

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019 (часть 1)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts (Part 1)

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 1. Решения для внутрискважинных работ

В данной секции рассматривается широкий спектр проблем, с которыми сервисные компании сталкиваются при выполнении внутрискважинных работ. В секции представлены инновационные и креативные технические решения, благодаря которым представители отрасли справляются со все более сложными техническими проблемами.

Автоматизированная система фрезерования на кабеле

Кайл Визенборн, Николай Бакланов, Пьер Оливье Гурмелон, Максим Ключев, Сюэдон Ян, Schlumberger

В докладе представлена автоматизированная система фрезерования на кабеле, разработанная для удаления из ствола скважины препятствий различного типа: от АСПО до металлических предметов. В системе предусмотрена возможность автоматической навигации среди препятствий, расположенных близко друг к другу в стволе скважины. В статье описаны конструктивные особенности, благодаря которым технология фрезерования вышла на качественно новый уровень эффективности.

В работах по фрезерованию по-прежнему распространены проблемы с управлением забойным инструментом. На эффективность фрезерования негативно влияют такие проблемы, как изменение состава композитного материала, скопление шлама рядом с фрезеруемым объектом, сопротивление от потока скважинной продукции. Эти проблемы могут привести к увеличению продолжительности операции, а в некоторых случаях – к невыполнению задачи работ. При применении технологии фрезерования на кабеле в состав забойной компоновки включена система интеллектуальной бортовой электроники, которая позволяет активно контролировать

Session 1. Intervention Solutions

This interactive session will present a broad range of well intervention related challenges and solutions, showcasing the innovative and creative manner in which our industry segment strives to solve the ever more complex issues we face.

Automated Wireline Milling System

Kyle Wiesenborn, Nikolay Baklanov, Pierre Olivier Gourmelon, Maxim Klyushev, Xuedong Yang, Schlumberger

An automated wireline milling solution targeted for removal of wellbore obstructions of a varying type, from scale to metal, with built-in capabilities of autonomous cruise navigation between consecutive obstacles, is presented. This paper highlights design features that made a step change in the efficiency and usability of milling services.

Control challenges are still common in downhole milling technology. Changes in milling target composition, cuttings accumulation around the target, drag forces from production flow, and other variations can reduce system efficiency and result in lost time or failed interventions. In the case of wireline milling technology, inclusion of intelligent on-board electronics in the downhole equipment presents an opportunity to actively control the milling process to optimize rate of penetration and implement additional protections to reduce operational risk. We describe a robotic toolstring that automatically and independently controls a wireline tractor using real-time feedback from a milling cartridge and other on-board sensors. Embedded control algorithms implement intuitive workflows

процесс фрезерования путем регулирования скорости проходки и использования дополнительных средств защиты оборудования для снижения эксплуатационных рисков. В статье представлена роботизированная компоновка, которая автоматически управляет скважинным трактором, используя данные, в реальном времени поступающие от фрезерного модуля и других датчиков. Встроенные алгоритмы управления, реализованные благодаря совместному опыту нескольких экспертов по внутрискважинным работам, делают процесс фрезерования интуитивно понятным.

Автоматизированная система фрезерования на кабеле позволяет начать работу, внося определенные параметры фрезерования. Затем можно в режиме реального времени отслеживать процесс фрезерования, в то время как роботизированный забойный инструмент автоматически регулирует вес на долоте и управляет забойным двигателем. Новая автоматизированная забойная система управления значительно облегчает контроль крутящего момента и веса на фрезе, обеспечивая превосходную производительность благодаря высокой скорости проходки и простоте использования. Автоматическое изменение нагрузки на фрез осуществляется благодаря высокоскоростной распределенной системе управления, передающей на фрез максимальный крутящий момент на всем диапазоне скоростей, который определяется по кривой мощности двигателя. Толкающее усилие скважинного трактора практически мгновенно регулируется с каждым изменением условий фрезерования. Быстрое реагирование наряду с программными решениями для отслеживания предпосылок заклинивания двигателя и ограничителем крутящего момента значительно снижает вероятность заклинивания при прохождении фреза через сложные участки скважины. Данная технология позволяет минимизировать прямое участие бурильщика по сравнению с предыдущим поколением инструмента. Это реализовано благодаря функции предотвращения заклинивания и функции автоматического повторного включения забойного двигателя в случае случайного скачка крутящего момента. Еще одним фактором, который положительно влияет на производительность и стабильность работы компоновки, является стабилизация напряжения. Также в технологии предусмотрены такие меры безопасности, как защита от перекручивания кабеля и защита от перегрева и перегрузки по току.

