in a producer well reaching a TD of 24,706 ft. Increased reservoir contact during stimulation through engineered solutions has set a new standard enabling the implementation of a full stimulation campaign.

These engineered solutions demonstrate the potential for CT interventions in extended-reach horizontal wells with completion restrictions, where the main challenge is to maximize the reach for optimum stimulation. As a direct result of several innovative solutions applied simultaneously, a new record for CT reach was set, surpassing the previous record by nearly 5,000 ft.

Coiled Tubing and Sour Service – Are We There Yet?

Tomas Padron, Baker Hughes a GE Company

Research and field experience have given technical bases to accept the use of CT80, 90, and 100 coiled tubing (CT) for sour service, including their limitations. New higher strength Grades are now available (CT110 to CT140), but there is not enough awareness about potential issues, suitability, and boundaries regarding their use in H₂S environments. This paper presents the potential issues and indicates the aspects that should be considered for the qualification of new CT Grades.

This paper gathered research data from the review of technical publications related to CT and sour service since 1982, and also included field experiences regarding the use of CT in wells containing H₂S, in order to establish the potential problems of working with CT in sour environments, and define what should be considered for the qualification of the new CT Grades available in the market, including the testing options that will cover the aspects needed for that qualification.

The analysis of the information allowed establishing that the potential problems of using CT in sour service include the reduction of fatigue life available and different forms of H₂S cracking. Considering this, it was established that the aspects that should be included for qualifying a CT Grade for sour service are: sour fatigue performance for pipe and bias weld, boundaries limits regarding H₂S partial pressure, and finally the effectiveness of anti-cracking inhibitors for protecting the pipe against H₂S cracking. The testing options

групп прочности для условий повышенного содержания сероводорода должны быть включены следующие факторы: показатели усталостного износа трубы и сварных швов, границы парциального давления сероводорода и эффективность ингибиторов сероводородной коррозии. Предлагаемая методика испытаний включает в себя испытание образцов ГНКТ на усталость при изгибе после нахождения в сероводородной среде, а также испытание малых образцов металла на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением в сероводородсодержащих средах согласно стандарту NACE TM0177 (методы А, В и С).

Необходимо получить более полное представление о возможных проблемах при использовании ГНКТ высоких групп прочности в средах, содержащих сероводород. Также на текущий момент не существует официальной инструкции по квалификации данных групп прочности. В данной статье кратко изложены возможные проблемы, которые могут возникнуть при воздействии сероводорода на ГНКТ (данные лабораторных испытаний и примеры аварий в полевых условиях), а также определены факторы, которые следует учитывать при квалификации групп прочности ГНКТ, и представлена методика испытаний.

Расширение возможностей диагностики дефектов ГНКТ при работе в осложненных условиях: успешный опыт в Японии

Нозому Йошида, Сатоши Тешима, Рио Ямада, INPEX; Умут Айбар, Пьер Рамондени, Schlumberger

Успех водоизоляционных работ зачастую зависит от точного определения механизма прорыва воды. Однако, когда при эксплуатации скважины происходит повреждение пласта, определить механизм прорыва воды становится значительно сложнее. Для проведения работ в таких сложных условиях (высокая температура, низкая приемистость, сильное искривление ствола скважины, длинные перфорационные интервалы и поврежденный ствол скважины) были объединены технология ГНКТ и технология распределенного измерения температуры (DTS). Это позволило определить поврежденные нефтеносные интервалы и предполагаемые участки прорыва воды в скважине в Японии на суше.

Скважина была сильно загрязнена буровым раствором на нефтяной основе и раствором заканчивания, что привело к созданию стойких эмульсий в стволе скважины во время заканчивания. Несмотря на качественно выполненные работы по промывке и перфорации, пласт был сильно поврежден, из скважины добывалась только вода. Поскольку повреждение ствола скважины препятствовало использованию любых геофизических инструментов, в качестве основного диагностического метода была выбрана технология распределенного измерения температуры, в рамках которой оптоволокно было спущено в скважину с помощью ГНКТ для обеспечения полного охвата интервала. Полученные результаты были обработаны и сопоставлены с данными моделирования, с помощью которого проверялись различные варианты повреждения пласта. В результате полученная информация была использована для определения метода водоизоляционных работ.

На скважине была выполнена следующая последовательность работ: основное измерение

proposed include bending fatigue testing of CT samples after being exposed to H₂S, and small scale samples NACE TM0177 testing (Methods A, B, or C).

More awareness about potential issues of using high strength CT Grades in sour service is required, and also there is no formal industry guidelines regarding their qualification for sour service. This paper summarizes the potential problems that can occur from the exposure of CT to H₂S (lab data and field failures examples) and establish what should be considered for the qualification of a CT Grade to be used in sour service, including the testing options.

Pushing the Limits of Damage Identification with Coiled Tubing in Extreme Conditions: A Success Story from Japan

Nozomu Yoshida, Satoshi Teshima, Ryo Yamada, INPEX Corporation; Umut Aybar, Pierre Ramondenc, Schlumberger

The success of water conformance operations often depends on clear identification of the water production mechanism. Such assessment can be complicated significantly when formation damage is also occurring. Coiled tubing (CT) and distributed temperature sensing (DTS) were combined to overcome challenging conditions (high temperature, low injectivity, high deviation, long perforated intervals, and wellbore damage) to identify damaged oil zones and suspected water-bearing zones in an onshore well in Japan.

The subject well experienced unexpected contamination of oil-based mud and completion brine which generated tight emulsions in the wellbore during the completion phase. Despite a thorough cleanout and perforations, severe damage was observed and mostly water was produced. With the presence of persistent damage in the wellbore preventing any logging tool use, DTS was selected as main diagnostic method, with the fiber optics being deployed with CT to ensure full coverage of the interval. Acquired temperature surveys were processed and matched with simulated profiles, which tested various scenarios of damage. Ultimately, results were used to drive the design of remedial actions.

The following operational sequence was implemented: temperature baseline measurements (6 hr), brine bullheading through CT-tubing annulus at 0.2 bbl/min (22 hr), and shut-in (6 hr) for warmback. The long injection stage was required to ensure enough fluid was being injected across the entire interval while keeping the downhole

температуры (6 ч), прямая закачка раствора через малое затрубное пространство с расходом 0,03 м³/мин (22 ч), отстой (6 ч). Длительная закачка раствора требовалась для обеспечения достаточного объема жидкости во всем интервале, а также для удержания забойного давления ниже давления гидроразрыва. Данные, полученные с помощью распределенного измерения температуры в реальном времени, показали наличие поглощающих зон в середине исследуемого интервала. Ниже интервала наблюдались только незначительные изменения температуры, что может быть прямым следствием низкого расхода закачки. Для количественного определения объема поглощений по стволу скважины дополнительно была проведена обработка полученных данных с помощью численного моделирования температуры. Моделирование методом инверсии температуры было проведено независимо с использованием двух разных симуляторов, каждый из которых показал похожий профиль температуры, что подтвердило высокую эффективность данной технологии. Результаты не только подтвердили наличие высокопоглощающей зоны в середине интервала, но и показали, что в нижележащем интервале также с высокой вероятностью происходит поглощение. Дополнительная информация указала на то, что высокопоглощающая зона является основным водоносным интервалом. Данный анализ позволил выбрать наиболее эффективный метод водоизоляционных работ в поврежденных интервалах.

В статье показано, как анализ совокупных данных от стадии проектирования до стадии выполнения работ и интерпретации данных может повысить осведомленность о забойных условиях. Также в статье показано, как распределенное измерение температуры может стать достойной альтернативой стандартным методам диагностики повреждений пласта и определения водоносных интервалов в сложных условиях, когда использование геофизических инструментов невозможно. Результаты количественного анализа распределенного измерения температуры предоставили информацию о характере повреждений по стволу скважины, что позволило эффективно подобрать метод водоизоляционных работ.

Усовершенствование конструкции луночного коннектора с возможностью намотки на барабан для повышения эффективности работ с применением ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали

Асуан Кеонг, Кристоффер Соренсен, Юсеф Андалусси, Афсал Арепетта Манниль, Марк Оттли, Schlumberger

Внутрискважинные работы на континентальном шельфе Норвегии зачастую проводятся с использованием кабельной техники благодаря компактному размещению на платформе и малому весу. Однако некоторые работы требуют закачки рабочих жидкостей на определенную глубину, что возможно только с помощью ГНКТ. Большая глубина скважин и необходимость обеспечения высокой скорости жидкости в затрубном пространстве требуют применения ГНКТ большого диаметра. Однако грузоподъемность кранов от 30 до 48 т не позволяет выполнять работы с такими трубами. Альтернативой является технология соединения двух ГНКТ на платформе.

Стандартный метод соединения двух ГНКТ на платформе подразумевает проведение сварки двух труб в почти

pressure below fracturing pressure. Real-time DTS data during pumping and warmback indicated the presence of a high-intake zone in the middle of the interval. Below that section, only marginal temperature changes were observed, which may be a direct consequence of the low injection rate limitation. Post-job processing using numerical temperature simulation was performed to complement that analysis and quantify intake along the well. Temperature inversion against DTS response was conducted independently using two different simulators, both of which yielded similar profiles, confirming the soundness of this approach. The results not only supported the presence of high intake in the middle interval, they also showed that the bottom zone most likely took some fluid. Complementary information eventually pointed to the high-intake interval being the primary water-bearing zone. This analysis led to the selection of the remedial actions to be performed in damaged oil zones.

This study demonstrates how integrated use of data from design, to job execution, to interpretation can change the perception of a well and how DTS can be a viable alternative to damage and water-production diagnostics in some extreme conditions when production logging tools cannot be used. Results of the DTS quantitative analysis provided local damage profiles along the well, which were critical to the subsequent planning of remedial activities.

Advancement in Spoolable Dimple Connector Design Provides Reliable Coiled Tubing Interventions in Extended Reach Wells

Azwan Keong, Christoffer Sorensen, Youssef Andaloussi, Afsal Areepetta Mannil, Mark Oettli, Schlumberger

On the Norwegian continental shelf, well interventions often use wireline's relatively small equipment footprint and weight. However, some operations still require fluid conveyance to specific depths, for which coiled tubing (CT) remains the only possible, economic option. Challenges related to reach and to achieving high annular velocity require the use of large-diameter CT. However, with crane capacity ranging from 30 to 48 t, lifting such strings is not possible. The alternative is joining CT pipes offshore.

The conventional way of joining two strings offshore is by creating a butt weld, which connects parts that are nearly parallel and do not overlap. This welding technique, if done onsite, has been long known to decrease CT life by 50% at the weld location. In addition, welding activity offshore raises significant

параллельном положении без нахлеста. Широко известно, что проведение сварки ГНКТ на суше уменьшает срок эксплуатации трубы на 50% на участке сварного шва. Кроме того, проведение сварочных работ на море вызывает угрозу для безопасности. Другим методом соединения двух гибких труб является технология с использованием луночного коннектора с возможностью намотки на барабан. Последние достижения в разработке данной технологии позволили решить ряд операционных проблем, таких как повышение усталостного износа, вызванного циркуляцией и давлением на участке коннектора, герметизация под давлением и коррозия.