Инновационные решения в конструктивном исполнении автоматизированной системы фрезерования повышают эффективность компоновки и степень ее автономности, а также минимизируют влияние человеческого фактора и снижают риск заклинивания. В статье также представлено описание успешно выполненных полевых работ и испытаний с использованием данной компоновки.

Стимуляция и промывка скважин с использованием импульсного инструмента

Джек Колле, Oil States Energy Services – подразделение Tempress

Импульсы гидравлического удара генерируются, когда поток жидкости в колонне прерывается за промежуток времени, который намного короче, чем длительность импульса. Внутрискважинный инструмент для создания

derived from the combined experience of multiple experts in well intervention.

With this automated wireline milling system, the user can initiate the milling process by defining certain milling parameters and then can monitor progress in real time while the downhole robotic tool regulates weight on bit and the milling motor. This new automated downhole control system significantly improves torque-on-bit and weight-on-bit controls yielding superior performance, such as rate of penetration and usability. Dynamic load conditions are handled in a high-speed distributed control loop downhole to get most of bit torque capacity across the entire speed range defined by the motor power curve. Tractor push force is adjusted quasi-instantaneously with changes in cutting conditions. Control responsiveness along with software solutions for tracking of motor stall preconditions and a torque limiter greatly reduce the occurrence of motor stalls arising due to the bit wedging in highly reactive targets. With stall avoidance and an automatic backing-off feature to reengage the bit in case of a sporadic torque spike, direct involvement of an operator is significantly minimized compared to the previous tool generation. Head-voltage stabilization is another factor positively impacting the overall power stability and performance of electromechanical tools downhole. Safety features are also in place to prevent cable twisting and protect assets from overcurrent and overtemperature conditions.

The progressive design of the automated milling tool boosts operational efficiency and autonomy, minimizes human mistakes, and reduces risk of getting stuck during the service. Case histories demonstrate the first field jobs and system integration tests performed with this new tool.

Rarefaction Shock Cleanup and Stimulation with a Water Hammer Tool

Jack Kolle, Oil States Energy Services – Tempress

Water hammer shock pulses are generated when the flow in a length of tubing is interrupted in a time that is much shorter than the pulse duration. Water hammer tools used for well intervention incorporate a poppet valve that closes very quickly and a pilot valve that then causes the valve to open so that the flow is stopped periodically. The upstream water hammer shock generates an impulsive mechanical load on the bottom hole assembly (BHA) that can be used for milling or other applications. The intense axial vibration also extends the reach of tubing in long tortuous completions. These tools also generate a significant rarefaction shock downstream of the tool, comprising a sudden drop in pressure that can extend over 100's of meters of wellbore. The rarefaction pulse propagates into the dead volume beneath the tool and upstream into the annulus. The rarefaction shock causes flow to surge into

гидравлических ударов включает в себя тарельчатый клапан, который закрывается с большой скоростью, и импульсный клапан, который затем открывает тарельчатый клапан. Таким образом, происходит мгновенная остановка потока жидкости в колонне. Гидравлический удар вверх по колонне создает импульс механической нагрузки на забойную компоновку, который можно использовать для фрезерования или других процессов. Высокие значения продольной вибрации позволяют обеспечить дохождение забойной компоновки до целевой глубины в самых сложных участках скважины. Также инструмент создает значительное разрежение, направленное вниз по колонне, которое приводит к резкому падению давления на протяжении более 100 м ствола скважины. Импульс разрежения направляется вниз в трубное пространство под инструментом и затем вверх по затрубному пространству. Импульс разрежения вызывает резкое движение потока в пласт и из пласта. Для исследования мощности и длительности этих импульсов были проведены испытания. В статье представлено описание успешно выполненных работ по промывке и стимуляции скважин. Наиболее успешным опытом применения данной технологии является продавка состава для обработки призабойной зоны с последующей импульсной циркуляцией.

Перфорация на депрессии в режиме реального времени в пластах с аномально низким пластовым давлением: опыт применения технологии в нагнетательной скважине в Малайзии

Азван Кеонг, Найджел Йонг, Прамудья Джанака, Schlumberger

Одним из методов поддержания и оптимизации продуктивности скважины в течение всего срока эксплуатации является перфорация на депрессии. После перфорации на репрессии в призабойной зоне пласта появляются участки поврежденной горной породы с низкой проницаемостью перфорационных каналов. Когда гидростатическое давление по стволу скважины в интервале продуктивного пласта поддерживается ниже пластового давления, эти участки мгновенно очищаются при вызове притока из пласта. На шельфе Малайзии перфорация на депрессии проводится не в добывающих скважинах, а в нагнетательных. Целью операции является повышение приемистости скважин. Технология включает в себя оптоволоконную стреляющую головку перфоратора, которая спускается на ГНКТ с оптоволоконным кабелем с системой телеметрии в реальном времени.