Применение луночного коннектора с возможностью намотки на барабан на двух работах с ГНКТ позволило решить поставленные задачи по обеспечению дохождения до забоя и требуемого расхода закачки. На этапе планирования этих работ необходимо было учитывать следующие факторы. Участок ГНКТ для размещения коннектора был выбран с помощью точного моделирования распределения веса с целью минимизации осевой нагрузки на коннектор. При монтаже оборудования и проведении работ были использованы лучшие технические решения для повышения прочности коннектора. Точные измерения износа и других показателей работы коннектора проводились во время различных операций, включая цементирование и фрезерование цементных стаканов, установку пробки, перфорацию, промывку от проппанта и переключение сдвижных муфт. Новая конструкция коннектора позволила значительно повысить эффективность работ применительно к количеству циклов изгиба и проходке трубы. Например, в описанных работах один коннектор позволил обеспечить проходку 33 600 м в компоновках заканчивания с хромированным покрытием.

Таким образом, использование ГНКТ большого диаметра может рассматриваться в качестве возможной технологии для выполнения различных внутрискважинных работ, где грузоподъемность крана ограничена. Использование усовершенствованного коннектора с возможностью намотки на барабан позволяет бурить большее количество глубоких скважин и спускать более широкий диапазон типоразмеров компоновок заканчивания. Коннектор дает возможность проводить промывку после ГРП, что позволяет запускать в эксплуатацию скважины, где требуется проведение таких работ с закачкой жидкости, как проппантный ГРП.

Расширение границ многостадийного гидроразрыва пласта с применением ГНКТ в нефтяных оторочках Новопортовского месторождения

Александр Белов, Сергей Симаков, ООО «Газпромнефть-НТЦ»; Анатолий Кичигин, Константин Бурдин, Антон Чарушин, Михаил Демкович, Schlumberger

В настоящее время с учетом ухудшения продуктивности большинства коллекторов чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения в нефтяных оторочках многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). В ходе ГРП на Новопортовском месторождении оператор столкнулся со сложной геологической моделью пласта, характеризующейся отсутствием мощных барьеров и незначительной разницей между уровнями горного

safety issues. Another method of splicing two CT strings consists in using a spoolable dimple connector. Recent engineering advances have addressed several operational challenges related to those connectors, such as fatigue caused by cycling and pressure, ballooning around the dimple area, pressure sealing, and material corrosion.

The spoolable dimple connector was used in two CT intervention campaigns to achieve operation objectives in terms of reach and pumping rate. Those operations put forward considerations that must be accounted for during the planning phase. The connector placement was determined by carefully simulating weight distribution to minimize axial load on the dimple area. Several best practices were captured when the equipment was assembled and during interventions to increase integrity of the connector. Detailed measurements allowing for the connector wear and performance monitoring were taken under various work scopes, including cement squeeze and milling, plug setting, perforations, proppant cleanout, and sliding sleeve shifting. Significant improvements in performance with regards to the number of bending cycles and running meters were achieved with this new connector design. For instance, the operations under consideration saw a single connector clocking up to 33,600 running meters in chrome completions.

Using a large-diameter CT can now be included as an option for various well intervention work scopes in places where crane lifting capacity is limited. The use of a redesigned spoolable connector allows for more extended reach wells to be drilled and a wider selection of completion size to be installed. It also paves the way for well startup operations that require fluid conveyance, such as proppant fracturing because post-fracturing cleanout can now be performed using CT.

Coiled Tubing has Set New Benchmarks for MSF in Novoportovskoe Oil Rim Field

Alexander Belov, Sergey Simakov, Gazpromneft-NTC; Anatoly Kichigin, Konstantin Burdin, Anton Charushin, Mikhail Demkovich, Schlumberger

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether hydraulic fracturing can be applied to the oil rims becomes very important. During hydraulic fracturing at Novoportovskoe field, the operator was faced with a complex geological model of the reservoir characterized by an absence of strong barriers and minor contrasts in stress between interlayers associated with high risks of breakthrough into the gas zone. An outstanding example of oil rim stimulation

давления в разных пропластках, что повышало риск прорыва газа. Ярким примером внедрения инновационной технологии МГРП в нефтяных оторочках стал опыт, полученный на Новопортовском месторождении, где успешно были проведены 30- и 27- стадийные гидроразрывы пласта с использованием муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе.

В современных реалиях нефтегазовые компании предъявляют все больше требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами стали эффективность проведения операций, количество стадий, длина горизонтального участка скважины, возможность повторного гидроразрыва и открытия/закрытия портов после эксплуатации для водо- и газоизоляции. Полученный опыт демонстрирует возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, граница в 30 стадий была успешно преодолена и позволила увеличить коэффициент охвата пласта посредством большего количества стадий ГРП. При этом метод заканчивания позволил производить МГРП без подъема ГНКТ на поверхность и использовать все возможности и преимущества гибкой трубы в случае получения режима «СТОП».

Командная работа заказчика и нескольких сегментов подрядчика позволила добиться успеха в решении поставленной задачи в сложных геологических и климатических условиях Новопортовского месторождения, расположенного за полярным кругом. Была разработана и реализована оптимизированная концепция проведения многостадийного ГРП с применением многоразовых полнопроходных сдвижных муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе без подъема на поверхность во время проведения гидроразрыва.

Были достигнуты следующие результаты:

- 57 стадий ГРП за неделю.
- Сокращение времени проведения ГРП на 63% для каждой стадии.
- Увеличение количества стадий на скважину на 43%.
- Сокращение газового фактора по сравнению с ранее проведенными операциями ГРП.

Интегрированный метод проведения многостадийного гидроразрыва пласта позволил достичь эффективного охвата пласта трещинами, увеличить коэффициент извлекаемых запасов, при этом не допустив прорывов ГРП в газовую шапку и подошвенные воды.

Технология МГРП по «бесшаровой» технологии, с использованием сдвижных муфт ГРП, управляемых на ГНКТ без подъема на поверхность, привлекает к себе все больше внимания как в регионе, так и в мире. В статье описан полученный на Новопортовском месторождении практический опыт применения передовой технологии МГРП для разработки нефтяных оторочек с ГНКТ в качестве основного средства управления. Также в статье представлено описание первой в мире успешной операции по закрытию муфт ГРП после года эксплуатации. В декабре 2017 года в скважину была спущена компоновка заканчивания с 30 муфтами ГРП, а в 2018 году, по прошествии года эксплуатации, геофизические исследования выявили прорыв газа, для

and application of new technology was a project in Novoportovskoe field where 30- and 27-stage multistage fracturing operations (MSF) were successfully performed with a shifting ports completion operated by coiled tubing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the possibility of refracturing, and ability to open/close sleeves after operation for water and gas shut-off. The experience gained shows the possibilities of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting the high requirements and also expanding the boundaries of the application. The 30-stage boundary was successfully overcome and allowed to increase the formation coverage by means of more fracturing stages. At the same time, the completion method made it possible to perform MSF without pulling the coiled tubing out of hole and to use all the capabilities and benefits of CT in the case of a screenout (SO).

The teamwork between the customer and several of the contractor's product lines enabled successful completion of the integrated project under the difficult geological and climatic conditions of the Novoportovskoe field, which is located beyond the Arctic Circle. An optimized concept of MSF with the use of re-closable full-pass hydraulic fracturing sleeves, operated by a single-trip coiled tubing-conveyed shifting tool was developed and implemented.

The following results were achieved:

- In one week, 57 hydraulic fracturing stages were completed.
- Hydraulic fracturing stage time was reduced by 63%.
- The number of stages per well increased by 43%.
- The gas factor for storage was reduced from that of previous fracturing operations.

The integrated method of multi-stage hydraulic fracturing allowed achieving effective fracture coverage to increase the recoverable reserves, while preventing fractures in the gas cap and bottom water.

The sliding sleeves MSF technology, operated by coiled tubing without pulling it out of hole, is applicable to further operations in the region and worldwide. This paper describes the experience, lessons learned, and best practices gained at the Novoportovskoe field while deploying a novel application of MSF for oil rim deposits where CT was used as the key enabler. It also describes the first success worldwide in closing of sleeves after 1 year of

ликвидации которого было необходимо закрыть восемь муфт. Все восемь муфт были успешно закрыты. Этот метод может быть применен и на других нефтяных и газовых месторождениях, где строительство горизонтальных скважин с МГРП является основной стратегией развития.

Обзор проблем повреждения пласта и совместимости ингибиторов коррозии при кислотной обработке скважин

Кудрашов Вячеслав, Хишам А. Наср-Эль-Дин, Техасский университет А&М

Ингибиторы коррозии являются активными химическими веществами, которые взаимодействуют с другими жидкостями и породой пласта. Это взаимодействие влияет на эффективность некоторых присадок и может привести к повреждению пласта. Кроме того, ингибиторы коррозии изменяют физические свойства кислоты, используемой при обработке. Целью настоящей работы является: 1) исследование взаимодействия ингибиторов коррозии с другими присадками, используемыми при кислотной обработке скважин, и 2) исследование механизмов повреждения пласта, связанных с ингибиторами коррозии.

В статье представлен обзор научно-исследовательских работ и описание процессов взаимодействия ингибиторов коррозии с присадками, различными кислотами и породой пласта. Представленные результаты обобщаются с учетом ранее опубликованных результатов экспериментов и полевых наблюдений. Анализ данных результатов позволяет более подробно исследовать взаимодействие ингибиторов коррозии с другими жидкостями обработки. Выявленные тенденции могут применяться для анализа совместимости ингибиторов коррозии и проектирования кислотных обработок.

Комплексный анализ специальной литературы выявил наиболее распространенные осложнения при применении ингибиторов коррозии в кислотных обработках. Было установлено, что ингибиторы коррозии могут отрицательно влиять на характеристики вязкоупругих поверхностно-активных веществ, полимеров на основе полиакриламида, ингибиторов гидратообразования и соляной кислоты. Также в статье сделан вывод о том, что биоциды, анионные поверхностно-активные вещества, присадки против осадкообразования, взаимные растворители и короткоцепочечные спирты снижают эффективность ингибиторов коррозии. В заключение установлено, что низкая концентрация ингибиторов коррозии приводит к повреждению труб. Однако чрезмерное использование ингибиторов коррозии также может привести к повреждению породы и изменить величину смачиваемости. Описанные проблемы могут привести к повреждению пласта, осложнить реакцию взаимодействия породы с кислотой и сделать операцию кислотной обработки полностью неэффективной.

Данное исследование дает полное представление о проблемах, связанных с применением ингибиторов коррозии в операциях по обработке скважин. Также в статье представлен обобщенный анализ химических компонентов и состава ингибиторов коррозии. Данное исследование демонстрирует большой масштаб проблем, связанных с применением ингибиторов коррозии и других

well production. The well was completed in December 2017 with a 30-stages, and in 2018, after a year of production, logging showed a gas break through which required eight sleeves to be closed. All eight sleeves were successfully closed. This method can be applied to other oil and gas fields, where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy

Formation Damage and Compatibility Issues Associated with Use of Corrosion Inhibitors in Well Acidizing – A Review

Viacheslav Y. Kudrashov, Hisham A. Nasr-El-Din, Texas A&M University

Corrosion inhibitors are active chemical species that interact with other fluids and reservoir rock. This interaction affects the performance of some additives. It can also lead to formation damage. Finally, corrosion inhibitors change physical properties of the acid used in treatment. The objective of this paper is to discuss 1) the interactions between corrosion inhibitors and other additives used in well acidizing, and 2) formation damage mechanisms associated with corrosion inhibitors.

This paper reviews research work and provides the description of the interactions of corrosion inhibitors with additives, acids, and reservoir rock. The reported here results are summarized based on the previously published experimental results and field cases. Analysis of these results provides greater understanding of the interactions between corrosion inhibitors and other stimulation fluids. Observed trends can be useful for compatibility analysis and design of well stimulation treatments.

Comprehensive analysis of the literature revealed the most common problems with the application of corrosion inhibitors in acidizing treatments. It was found that performance of viscoelastic surfactants, polyacrylamide-based polymers, hydrate inhibitors, and hydrochloric acid can be negatively affected by corrosion inhibitors. Also, it was concluded that biocides, anionic surfactants, antisludging agents, mutual solvents and short chain alcohols reduce the effectiveness of corrosion inhibitors. Finally, it is clear that a low concentration of corrosion inhibitors results in damage of tubulars. However, excessive use of corrosion inhibitors can interfere with the reservoir rock and cause wettability changes. These compatibility issues may cause formation damage, obscure the acid reaction, and can lead to failure of an acidizing treatment.

This work summarizes the issues with use of corrosion inhibitors in well stimulation applications. Chemical components and

добавок, используемых при кислотной обработке в песчаниках и карбонатных породах.

Секция 13. Обмен знаниями на стендах V

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию о каждом исследовании. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Предотвращение загрязнения и коррозии во время фрезерования: опыт работы в отложениях Пермского нефтегазоносного бассейна

Танхэ Галиндо, GeoKimika Oil & Gas

В статье представлены результаты опытно-промышленных работ в Пермском бассейне, в ходе которых анализировались химические процессы и различные методы работ. Результаты демонстрируют, как внутрискважинные процессы и используемые химические реагенты либо их отсутствие могут повлиять на состояние оборудования и свести на нет эффект от химической обработки, которая проводится в ходе ГРП. В данном исследовании представлен анализ результатов испытаний пластовой воды, проведенных во время различных операций по фрезерованию. Также в исследовании рассматриваются вопросы использования установки КРС и установки ГНКТ, монтажа оборудования, использования воды и химических реагентов, а также различные проблемы, возникающие в ходе работ. Был выполнен анализ воды, используемой в нагнетательных скважинах, и жидкости, поступающей из скважины во время фрезерования. Также был выполнен анализ эффективности химической обработки с применением биоцидов.

В исследовании представлены результаты полевых работ в горизонтальных скважинах для двух добывающих компаний в Пермском бассейне. Операции по фрезерованию были выполнены с использованием бригады КРС либо флота ГНКТ. Результаты испытаний показывают влияние схемы расстановки оборудования и технологических процессов и на качество воды и эффективность используемых химических реагентов. Во всех операциях вода была загрязнена. При этом наибольшую степень загрязнения и наименьшую эффективность химических реагентов продемонстрировали работы с применением ГНКТ. В программу работ по обработке воды были внесены изменения, что позволило значительно повысить эффективность работ. Также в ходе работ была замечена потенциальная коррозия рабочей колонны из-за загрязнения воды. Кроме того, был выполнен анализ влияния изменений объема дозирования химических реагентов. Анализ проводился для определения степени улучшения операционных показателей, которое позволит снизить затраты на замену оборудования, снизить объемы чрезмерного использования реагентов и обеспечить защиту скважины от загрязнения из-за высокого уровня бактерий. В данном исследовании представлен комплексный анализ работ по фрезерованию, даны рекомендации по повышению эффективности применения

formulation of corrosion inhibitors are reviewed and summarized. This work reveals the scope of the problems associated with implementation of corrosion inhibitors and other additives used in acidizing of sandstone and carbonate reservoirs.

Session 13. Knowledge Sharing ePosters V

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Prevent Fouling and Corrosion During Mill-Out Operations: Permian Case Studies

Tanbee Galindo, GeoKimika Oil & Gas

Case studies of mill-out operations in the Permian Basin which evaluate chemical programs and processes used. Results show how existing processes and chemicals used or lack thereof, can affect equipment and undo the preventative chemical treatments used during the hydraulic fracturing process. The study looks at field water testing performed during various mill-out operations and considered workover rig vs coiled tubing, equipment set up, water & chemicals used, and operational challenges. Water analyses were completed on the injection water and returns at various intervals of the mill-out. Effectiveness of chemical treatment was also monitored when biocide was used.

Field case studies of horizontal wells for two operators in the Permian Basin are presented. Wells were milled-out utilizing workover rigs or coiled tubing units. Testing results show the impact of equipment setup and operations process on the water quality and efficiency of the chemicals used. Water fouling was prevalent in all cases, with coiled tubing jobs showing the highest degree of water contamination and chemical inefficiency. Changes in the water treatment program during operations showed significant improvement and sustainable results. Potential corrosion of the work string due to water fouling and water composition were also observed. The effects of changes to chemical dosages were also monitored. This was important because it identified operational improvements that can reduce equipment replacement costs, reduce chemical overuse and help protect wells from fouling due to high bacteria. These case study provides a

реагентов и описаны возможности продления срока службы эксплуатационной колонны.

Новый уровень перфорационных работ в субгоризонтальных газовых скважинах в условиях депрессии с использованием канатной техники и интеллектуальной технологии ГНКТ

Уильям Тапия, Ребекка Комли, Махмуд Гудайдон, Ники Ливингстон, Зафер Эркол, Schlumberger

Расположенное в Персидском заливе Северное месторождение Катара является крупнейшим газовым месторождением в мире с оценочными запасами свыше 25 триллионов кубометров извлекаемого газа, что составляет примерно 10% известных мировых запасов. При разработке этого месторождения сервисные компании сталкиваются с тяжелыми условиями для проведения работ по бурению и заканчиванию скважин. Исключительные трудности при проведении внутрискважинных работ побудили добывающие, производственные и сервисные компании разработать инновационные стратегии и создать систематическое технологическое сотрудничество для проведения работ на этом месторождении безопасным и эффективным образом.

В последнее время возникла необходимость в проведении перфорации и селективной стимуляции в двух новых субгоризонтальных скважинах с несколькими продуктивными интервалами. Учитывая факторы безопасности и эксплуатационную эффективность, а также необходимость спуска и извлечения инструментов под давлением, в качестве наиболее эффективного метода спуска компоновки перфораторов средней длины 183 м и типоразмера 73 мм за одну спуско-подъемную операцию была выбрана технология спуска на ГНКТ. Несмотря на то что данная технология успешно применяется в других регионах, неблагоприятные скважинные условия требуют специальных инструментов и внедрения инновационных методов, таких как спуск перфораторов на армированном канате диаметром 7,9 мм и ГНКТ диаметром 73 мм с системой оптоволоконной телеметрии для точной корреляции глубины, своевременной активации стреляющей головки перфоратора и подтверждения срабатывания.

В результате тщательного планирования и подготовки перфорация в двух скважинах была проведена под четким контролем, и каждая из применяемых технологий доказала свою эффективность. Благодаря применению армированного каната диаметром 7,9 мм длительность спуска компоновки перфораторов была сокращена не менее чем на 2 дня по сравнению с запланированным графиком работ, а коннекторы в сероводородостойком исполнении и стреляющая головка с активацией импульсом давления позволили избежать осложнений во время нахождения компоновки в скважине. Телеметрическая система ГНКТ, работающая в режиме реального времени, позволила получить точные данные о забойных условиях во время работы, что позволило уверенно контролировать процесс активации стреляющей головки, определить газовойдяной контакт в скважине, а также осуществить мониторинг реакции пласта, который исключил необходимость в ранее запланированных операциях по освоению азотом.

В статье описывается процесс выбора основных

comprehensive review of mill-out operations, which provides guidelines for improving chemical efficiency and potential of extending life of the work string.

Redefining Perforation in Sub-Horizontal Gas Wells in Underbalanced Conditions with Slickline Deployment and Smart Coiled Tubing

William Tapia, Rebecca Comley, Mahmoud Houdaidon, Nicky Livingstone, Zafer Erkol, Schlumberger

Located in the Arabian gulf, the Qatari North Field is the largest non-associated gas field worldwide with estimated reserves exceeding 900 trillion cubic feet of recoverable gas, or approximately 10% of the world's known reserves. Development of this field present tough conditions for all aspects of well drilling and completion activities. Particular challenges for performing well intervention, which have driven operators and manufacturing and service companies to develop innovative strategies and systematic technology collaboration for intervening these fields in a safe and efficient manner.

Recently, two new sub-horizontal wells with multiple reservoir zones needed to be perforated and selectively stimulated. Considering safety factors and operational efficiency, the insertion and retrieval under pressure system was identified as the best alternative to convey an average length of 600ft of 2 7/8-in. guns in single trips with coiled tubing (CT). Although this system has been successfully used in other regions, downhole adverse conditions required specific components and implementing innovative methods, including the use of 5/16-in. braided slickline for gun deployment, and 2 3/8-in. CT with fiber optic telemetry capability for accurate depth correlation, precise actuation of the firing head system and confirmation of gun detonation.

As result of a dedicated planning and preparation process, the two wells were perforated in controlled conditions and each of the applied technologies proved its value. The use of 5/16-in. braided slickline reduced the gun deployment time by at least 2 days from the planned schedule, and the H2S rated connectors and the pressure-pulse firing head gave the confidence to avoid any issues when the perforating assembly was downhole. In respect to the CT real-time telemetry system, this technology provided an exceptional indication of bottomhole conditions throughout the operation by enabling precise control of the firing head mechanism, identification of gas/water fluid contact in the well, and monitoring of formation response,

технологий для проведения перфорации на ГНКТ в двух субгоризонтальных скважинах на Северном месторождении Катара и план работ, разработанный для этих операций. Также в статье представлен накопленный опыт проведения перфорации на ГНКТ на Северном месторождении Катара, извлеченные уроки и выводы.