Наиболее распространенный и эффективный метод создания депрессии в скважине – это замена раствора перед перфорацией на более легкий. Однако в скважинах с низким пластовым давлением создание депрессии вызывает определенные сложности. В таких скважинах депрессия создается путем закачки азота. Перфорация также выполняется с использованием азотной подушки. После создания депрессии скважина готова к перфорации и применение каких-либо дополнительных растворов не требуется.

На шельфовом месторождении в Малайзии перфорация в нагнетательных скважинах проводилась на репрессии, поскольку целью работ было повышение приемистости, а не добычи. Однако приемистость этих скважин быстро

and out of the formation. The extent and duration of these pulses has been observed in surface tests. Case histories of well cleaning and stimulation applications are described. Best practices for operation include squeezing treatment fluids into the formation followed by flow circulation to shock surge the completions.

Real-Time Underbalance Perforating in Subhydrostatic Reservoir Improves Long-Term Well Performance: A Case Study of Well Injector in Malaysia

Azwan Keong, Nigel Yong, Pramudya Djanaka, Schlumberger

One method of sustaining and optimizing a well through its lifetime is underbalance perforating. When hydrostatic pressure inside the wellbore at the zone of interest is kept at less than the expected reservoir pressure, the damaged and crushed zones across the critical matrix at the reservoir that cause low permeability in the perforation tunnels will be immediately cleaned up as soon as communication to the reservoir is established upon perforating. In an operation offshore Malaysia, underbalance perforating was performed in injection wells, rather than producing wells, to optimize injection rates. The operation employed a fiber-optic firing head deployed on a fiber-optic coiled tubing (CT) real-time telemetry system.

The most common and effective method to achieve underbalance is displacing the well to a lighter fluid, less than the water gradient, prior to perforating. Subhydrostatic wells with low bottomhole reservoir pressure pose challenges to achieving the underbalance state. For these wells, well fluids must be removed via nitrogen displacement and the completion perforated with a nitrogen cushion. After underbalance is reached, the well is ideally ready to be perforated as it is, without introduction of additional fluids.

In the offshore Malaysia field, water injector wells had been perforated overbalance because the objective of the wells was injection and not production. However, the injection rate of these water injectors started to decline below the optimum design rate only after a short period, thus affecting the production rate of the neighboring oil and gas producers. Two pilot wells were designed to be perforated underbalance, achieving immediate cleanup after firing. The challenge was to perform an underbalance perforation in a low-pressure, depleted reservoir, using nitrogen as a displacement fluid. After this condition was fulfilled with a 500-psi differential, the well was to be perforated without any liquid introduction to activate the guns, which restricted the use of pressure- and ball-activated firing heads.

The fiber-optic-enabled firing head deployed on CT with real-time telemetry system is considered

снижалась ниже оптимального уровня, что приводило к снижению продуктивности соседних добывающих нефтяных и газовых скважин. Для испытания технологии перфорации на депрессии с мгновенной очисткой после отстреливания были выбраны две скважины с низким пластовым давлением. Была поставлена задача провести перфорацию в этих скважинах, используя для создания депрессии закачку азота. В скважине была достигнута депрессия в 35 атм. Активацию перфораторов было необходимо провести без использования гидравлического канала связи или сброса шаров.

Для решения данной задачи в скважину на ГНКТ с оптоволоконным кабелем был спущен перфоратор со стреляющей головкой, с механизмом активации по оптоволоконному каналу связи. Активация стреляющей головки осуществляется с помощью оптического сигнала, который мгновенно передается на заданную глубину по оптоволоконному кабелю без необходимости использования скважинной жидкости. Данная технология также сокращает длительность операции, поскольку создание депрессии, перфорация и вызов притока производятся за одну СПО гибкой трубы, что приводит к сокращению операционных затрат. После ввода двух нагнетательных скважин в эксплуатацию приемистость вышла на оптимальный уровень. Это позволило повысить уровень добычи по всему месторождению. Таким образом, перфорация на депрессии с системой управления в режиме реального времени может не только повышать продуктивность добывающих скважин, но и оптимизировать приемистость нагнетательных скважин, что позволяет продлить срок разработки месторождения.