Обеспечение высокой точности при установке песчаной пробки для временной изоляции скважины с помощью интегрированной оптоволоконной системы передачи данных в режиме реального времени

Ванеса Вера, Карлос Торрес, Эдуардо Дельгадо, Карлос Пачеко, Halliburton; Моника Торрес, Джосью Игера, Equion

Закачка песка через гибкую трубу с мониторингом в режиме реального времени выполняется крайне редко из-за потенциальных рисков, связанных с целостностью кабеля. Поэтому успешная операция по установке песчаной пробки с помощью оптоволоконной системы мониторинга в режиме реального времени в сложных скважинных условиях имела большую значимость для повторного освоения скважины, позволив оптимизировать время и затраты.

Для изоляции скважины во время работ по повторному освоению используется несколько методов, однако экономически эффективным методом является установка песчаной пробки с помощью ГНКТ и интегрированной оптоволоконной системы мониторинга в режиме реального времени, которая необходима для точного контроля не только глубины установки песчаной пробки, но и объема песка. Без такой комплексной системы добывающей компании пришлось бы проводить дополнительные спуско-подъемные операции (СПО) с электрическим кабелем или ГНКТ для корреляции глубины, что привело бы к увеличению затрат и времени работ.

Интегрированная оптоволоконная система позволяет в режиме реального времени контролировать объем песчаной пробки, чтобы верхняя граница пробки была достаточной для изоляции продуктивного пласта и не засыпала направляющую воронку, что обеспечивает выполнение операции без дополнительных СПО и увеличения затрат.

Локаатор муфт позволяет измерять глубину песчаной пробки и исключить вероятность некорректного измерения глубины из-за таких факторов, как удлинение при растяжении трубы.

С помощью оптоволоконной интегрированной системы мониторинга в режиме реального времени через ГНКТ в скважину было закачено более трех тонн песка без потери связи с забойным инструментом и без нарушения целостности кабеля, которое могло бы привести к спутыванию кабеля из-за высокого трения и чрезмерного провисания внутри трубы.

Интегрированная оптоволоконная система мониторинга в реальном времени позволяет вывести операции по установке песчаных пробок на новый уровень, помогая избежать использования других установок и дополнительных СПО, особенно в случае запланированных работ по повторному освоению скважины в условиях ограниченной площади размещения

which eliminated the need for initially planned nitrogen lift operations.

This paper describes the selection process of the key technologies deployed for performing CT conveyed perforating operations in two sub-horizontal wells in Qatari North Field, and discusses the workflow developed for those interventions. It then presents case studies and lessons learned and provides conclusions from the experiences gained for performing CT conveyed perforating operations in North Field.

Real-Time Fiber-Optic Integrated System Allows Precision in a Surgical Sand Plug Settlement of a Temporary Well Isolation Operation

Vanesa Vera, Carlos Torres, Eduardo Delgado, Carlos Pacheco, Halliburton; Monica Torres, Josue Higuera Equion

Pumping sand through coiled tubing (CT) with real-time capabilities is not a common practice because of potential risks associated with cable integrity. A successful sand plug settling procedure supported by a real-time fiber-optic integrated system under critical well conditions was of high importance during a recompletion intervention, allowing optimization of time and costs.

Multiple methods are used to isolate a well during recompletion activities; nevertheless, a cost-effective method to divert involves setting sand plugs with CT and a real-time fiber-optic integrated system, which is essential to achieving precise settlement of the sand, not just for depth but also for volume of sand pumped. Without this complete system, the operator would need to make extra runs for correlations with electric line (e-line) or CT units, which increases both cost and operational time.

A real-time fiber-optic integrated system allows adjustment to the sand plug stages in real time to help ensure top of sand (TS) necessary to isolate the producer formation and keep out the wireline entry guide without additional runs and increased costs.

A casing collar locator (CCL) tool permitted the correlation depth to be measured in each tag, ensuring knowledge of where the sand was placed and helping prevent incorrect depths resulting from uncontrollable factors, such as elongation.

More than 6,500 lbm of sand was pumped through CT using a real-time fiber-optic integrated system without losing communication with the downhole tools and without affecting cable integrity, which could lead to bird nesting the cable because of high friction and excessive slack inside the pipe.

This real-time fiber-optic integrated

устьевого оборудования на рабочей площадке.

Цементирование для изоляции скважины в Кувейте с помощью установки для спуско-подъемных операций под давлением

Моханнад аль-Мохайлан, Картикейн Неллаяптан, Дипак Патил, Фахад аль-Кадхи, Махеш Сундераджжан, Кувейтская нефтяная компания; Басаварадж Кунчур, Хаддар Хусейн, Napesco Cementing

Компоновки заканчивания глубоких скважин в Кувейте соответствуют единому стандарту, и после испытания эти скважины переводятся в активы. Со временем в этих скважинах проводятся внутрискважинные работы. Может быть одна или несколько целей проведения работ: водоизоляционные работы, добавление нового интервала стимуляции, перфорация с применением пробок, проверка состояния труб либо геофизические исследования. На протяжении 20 лет эксплуатации в результате этих работ в скважинах остаются аварийные инструменты, в основном это ГНКТ либо кабель. Некоторые из скважин частично консервируются цементными пробками. В связи с этим на одной из скважин для проведения ловильных работ внутри НКТ была развернута установка для спуско-подъемных операций под давлением.

Ранее скважину невозможно было заглушить ни методом закачки в лоб, ни циркуляцией тяжелого раствора на ГНКТ. Так эта скважина была выбрана в качестве кандидата на применение установки для спуско-подъемных операций под давлением с целью промывки и установки цементной пробки. Операция впервые осуществлялась по постоянному контракту.

Комплекс работ включал в себя полную очистку всех мостовых пробок, которые, согласно имеющимся данным, могли находиться на глубине от 1280 м до максимальной глубины, доступной для рабочей колонны. По данным с предыдущих операций было установлено, что ранее скважина была заглушена закачкой раствора над забоем, что не является эффективной защитой от прорыва газа. Поэтому перед работой было проведено детальное планирование процесса установки цементной пробки внутри хвостовика, чтобы изолировать нижележащий участок открытого ствола.

Для корректного размещения цементного раствора в сложных условиях высоких температур и давлений были проведены масштабные лабораторные испытания и выполнено моделирование работы. В качестве агента для изоляции участка прорыва газа был использован раствор плотностью 1,98 кг/м³, низкой водоотдачей и подходящими реологическими свойствами. Кроме того, для предотвращения образования фильтрационной корки была использована альтернативная, специально разработанная буферная жидкость.

Цементная пробка была установлена в хвостовике диаметром 127 мм с помощью рабочей колонны диаметром всего 38,1 мм. При этом особое внимание уделялось предотвращению попадания цемента обратно в НКТ диаметром 88,9 мм, расположенную выше. Также для безопасного извлечения рабочей колонны было необходимо учитывать достаточно длительное время загустевания цемента. Скважина была успешно изолирована, что теперь позволит использовать установку

system begins a new generation of sand plug operations by helping prevent additional runs or having other units correlate, particularly if a recompletion activity is programmed and space accommodation is a challenge because of the workover unit.

Critical Cementing Application on a Snubbing Unit to Isolate Well in Kuwait

Mohammad Al-Mobailan, Karthikeyan Nellayappan, Dipak Patil, Fabad Al-Qadhi, Mahesh Sounderajjan, Kuwait Oil Company; Basavaraj Kunchur, Khaddar Hussain, Napesco Cementing

In deep wells in Kuwait, completions are fairly standardized which after flow testing are handed over to assets. In course of time, well interventions were done due to one or more of the following reasons – water shut off, addition of zone, plugged perforations, tubing check or production logging. In course of these Rigless interventions over a period of two decades wells have accumulated with fish primarily coiled tubing or wire line fish with some wells being partially plugged. In view of this, a snubbing unit with targeted capabilities to fish inside tubing was deployed.

Earlier, the well could not be killed either by bull heading or with heavy mud circulated by coiled tubing. Thus, the well was identified as a candidate to mobilize a snubbing unit to clean out and place a cement plug. The Snubbing operations itself was being performed for the first time under a regular contract.

The operations include a complete cleaning of all the bridges suspected from about 4200 ft to the deepest depth possible as per the availability of the work string tubulars. It was identified from previous records, this is likely to be an off bottom kill with mud and may not effectively prevent the gas seepage. Thus a detailed planning for a critical cement plug to be placed inside the liner to isolate the open hole from below was made.

Extensive laboratory testing and job modeling was conducted to ensure proper placement of the cement slurry in a challenging HP/HT environment. A 16.5 ppg Gas Block Slurry with low Fluid Loss and favorable rheological properties was utilized. Additionally, an alternative, customized engineered designed spacer was used to prevent the formation of a filter cake.

The cement plug was placed with only 1.5" ID workstring in a 5" liner while taking due care to prevent cement back into the 3 1/2" completion tubing above. Besides, care had to be taken to factor in a sufficiently long thickening time to enable pull out work string safely. The well was successfully secured and isolated and will now allow the utilization of a

капитального ремонта скважин для перевода скважины на другие горизонты.

Установка для спуско-подъемных операций под давлением доказала свою эффективность по изоляции участка прорыва газа и обеспечению нулевого давления на устье для мобилизации установки капитального ремонта скважин. В статье рассматриваются сложности, возникшие при проектировании, планировании и выполнении процедуры установки цементной пробки объемом 1,27 м³ для изоляции участка прорыва газа, из-за которого скважина была недоступной в течение последних трех лет.

В 2010 году во время заканчивания скважины на севере Кувейта постоянно возникали осложнения с прорывом газа. Для решения проблемы было проведено цементирование и обработка участка открытого ствола скважины. Однако приток со скважины не был получен. Также для изоляции интервала прорыва газа в скважину закачивался тяжелый раствор, что привело к образованию баритовых отложений, но давление в скважине оставалось на уровне 270 атм. Попытки заглушить скважину с помощью ГНКТ и тяжелого раствора не привели к успеху, поскольку спуск ГНКТ на максимальную глубину был невозможен из-за высоких циркуляционных давлений.

Секция 14. Обмен знаниями на электронных стендах VI

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию о каждом исследовании. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Дистанционный мониторинг и моделирование операций с ГНКТ в режиме реального времени

Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData; Карлос Торрес, Upstream Consulting; Бхарат Рао, BTechSoft

Персонал сервисных и добывающих компаний все чаще изъявляет желание осуществлять дистанционный мониторинг данных работ с применением ГНКТ. Очень часто заинтересованная сторона через интернет подключается к компьютеру регистрации данных на скважине, используя программное обеспечение, которое находится в свободном доступе. Это позволяет видеть то же изображение с компьютера, которое видит персонал на месте работ. Однако, онлайн-передача изображения с экрана требует быстрого и надежного интернет-соединения. При этом заинтересованная сторона не может осуществлять управление, поэтому работать с программным обеспечением может только персонал установки ГНКТ, который, соответственно, должен быть обучен этому наряду с другими обязанностями.

Другой подход, который был впервые реализован в 2015 году, заключается в потоковой передаче данных на удаленный веб-сервер небольшими пакетами данных и последующем восстановлении всего массива данных после получения. Затем данные могут быть просмотрены в режиме, близком к режиму реальному времени, любым уполномоченным лицом с браузером и подключением к интернету. Этот метод не требует высокой скорости

work over rig to recomplete the well.

The use of a Snubbing Unit has been proven effective to isolate the gas zone and ensure zero pressure on surface to enable mobilization of Workover rig. The paper discusses the challenges in design, planning and operations of placing a 8 bbl plug to stem the gas which made the well unapproachable for the last 3 years.

In 2010, a deep well in North Kuwait was facing continuous complications with gas cuts during completion operations. In order to secure the objectives of the well the open hole section was cemented and was stimulated in LM zone with no success in flow at surface. Additionally, heavy mud was pumped to control the gas influx, resulting in barite settlement but the well reflected pressure of 4000 psi. In order to subdue, attempts have been made to kill the well with CT and heavy mud which failed as CT could not be run to the deepest depth due to high circulating pressures.

Session 14. Knowledge Sharing ePosters VI

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Remote Monitoring and Modeling of Coiled Tubing Operations in Real Time

Paul Brown, Brian Gunby, CoilData LLC; Carlos Torres, Upstream Consulting LLC; Bharath Rao, BTechSoft

Service company and operator personnel increasingly wish to monitor coiled tubing (CT) operations from a remote location. Very often the interested party will connect to the data logging computer in the field via an internet connection using freely available commercial software, which allows them to view the computer screen as it appears to the personnel on location. However, streaming video in this manner requires a fast and reliable connection. It also leaves the viewer in a predominantly passive role, with the burden of running the software remaining with the personnel in the CT unit, who must therefore be trained to handle that task along with their other duties.

A different approach, first introduced to the CT industry in 2015, involves streaming the acquired job data to a remote web server in small packets, and reconstructing

передачи данных и работает даже при прерывистом соединении. Дальнейшим инновационным решением стала передача данных в реальном времени на один веб-сервер для одновременного проведения анализа напряженного состояния трубы и моделирования усталостного износа. При этом состояние трубы с диаграммами отображается в реальном времени в браузере. Корректировка модели и плана работ может производиться дистанционно, что позволит значительно сэкономить средства.

В это же время алгоритм следит за входящим потоком данных и запускает автоматические уведомления для персонала, который тоже следит за работой. Таким образом, заказчик может быть предупрежден о приближении ГНКТ к необходимой глубине, бурильщик – предупрежден о выходе из строя определенного датчика, а инженер может быть предупрежден об опасности превышения предельных значений нагрузок на трубу.

Эта онлайн-система широко использовалась в течение нескольких лет, позволяя транслировать полевые данные в объеме до 50 работ в сутки. В статье представлено сравнение результатов применения данной системы с традиционными методами. Описаны также ограничения и преимущества данного метода, в частности, проблемы с подключением к сети Интернет на месте работ, и представлены возможные решения.

Показано, что в результате перевода большей составляющей процесса контроля за работой за пределы устьевого площадки потребность в специалистах на месте работ уменьшается, что, в свою очередь, приводит к экономии средств. Кроме того, интеграция всего процесса работы, от планирования до выполнения, в единую онлайн-платформу, доступную для любой вовлеченной стороны независимо от географического расположения, предоставляет большие возможности для повышения эффективности.

Обнаружение утечек в скважине: внедрение нового инструмента для проведения шумометрии на кабеле

*Циншань Янь, Чжинсонг Чжао, Марвин Рурк,
GOWell International*

В данной статье представлено новое поколение инструмента для проведения шумометрии на кабеле. Данный прибор предназначен для обнаружения акустических/вибрационных воздействий в скважине, вызванных гидравлическим трением потока жидкости по стволу скважины. В рамках операций по обеспечению целостности скважин и операций по ликвидации скважин одной из основных областей применения этого прибора является обнаружение источников утечек в трубном и затрубном пространствах. Разработка инновационной матрицы датчиков, специальной конфигурации компоновки, а также трех новых методов обработки данных проводилась для обнаружения следующих типов сигналов:

- Слабые акустические сигналы (от -30 дБ до -60 дБ) – например, небольшие утечки в затрубном пространстве или внутри скелета породы пласта.
- Сильные акустические помехи от движения прибора во время каротажа в действующей скважине.
- Нестационарные и/или нелинейные искажения сигнала из-за изгибающих колебаний прибора.
- Сейсмический шум в скважине.

the complete data file on arrival. The data can then be viewed in near real-time by any authorized person with an internet connection and a browser. The method requires little bandwidth, and works even with an intermittent connection. In a further innovation, the live data is simultaneously fed into tubing forces analysis (TFA) and fatigue modeling software running on the same web server, with the resulting real-time pipe status displayed in the browser alongside the data charts. Adjustments to the models and job design can be made by a person observing the job remotely, rather than on location, with potential for significant cost savings.

At the same time, an algorithm monitors the incoming data stream for detectable events, and triggers automated notifications to personnel who are 'following' the job. In this manner an operator can be alerted when, for example, the CT approaches a target of interest; a technician can be warned that a sensor is failing; and an engineer can be alerted if the pipe limits are in danger of being exceeded.

This web-based system has been used extensively over a period of several years, with up to 50 jobs streaming on a typical day. Field examples will be presented illustrating this technology, and contrasted with conventional methods. Limitations as well as advantages will be discussed, in particular concerns about web connectivity at the wellsite, and possible solutions presented.

The case will be made that, by moving the majority of the job monitoring process offsite, the need for specialist expertise in the field is reduced, with associated cost savings. Furthermore, by integrating the entire job process, from planning to completion, into a single web-based platform accessible to any involved party regardless of geographic location, numerous possibilities for other efficiencies can be imagined and realized.

Downhole Leak Detection: Introducing A New Wireline Array Noise Tool

*Qinsban Yang, Jinsong Zhao, Marvin Rourke,
GOWell international, LLC*

This paper will introduce a new generation wireline Array Noise Tool (ANT). This tool is used to detect downhole acoustic/vibration activities originating from fluid-structure friction flow. One of main applications in Well Integrity (WI) and Plug & Abandonment (P&A) for ANT is to locate leak sources in well completions and tubulars. The innovative sensor matrix and system configuration together with three novel data processing methods are studied and developed to address the following primary challenges:

Инструмент может работать как в стационарном режиме, так и в режиме действующей скважины.

Матрица датчиков с широким диапазоном разработана для формирования различных массивов измерительной информации с использованием уникальной настраиваемой методики. В результате инструмент может одновременно обрабатывать абсолютные и дифференциальные акустические сигналы. Данная матрица датчиков позволяет повысить соотношение сигнал/шум на 20–30 дБ. Многомерный модуль машинного обучения с каскадным подключением к итерации кластеров использует полученные данные для отделения сигналов настоящей утечки от других нежелательных шумовых сигналов. После обработки данных для дальнейшего отделения характеристик распространения сигнала утечки от других шумов используется метод декомпозиции скоростей распространения акустических волн, который позволяет повысить соотношение сигнал/шум для определения утечки. В конце используется байесовский анализ вероятностей для определения глубин утечек с индексом достоверности, основанным на информации, содержащейся как в энергии сигнала, так и скорости сигнала. Использование этой методологии обработки данных позволяет повысить соотношение сигнал/шум с 15 до 20 дБ. Целью метода является устранение нежелательных акустических шумов, не связанных с утечками, с сохранением достаточной чувствительности для выявления незначительных утечек.

Данный инструмент нашел коммерческое применение в США, на Ближнем Востоке, в Восточной Азии и Латинской Америке. Эффективность инструмента была подтверждена с помощью моделирования, лабораторных испытаний и полевых каротажных данных. Примеры каротажных диаграмм демонстрируют коэффициент успешности выявления утечек свыше 95%. В статье описаны примеры проведения исследований в скважинах с несколькими кольцевыми пространствами, скважинах с низкими дебитами, а также в газовых скважинах.

Технология шумометрии на кабеле совместно с усовершенствованными методами обработки данных является новым решением для обнаружения источника утечек и мониторинга каналов утечек, что является важным прорывом для проведения операций по обеспечению целостности скважин, операций по ликвидации скважин и многих других задач.

Повышение эффективности фрезерования на ГНКТ с использованием технологии растворимых пробок

Диана Хутабарат, Oxy USA; Джон Рэй, Innovex Downhole Solutions; Чад Фрейзер, Эндрю Хейнс, Oxy USA

На месторождениях с нетрадиционными запасами для заканчивания большинства горизонтальных скважин применяется метод Plug & Perf с использованием пробок ГРП для изоляции интервалов. Как правило, после ГРП пробки фрезеруются с помощью гибкой трубы для последующей эксплуатации всех интервалов. Эта операция может быть дорогостоящей и создавать дополнительные риски. Ключевыми факторами высокой эффективности фрезерования является легкоразбуриваемый материал пробок ГРП и эффективность вымыва разбуриваемых частиц. Последние достижения в области технологий

- Tiny acoustic leakage signals (–30dB to –60dB), for example, the minor leaks behind pipes or even inside the formation matrix;
- Strong road-noise acoustic signal contamination from tool motion while dynamic logging;
- Nonstationary and/or nonlinear signal distortions because of tool flexural vibrations;
- Downhole seismic noise.

The tool can be operated both in stationary logging and in dynamic logging.

The wide-band sensor matrix is designed with a unique configurable technique to form different measurement arrays. As a result, the tool can simultaneously acquire absolute and differential acoustic signals. By using this sensor matrix we are able to improve Signal-to-Noise Ratio (SNR) by up to 20 to 30 dB. From the acquired data, we employ a multi-dimensional machine learning (ML) classification module, cascaded with cluster iteration to separate real leak signatures from other unwanted noise signals. After a data conditioning process, the wave velocity-domain decomposition method is utilized to further distinguish the leak signal propagation characteristics against other noise propagations to enhance overall SNR for leak detectability. Lastly we use a Bayesian likelihood analysis to identify the leak depth locations with a confidence index based on the information contained in both signal energy and signal velocity. We are able to achieve 15dB to 20dB SNR improvement from this data processing methodology. The system design goal is to eliminate unwanted acoustic noise that is not associated with leaks, while maintaining sufficient sensitivity to pick up minor leaks.

The tool has been logged commercially in the US, Middle East, East Asia, and Latin America. The tool performance has been validated through simulation, lab tests, and field logs. Field logging examples are demonstrating a leak detection success rate above 95%. Field cases include multi-annulus, low flow rate, and gas well field examples. Field results will be presented in this paper.

ANT instrument technology and the associated advanced processing methods are a new solution for detecting the leak source locations and monitor leak paths, especially, in Well Integrity (WI), Plug and Abandonment (P&A), and many other well applications.

Coil Tubing Drillout Efficiency Gains Utilizing Dissolvable Plug Technology

Diana Hutabarat, Oxy USA; John Ray, Innovex Downhole Solutions; Chad Frazier, Andrew Haines, Oxy USA

ГРП с растворимыми пробками привели к снижению объемов фрезерования или полному исключению необходимости фрезерования, а также к снижению затрат на внутрискважинные работы с применением ГНКТ. В данной статье рассматривается эффективность технологии растворимых пробок и ее влияние на операции по фрезерованию.

В статье представлен анализ применения растворимых пробок ГРП в горизонтальных скважинах по нескольким критериям. Можно ли фрезеровать растворимые пробки, если они растворились не полностью? Растворяется ли пробка полностью, оставляя полнопроходной диаметр? Приводит ли применение технологии растворимых пробок в горизонтальных скважинах к экономии времени и затрат по сравнению с традиционной технологией композитных пробок? Для сравнения технологий растворимых и композитных пробок были выбраны две скважины с одинаковым количеством стадий ГРП и одинаковой длиной горизонтального участка. В одной скважине использовались композитные пробки по всей длине горизонтального участка, во второй скважине использовались только растворимые пробки. В обеих скважинах фрезерование проводилось на ГНКТ с одинаковой конструкцией компоновки низа колонны. После фрезерования было проведено сравнение длительности операций с целью определения степени экономии времени и затрат.

Результаты испытаний показали, что растворимые пробки сокращают время разбуривания каждой пробки и необходимое количество операций с ГНКТ. При проведении промывки на ГНКТ было зафиксировано значительное снижение затрат и повышение эффективности за счет рекордно высокой скорости проходки с поверхности до забоя, а также за счет быстрого ввода скважин в эксплуатацию. В скважине с растворимыми пробками были полностью исключены спуски инструментов на неполную глубину, сокращено время промывки, а также снижен объем гелей и агентов для промывки. Использование растворимых пробок также позволило сократить время на спуск компоновки в интервалах между пробками.

Таким образом, стоимость операций с ГНКТ напрямую зависит от метода технологии Plug & Perf. Раньше технология ГРП с пробками подразумевала длительное разбуривание, поэтому большинство достижений в разработке растворимых пробок направлено на снижение стоимости операций с ГНКТ. Усовершенствование конструкции растворимых пробок дает возможность сократить время разбуривания или полностью исключить необходимость в разбуривании. Можно предположить, что еще большим преимуществом будет возможность проектирования более горизонтальных участков, которые не будут ограничены глубиной дохождения гибкой трубы.

Успешная установка многосекционной хромированной ГНКТ большого диаметра в качестве лифтовой колонны в скважинах с высоким содержанием углекислого газа в Боливии

Джованни А. Эрнандес, Хосе Р. Орtiz, Луис Ф. Антелло, Halliburton

Проведение внутрискважинных работ в удаленных и труднодоступных регионах с использованием оборудования ГНКТ большой длины и диаметра зачастую

In unconventional plays, the majority of horizontal well completions employ Plug and Perf methods using frac plugs to isolate multistage stimulation treatments. The post-stimulation operation typically consists of drilling out the plugs with coil tubing and commingling all frac stages. This operation can be costly and adds risk to the completion. Frac plug drill-ability and debris mitigation is a key factor in drill out efficiency. Recent advancements of dissolvable frac plug technologies have reduced or eliminated drill-outs and the cost of coil tubing intervention. This paper examines the effectiveness of dissolvable plug technology and its effect on drill-out operations.

The implementation of dissolvable frac plugs in full laterals was evaluated by several measures. Can the dissolvable plugs be milled if not fully dissolved? Does the dissolvable plug completely dissolve leaving a clean wellbore? Is there a time and cost benefit of cleaning a wellbore with 100% dissolvable plugs versus of a conventional, composite plug lateral? In an effort to evaluate dissolvables versus conventional composites, two trial wells were selected with the same stage count and lateral length. In one wellbore composite plugs were utilized throughout the entire lateral; in the second well, only dissolvable plugs were used. Both wells were drilled out using coiled tubing and the same BHA configuration. After the drill-outs, the total time in the well was compared to determine a time and cost savings.

The result of the trial proved that dissolvable plugs reduced drill-out times for each plug and reduced the total amount of coil tubing operations needed. A notable cost reduction and efficiencies were observed for the coil tubing clean out operation due to high record-footage drill-out from surface to TD (Total Depth), and an efficiency gain during execution to bring the wells on to production. The dissolvable trial well showed the ability to eliminate short trips and minimize pumping sweeps, gels, and chemicals to clean out the hole. Use of the dissolvable plugs also resulted in quicker run-in hole times between each plug.

Coil tubing intervention is a legacy cost of Plug and Perf completions. Early frac plug technology required extensive drillout, and many plug design innovations have been directed at reducing the coil tubing cost. The advancement of dissolvable plugs presents the opportunity to reduce or eliminate drillout intervention. Perhaps an even greater benefit will be enabling the design of longer lateral completions that are not constrained by the limited reach of coil tubing.

требует крупных инвестиций. Использование гибких труб большого диаметра может привести к осложнениям во время погрузо-разгрузочных работ и транспортировки. Одним из вариантов решения этих проблем является доставка коротких участков ГНКТ на рабочую площадку и соединение двух или более секций на месте. В данной статье предложена альтернатива как для операций на море, где грузоподъемность крана ограничена, так и для операций на суше в удаленных районах, где перевозка тяжелых грузов может быть затруднена.

Традиционные методы соединения гибких труб включают в себя орбитальную сварку и использование механических коннекторов (Ehtesham 2008). Эти методы могут применяться либо в контролируемых условиях, либо в случае, когда секции ГНКТ имеют малый диаметр или длину, что позволяет разместить их на одном барабане и распределить вес. Однако эти методы имеют определенные недостатки. Орбитальную сварку могут проводить только квалифицированные технические специалисты. При этом необходима дополнительная инспекция сварного шва на месте, что увеличивает время и стоимость работ. Кроме того, сварочные работы могут быть запрещены в зависимости от условий на рабочей площадке. Также сварные швы приводят к формированию участков ГНКТ с низкой износостойкостью, снижая тем самым потенциальный срок службы трубы. В таких условиях целесообразным решением являются коннекторы с возможностью намотки на барабан, которые позволяют оперативно соединять гибкие трубы при условии, что барабан рассчитан на вес и длину соединенной трубы. На некоторых площадках ограничения по весу и рабочей площади требуют применения либо барабанов малой емкости, либо гибких труб, соединяемых во время операции. Однако использование коннекторов с возможностью намотки на барабан в таких условиях не всегда возможно. В данной статье представлен новый метод соединения ГНКТ на рабочей площадке.

Исследование проводилось с целью изучения технической осуществимости механического соединения двух колонн гибких труб для проектов с использованием лифтовых колонн. В число основных целей входит задача соединения колонн ГНКТ над устьем скважины в условиях действующей скважины с учетом ограничений по емкости барабанов. Исследование включает в себя разработку инструмента для механического соединения гибких труб, проектирование конструкции ГНКТ, а также подбор подвески ГНКТ и устьевого оборудования. Также в статье описаны проведенные испытания, процесс моделирования механических напряжений на ГНКТ и процедура работ по соединению труб.

В статье представлен опыт проведения работ, извлеченные уроки и основные факторы, которые необходимо принимать во внимание при соединении нескольких секций гибкой трубы одного или разных диаметров и толщин стенок. Выполнение этих работ с помощью оборудования ГНКТ является экономически эффективным альтернативным решением по сравнению с использованием оборудования для капитального ремонта скважин и труб с резьбовым соединением. Данное исследование наглядно показывает, как сотрудничество с добывающей компанией позволило провести кампанию по установке пяти лифтовых колонн в Боливии.

Successful Campaign to Install Multi-Sectional Large Diameter Chrome CT Velocity Strings in High CO₂ Wells in Bolivia

Jovanny A. Hernandez, Jose R. Ortiz, Luis F. Antelo, Halliburton

Well intervention projects performed in remote and difficult-to-access areas using coiled tubing (CT) equipment and strings with long lengths and large diameters sometimes represent high investment projects. The use of heavy CT strings can lead to complications during lifting and transport operations. One alternative to address these issues is to transport short sections of CT to the wellsite, then connect two or more CT strings onsite. This paper provides an alternative for offshore operations where crane load capabilities are limited and for land operations in remote locations where heavy loads can compromise transportation.

Conventional methods of joining CT strings are available, such as orbital welding and the use of mechanical connectors (Ehtesham 2008). These methods can be applied under controlled conditions or when the CT strings are of small diameters or lengths that enable them to fit on a single spool and the resulting weight can be accommodated. However, these methods present some shortfalls. Orbital welding requires access to qualified technicians and additional verification of the weld on site, adding time and cost to operations. Welding may also be prohibited based on wellsite conditions. Additionally, welds create de-rated sections on the tubing, reducing the potential run life of the string. Spoolable connectors are a viable option where the two strings may be joined off critical path and when the work reel is capable of holding the combined strings. Some operations must be performed using smaller work reels to accommodate the work area, or involve strings being joined during the operation, which are not ideal situations for spoolable unions. The option presented in this paper provides a new method for joining strings on the fly.

The study was performed to explore the technical feasibility of mechanically joining two CT strings for velocity string (VS) projects. Challenges include making the union of these strings above the wellhead under live well conditions and the load capacity limit of the reels. The study includes design of mechanical joining tools, design of the CT strings, selection of CT hanger tools, and surface equipment. These points also include testing, mechanical stress simulations of the CT, and the procedure used to join the strings.

This paper shows the best operational practices, lessons learned, and field

Секция 15. Обмен знаниями на электронных стендах VII

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию о каждом исследовании. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Испытание полимерного гелеобразующего агента, чувствительного к pH, для ликвидации утечек в стволе скважины

Шаян Тавассоли, Мохаммадреза Шафийи, Техасский университет в Остине; Кристиан Минниг, Swisstopo; Джослин Гизигер, Урсула Рёсли, Solexperts; Джеймс Паттерсон, ETHZ; Тьерри Теурилла, Swisstopo; Лукас Меджия, Техасский университет в Остине; Харви Гудман, Chevron ETC; Тони Эспи, BP; Мэтью Бальхофф, Техасский университет в Остине

Целостность ствола скважины является важным вопросом в области добычи нефти и газа и хранения углекислого газа. Успешное подземное осаждение различных флюидов, таких как углекислый газ, зависит от герметичности подземных резервуаров. На объектах хранения углекислого газа в действующих нагнетательных и ранее пробуренных скважинах могут возникнуть утечки из-за высокого избыточного давления, механического/химического разрушения и/или некачественного цемента. Это приводит к потере герметичности объекта хранения газа. Стандартные методы капитального ремонта не способны обеспечить герметичность скважин с утечками по микроразрыву между обсадной колонной и цементным камнем или по трещинам в цементе размером в несколько микрон. В рамках эксперимента в Монтерри в Швейцарии были проведены испытания нового полимерного гелеобразующего агента, который первоначально был разработан для изоляции призабойной зоны, с целью оценки его характеристик для вышеупомянутой области применения.

Полимерный гелеобразующий агент был закачан с целью ликвидации утечек в стволе скважины, пробуренной в глинистых отложениях Opalinus Clay. Эффективность применения чувствительного к показателю pH геля для герметизации трещин в цементе была ранее подтверждена лабораторными экспериментами по исследованию керна (Ho и др., 2016; Tavassoli и др., 2018). Загустевание чувствительных к pH микрогелей происходит после нейтрализации при контакте со щелочным цементом. При этом происходит набухание геля и повышение предела текучести, что позволяет использовать гель для изоляции утечек. Предварительная подготовка ствола скважины осуществлялась с помощью нескольких циклов нагревания-охлаждения с целью вызова утечек в обсадной колонне и цементном камне. Каналами для утечек является совокупность трещин в цементе и микроразрыве между обсадной колонной и цементным камнем. Точное происхождение этих каналов можно установить путем анализа образцов керна в конце эксперимента. Для изоляции интервалов утечек использовался полимер полиакриловой кислоты. Процесс состоял из трех этапов:

considerations when joining multiple CT string sections of the same or different diameters and wall thickness. Performing those jobs with CT equipment provides a low-cost alternative solution to the use of workover equipment and threaded pipe. This study demonstrates the collaboration performed with an operator to develop a campaign solution for five velocity string jobs in Bolivia.

Session 15. Knowledge Sharing ePosters VII

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Pilot Case Study of Wellbore Leakage Mitigation using pH-Triggered Polymer Gelant

Sbayan Tavassoli, Mohammadreza Shafiei, The University of Texas at Austin; Christian Minnig, swisstopo; Jocelyn Gisiger, Ursula Rösli, Solexperts; James Patterson, ETHZ; Thierry Theurillat, swisstopo; Lucas Mejia, The University of Texas at Austin; Harvey Goodman, Chevron ETC; Tony Espie, BP; Matthew Balboff, The University of Texas at Austin

Wellbore integrity is a critical subject in oil and gas production, and CO₂ storage. Successful subsurface deposition of various fluids, such as CO₂, depends on the integrity of the storage site. In a storage site, injection wells and pre-existing wells might leak due to over-pressurization, mechanical/chemical degradation, and/or a poor cement job, thus reducing the sealing capacity of the site. Wells that leak due to microannuli or cement fractures on the order of microns are difficult to seal with typical workover techniques. We tested a novel polymer gelant, originally developed for near borehole isolation, in a pilot experiment at Mont Terri, Switzerland to evaluate its performance in the aforementioned scenario.

The polymer gel sealant was injected to seal a leaky wellbore drilled in the Opalinus Clay as a pilot test. The success of the pH-triggered polymer gel (sealant) in sealing cement fractures was previously demonstrated in laboratory coreflood experiments (Ho et al. 2016, Tavassoli et al. 2018). pH-sensitive microgels viscosify upon neutralization in contact with alkaline cement to become highly swollen gels with substantial yield stress

1) закачка хелатообразующего агента для предварительной промывки с целью обеспечения благоприятных условий для полимерного геля, 2) закачка раствора полимера и 3) закрытие скважины для образования полимерного геля. Затем был произведен анализ краткосрочной/долгосрочной эффективности геля на способность удержания закачиваемых жидкостей (пластовая вода и углекислый газ).

В ходе испытаний новый состав позволил успешно изолировать микроканалы утечек. С целью анализа эффективности состава в скважину были закачаны пластовая вода и углекислый газ для создания дифференциального давления на полимерный гель. Давление и расход закачки пластовой воды и углекислого газа на каждый интервал контролировались как во время закачки, так и после закачки. Результаты испытаний затем сравнивались с результатами такой же закачки в скважину без изолирующего агента.

Было проведено несколько кратковременных (4 мин) испытаний закачкой пластовой воды с постоянным расходом при различных значениях давления. При этом значительного расхода закачки не наблюдалось (расходы не превышали 0,3 мл/мин). Результаты показывают более чем десятикратное снижение расхода закачки по сравнению со скважиной без изолирующего агента. Полимерный гель продемонстрировал высокие показатели сжимаемости в начале кратковременных испытаний. Во время долгосрочных испытаний (1 неделя) расход закачки после гелеобразования был еще меньше (около 0,15 мл/мин). Испытание закачкой углекислого газа показало снижение давления только на 3 бар по прошествии ночи после закачки по сравнению с резкой потерей давления в скважине без полимерного геля. Изолирующий агент продемонстрировал хорошие эксплуатационные характеристики даже после закачки углекислого газа с высокой диффузивностью и кислотностью.

Первое испытание нового изолирующего агента доказало его способность ликвидировать утечки в стволе скважины через трещины в цементе или микрозазор между обсадной колонной и цементом. Другие методы ликвидации утечек крайне редко приводят к успешному результату. Герметичность скважины была успешно испытана в высокощелочной среде с пластовой водой в контакте с цементом. Испытания позволили достигнуть отличных результатов. Дальнейший анализ будет проводиться после отбора образцов керна и образцов цемента в затрубном пространстве. Результаты данного эксперимента могут применяться для изучения сложного характера взаимодействия цемента и ствола скважины и корректировки процесса ликвидации утечек для поддержания динамической геохимической среды в стволе скважины.

Инновационный подход: новая рабочая жидкость значительно повышает эффективность операций с ГНКТ в нефтегазоносном бассейне Уиллистон

Майк Редберн, Newpark Drilling Fluids; Коул Серносек, Джордж Нортон, Occidental Petroleum

Успешная разработка нефтегазовых месторождений зависит от применяемых технологий. Применение технологий, использующих данные, повышает эффективность бурения скважин с большим отходом от

that can block fluid flow. The leaky wellbore setup was prepared by heating-cooling cycles to induce leakage pathways in the cased and cemented wellbore. The leakage pathways are a combination of fractures in the cement and microannuli at the cement-formation interface. The exact nature of these leakage pathways can be determined by over-coring at the end of the experiment life. We used polyacrylic acid polymer (sealant) to seal these intervals. The process comprises of three stages: (1) injection of a chelating agent as the preflush to ensure a favorable environment for the polymer gel, (2) injection of polymer solution, and (3) shut-in for the polymer gelation. Then, we evaluated the short-/long-term performance of the sealant in withholding the injected fluids (formation brine and CO₂ gas).

The novel sealant was successfully deployed to seal the small aperture pathways of the borehole at the pilot test. We conducted performance tests using formation brine and CO₂ gas to put differential pressure on the polymer gel seal. Pressure and flow rate at the specific interval were monitored during and after injection of brine and CO₂. Results of performance tests after polymer injection were compared against those in the absence of the sealant.

Several short-term (4 min) constant-pressure tests at different pressure levels were performed using formation brine, and no significant injection flow rate (rates were below 0.3 ml/min) was observed. The result shows more than a ten-fold drop in the injection rate compared to the case without the sealant. The polymer gel showed compressible behavior at the beginning of the short-term performance tests. Our long-term (1-week) test shows even less injectivity (~0.15 ml/min) after polymer gelation. The CO₂ performance test shows only 3 bar pressure dissipation overnight after injection compared to abrupt loss of CO₂ pressure in the absence of polymer gel. Sealant shows good performance even in the presence of CO₂ gas with high diffusivity and acidity.

Pilot test of our novel sealant proves its competency to mitigate wellbore leakage through fractured cement or debonded microannuli, where other remedy techniques are seldom effective. The effectiveness of the sealing process was successfully tested in the high-alkaline wellbore environment of formation brine in contact with cement. The results to date are encouraging and will be further analyzed once over-coring of the wellbore containing the cemented annulus occurs. The results are useful to understand the complexities of cement/wellbore interface and adjust the sealant/process to sustain the

вертикали. Бурение скважин такого профиля выполняется в связи с очень низкой проницаемостью коллектора и наличием естественных вертикальных трещин в бассейне Уиллистона, который представлен в основном малопроницаемыми коллекторами с относительно высоким поровым давлением. В статье описано усовершенствование и внедрение новой добавки для операций по фрезерованию и промывке на ГНКТ. Ранее эта добавка применялась при бурении скважин.

Операции с ГНКТ в сложных скважинных условиях требуют применения эффективных рабочих жидкостей. Новая добавка использовалась для повышения смазывающей способности и снижения трения «металл – металл». Для выполнения работы потребовалось несколько спуско-подъемных операций и несколько спусков на неполную глубину из-за повышенных скручивающих и осевых нагрузок.

Новая добавка на водной основе, используемая в различных концентрациях, позволяет максимизировать производительность, снизить необходимость в большом количестве спуско-подъемных операций и увеличить срок службы забойного инструмента. В данной статье рассматривается этап планирования, который включает в себя моделирование работы, подбор оборудования, определение коэффициентов трения. Также в статье описаны сложности, возникающие при использовании добавки в операциях с ГНКТ. Было замечено сокращение общей длительности работ и времени работы без углубления забоя по сравнению с традиционными методами. В статье описано применение добавки в бассейне Уиллистон, а также извлеченные уроки при применении добавки в Пермском бассейне.

Ультразвуковые инструменты с фазированной решеткой обеспечивают точное измерение геометрически сложных элементов скважин, таких как посадочные ниппели, а также верификацию критически важных измерений

Дункан Труп, Archer

Многие элементы, используемые в компоновках заканчивания, являются геометрически сложными элементами с жесткими допусками при производстве. Точное измерение размеров внутреннего профиля этих элементов в скважине с помощью таких механических средств, как скважинный профиломер, невозможно из-за резких изменений внутреннего диаметра, которые не позволяют обеспечить надлежащий контакт рычагов профиломера с исследуемой поверхностью. В данной статье рассматривается применение высокоточного ультразвукового инструмента, позволяющего проводить точные измерения без физического контакта. Также в статье подробно описан опыт измерения профиля посадочного ниппеля.

Механические профиломеры рычажного типа не могут измерять внутренний диаметр, если они физически не соприкасаются с поверхностью, а постоянное соприкосновение обеспечить невозможно. Альтернативой физическим измерениям является технология отражения пучка акустических волн от поверхности исследуемого элемента и вычисление внутреннего диаметра по скорости звука скважинной жидкости. Использование

dynamic geochemical environment of the wellbore.

A Novel Approach: Williston Basin Coil Tubing Fluid Shows Significant Process Improvement

Mike Redburn, Newpark Drilling Fluids; Cole Cernosek, George Norton, Occidental Petroleum

The successful development of an oil and gas field relies upon the application of technology. Utilizing data-driven results improves drilling efficiency in extended-reach wells. Horizontal drilling of these wells is necessary for oil recovery due to the very low permeability of the reservoir and the presence of natural vertical fractures found in the Williston Basin. The reservoirs within the Williston Basin are generally tight with a relatively high pore pressure. A novel additive used during the drilling phase of the well was implemented and improved for coil tubing milling and cleanout procedure.

Coil tubing application requires the use of robust fluid products due to the demanding environment. The novel additive was used to increase the lubricity improving friction on metal to metal contact where excess torque and drag led to the use of multiple tool runs and several short trips to decrease the drag forces.

Novel water-based drilling fluid enhancer used in varying concentrations maximizes the performance, reducing the need for excessive short trips and an increase in tool life. This paper will highlight the planning phase for the engineering design, the equipment used, friction factor matching, and the challenges encountered using the additive during coil tubing applications. Operators have seen noticeable reductions in days reducing the amount of flat time with prior conventional application. The application case history shows introduction in the Williston Basin and lessons learned when introduced into the Permian.

Phased Array Ultrasonic Tools Provide Precise Measurement of Geometrically Complex Components Such as Nipple Profiles Downhole, Confirming Safety Critical Dimensions

Duncan Troup, Archer

Many components used in completions are geometrically complex and machined to tight tolerances. Precisely measuring the internal profile dimensions of these items after installation is impossible using mechanical means such as calipers due to the sharp ID changes precluding good finger contact. This paper will discuss the use of a precision ultrasonic tool that allows accurate measurements to be taken without physical

методов формирования направленного сигнала с помощью нескольких ультразвуковых излучателей позволяет сфокусировать звук с высокой точностью и высоким разрешением. В конструкцию ультразвукового инструмента входят 288 расположенных по окружности датчиков с фазовой решеткой, которые позволяют измерить точный внутренний диаметр даже самых сложных профилей.

Посадочный nipple предназначен для установки устройств регулирования притока в компоновке заканчивания и включает в себя уплотнительный узел и замковый профиль. В процессе производства посадочного nipple размеры этих поверхностей контролируются с высокой точностью, поскольку устройство, которое необходимо установить в nipple, например клапан-отсекатель, должно идеально заходить в профиль, чтобы обеспечить герметизацию трубного пространства и надежную фиксацию. Например, повреждение или размытие замкового профиля может привести к выходу клапана-отсекателя из посадочного nipple. Массив из 288 датчиков ультразвукового инструмента обеспечивает расстояние между точками измерений $1,25^\circ$ по окружности, что гарантирует обнаружение даже небольших дефектов. После лабораторных испытаний посадочного nipple для проверки работы инструмента в контролируемых условиях было проверено несколько работ по инспекции посадочных nipple на месторождении, где по имеющимся данным скважинное оборудование было подвержено эрозии. Инструмент смог точно отобразить замковый профиль сложной конструкции и измерить размеры каждого nipple с точностью до сотых долей дюйма, что позволило добывающей компании убедиться в правильном выборе nipple для установки клапанов-отсекателей.

Уникальные свойства сфокусированного ультразвука позволяют измерять и отображать профили внутрискважинного оборудования даже самой сложной конструкции. Показания 288 расположенных по окружности датчиков позволяют обеспечить измерение высокого разрешения с точностью до доли миллиметра, что повышает вероятность подбора эффективного решения той или иной проблемы вместо того, чтобы прибегать к дорогостоящей замене компоновки заканчивания.

Полностью управляемая, спускаемая на кабеле компоновка электромеханического инструмента переключения высокой мощности с большим коэффициентом расширения

Томас Маучьен, Брендон Криста, Аманда Оливьо, Райан Вандер Пууртен, Тодор Шейретов, Schlumberger

В докладе представлен переключающий инструмент типоразмера 53,9 мм с новыми электромеханическими механизмами переключения и якорения с инновационной конструкцией соединения компонентов. Инструмент может проходить через сужения колонны 55,9 мм и использоваться в обсадных трубах с внутренним диаметром до 127 мм. Модуль якоря выдерживает нагрузку 26,8 т на протяжении всего цикла открытия, а инструмент переключения обеспечивает передачу осевого усилия открытия/закрытия 7,1 т на гидравлический рычаг.

contact, and to detail a case study of inspecting a landing nipple profile.

Mechanical finger type caliper devices cannot measure internal diameters unless physically in contact with the surface and this is not possible at all times. An alternative to physical measurement is to reflect a projected beam of acoustic energy from the target and, knowing the speed of sound of the well fluid, calculate an ID measurement. Using a number of ultrasonic transducers allows beamforming techniques to precisely focus the sound to produce good resolution. The ultrasound tool uses a circumferentially arranged band of 288 sensors that operate in a phased array to determine accurate ID of even very complex profiles.

A landing nipple is a component that is designed for the installation of flow control devices in a well completion and comprises a seal area and a lock profile. The dimensions of these faces are very precisely controlled during manufacture because the device being installed, such a safety valve, must fit perfectly in order to provide a seal and mechanical attachment. If the lock profile, for example, becomes damaged or eroded then there is a chance of the safety valve being ejected from the nipple. The 288 transducer array of the ultrasound tool provides a circumferential spacing of 1.25° between measurements; ensuring even small defects can be detected. Following a laboratory test of a representative landing nipple under controlled conditions to verify the tool performance, a number of landing nipples were inspected in a field where erosion was suspected. The tool was able to accurately map the complex locking profile and to measure the dimensions to within a hundredth of an inch in each case, giving the operator confidence that the correct locks were being used to install the safety valves.

The unique properties of focused ultrasound allow the mapping and verification of even complex machined components while they are still downhole. With 288 circumferential readings, high resolution measurements are possible to an accuracy of a fraction of a millimetre raising the possibility of engineering a solution to a given problem rather than resorting to the expensive option of replacing the completion.

Wireline Electromechanical Shifting Tool with Large Expansion Ratio and Fully Controllable High-Force Capability

Thomas Mauchien, Brandon Christa, Amanda Olivio, Ryan Vander Poorten, Todor Sheiretov, Schlumberger

New electromechanical anchoring and shifting mechanisms for a 2 1/8-in. wireline

Спускаемые на кабеле инструменты переключения применяются для управления сдвижными муфтами ГРП, извлечения пробок, проведения ловильных работ и других операций, требующих большого осевого усилия. Такие инструменты находят все более широкое применение благодаря возможности передавать на забой усилие, сопоставимое с усилием, передаваемым при спуске на трубах. Кроме того, инструмент обеспечивает легкое управление компоновкой и мониторинг забойных данных в режиме реального времени. В некоторых случаях при спуске инструмента на необходимый участок обсадной колонны большого диаметра необходимо сначала пройти через сужение колонны, после чего инструмент должен расширяться до большого диаметра. Этот показатель называется коэффициентом расширения. Однако увеличение коэффициента расширения приводит к снижению величины передаваемого осевого усилия. Новая конструкция модулей якорения и переключения обеспечивает высокий коэффициент расширения, сохраняя при этом способность передавать большое осевое усилие.

В докладе представлены технические решения многочисленных проблем, возникающих при проектировании конструкции спускаемой на кабеле компоновки, которая включает модуль якорения, модуль линейного привода и инструмент для переключения. Модуль якорения позволяет выдерживать постоянную радиальную нагрузку независимо от диаметра ствола скважины. Как и любое другое внутрискважинное оборудование, инструмент переключения должен отвечать следующим условиям: спуск без прихватов, безотказная эксплуатация и возможность полной деактивации рычагов до величины наружного диаметра инструмента в случае потери мощности даже в условиях большого скопления шлама. Кроме того, необходимо сохранить целостность колонны, в которую устанавливается якорь. На усилие якорения не должно влиять толкающее/тяговое усилие модуля линейного привода. Для восприятия больших изгибающих нагрузок, которые могут возникать под действием осевых нагрузок, якорная система должна быть оборудована центратором. Якорь и инструмент переключения должны обладать характеристиками, обеспечивающими надежное извлечение из скважины даже при наличии ограничений в стволе. В компоновке должны быть датчики осевого усилия и усилия открытия, а также система передачи забойных данных в режиме реального времени. Встроенное программное обеспечение позволяет системе реагировать на показания датчиков в диапазоне сотен миллисекунд для эффективного и высокоточного управления инструментом. В статье представлены примеры применения инструмента для решения различных задач.

Новые разработки, представленные в данной статье, позволяют расширить область применения механических инструментов, спускаемых на кабеле, в скважинах, где спуск такого оборудования ранее был невозможен. Более широкое применение инструментов, спускаемых на кабеле, приведет к сокращению длительности работ и повышению эффективности и надежности операций доставки приборов с помощью менее затратного метода спуска на кабеле. ☉

shifting tool employ innovative linkage designs to enable passage through 2.2-in.-diameter restrictions and deployment in casings up to 5.0-in. inner diameter. The anchoring system delivers 60,000-lbf force through the entire opening range, and the tool provides more than 16,000 lbf of linear actuation force to the pressure-activated shifter.

Using wireline shifting tools for sliding sleeves, pulling plugs, fishing, and other operations requiring high axial forces is becoming more common because the tools generate forces comparable with surface-controlled pipe-conveyed devices while offering excellent operational control and real-time feedback downhole. Because operations may include going through a small-diameter restriction before shifting in a larger borehole, tools must open to a large diameter, a property known as the expansion ratio. However, as the expansion ratio increases, the ability of conventional tools for generating large linear forces diminishes. New anchor and shifting designs feature large expansion ratios while preserving the ability to deliver large linear loads.

Solutions are presented to the numerous challenges of the design for a wireline toolstring typically including an anchor, linear actuator, and shifting tool. The anchoring system has the capability to apply constant radial force that is independent of the borehole size. As with all intervention tools, it cannot stick to the tubular and must be fail-safe and fully retractable within the tool outside diameter (OD) in case of a power loss, even in high-debris environments. Integrity of the tubular where the anchor is set must be maintained. The anchoring force must not be influenced by the axial push/pull force of the linear actuator. Self-centralization of the anchoring system is needed to eliminate the large bending forces that would otherwise occur from the linear actuator action. Both the anchor and shifting tool must have features that enable pulling them out of hole reliably, even through a restriction. Force and opening displacement sensors are important in giving real-time feedback of the state of the system. In combination with integrated firmware, this enables the system to react to events in the hundred-milliseconds range for effective, high-accuracy operations. Examples are presented for tool usage for specific applications.

The novel designs presented in this paper expand the operating envelope of mechanical services on wireline to operations in wells that were previously not serviceable by such tools. Wider application of wireline tools will lead to reduced operational time and bring an increased success rate and intervention reliability on a lower cost conveyance platform. ☉