Внутрискважинные работы в Каспийском море по переводу скважины с нижележащего пласта на вышележащий

Фарид Хадияман, Самир Моллаев, Ниджат Гусейнзаде, Зия Валиев, Джесси Грасиа, Жанин Гальван Амая, ВР; Джефф Фулкс, BiSN; Халид Рагимов, Луис Пинеро, Ситора Рузметова, Baker Hughes GE

Работа по переводу добывающей скважины с нижнего пласта на верхний заключается в изоляции нижележащего интервала и последующей перфорации вышележащего. Существует несколько технологий изоляции нижележащего пласта. В скважинах в Каспийском море изоляция осуществляется путем установки мостовой пробки. Однако, по статистике, операции по установке пробок в различных скважинных условиях не всегда успешно выполняют поставленные задачи по изоляции нижележащего интервала. Также при установке цементных пробок существует ограничение по минимальному интервалу между глубиной подъема цемента и зоной перфорации. Таким образом, в регионе Каспийского моря возникла потребность в новой технологии изоляции нижележащих интервалов. Для решения этой задачи была представлена новая технология установки пробки с использованием системы «металл – металл». При переводе скважины с нижележащего интервала на вышележащий технология перфорации на канате или на НКТ не является приемлемой. Поэтому, исходя из соображений безопасности работ и экономической эффективности, для данной скважины была выбрана новая технология перфорации. Перфорация

the most efficient intervention approach to overcome the challenges set. The new firing head will allow the perforating command to be given through an optical signal instantaneously at depth with no disturbance to the well fluid dynamics. This technique will also optimize an online rig operation where displacement, perforation, and nitrogen lift contingency can be performed in one CT run, hence reducing operating costs. Since the initial startup of the two pilot wells, the injection rates of the wells are at optimum, and the performance gained from the two wells has increased overall production in the field. Real-time underbalance perforating is thus seen as the way forward not only to enhance producing wells, but also to boost injectors as well, prolonging the life of an offshore oilfield.

Application of Thru Tubing Technologies in the Caspian Sea Uphole Recompletion

Farid Hadiaman, Samir Mollayev, Nijat Huseynzade, Ziya Valiyev, Jesse Gracia, Jeanine Galvan Amaya, ВР; Jeff Fulks, BiSN; Khalid Rabimov, Luis Pinero, Sitora Ruzmetova, Baker Hughes GE

Thru-tubing uphole re-completion is a workover technique aiming to re-complete the existing wellbore by abandoning the lower producing zone and subsequently perforate upper layer. There are various techniques used to abandon the lower zone worldwide. Specific to Caspian Sea development, the abandonment will only be required to set an isolation plug. However, statistically speaking, success ratio of lower zone abandonment, is quite low using current plugs set in different condition of completion. In addition, the risk of deploying balance cement plug also presents significant challenge due to interval limitation between top of the cement and new perforation interval. It is deemed necessary to find a fit-for purpose solution that provides a solution to the Caspian Sea environment plug and abandonment strategy. A new plug technology, metal to metal system, was introduced to provide assurance isolating the lower zone prior to perforating new upper zone. Subsequently, a wireline deployed or pipe (tubing) conveyed perforation is not an attractive solution to thru-tubing up-hole re-completion technique. A new technology to perforate lively is selected from safety and economic point of view for this specific well. The perforation was done in underbalance condition with intelligent coiled tubing. The uphole re-completion (well delivery) performance was more attractive than other conventional uphole re-completion techniques. This paper will elaborate the success of re-completion techniques by deploying multiple new technologies in the Caspian Sea.

была проведена в условиях депрессии с использованием интеллектуальной системы ГНКТ. Уровень добычи скважины оказался более высоким по сравнению со скважинами, где работы производились с помощью стандартных методов. В статье представлено описание успешно выполненных работ по переводу скважин с нижележащего пласта на вышележащий с использованием различных новых технологий.

Планирование, выполнение, оптимизация и результаты ловильных работ с использованием комплекса спуско-подъемного оборудования в скважинах с сероводородом для национальной нефтяной компании на Ближнем Востоке

Альберт Дональдсон, Halliburton; Хайтам Аль-Майян, Kuwait Oil Company

В данной статье описаны процессы планирования, выполнения и оптимизации, а также результаты ловильных работ с использованием комплекса спуско-подъемного оборудования в скважинах с сероводородом для национальной нефтяной компании на Ближнем Востоке. В статье представлен превентор для работ по извлечению инструментов, спускаемых на ГНКТ и кабеле, а также для работ по фрезерованию. Также представлен план ликвидации аварий, под который был произведен подбор превентора. В статье подробно описаны осложнения, возникшие во время выполнения работ, а также методы их решения. Также в статье обсуждаются ключевые показатели, которые повысили эффективность работ. В дополнение в статье представлены проблемы с состоянием скважин, а также желаемые и фактические результаты работ, выполненных на момент написания статьи.

Секция 2. Сбор и анализ данных при проведении внутрискважинных работ

Исторически сложилось, что любой новый метод сбора данных с забойного и устьевого оборудования повышает эффективность на каждой стадии внутрискважинных работ – от подбора скважины-кандидата до самой работы и анализа данных. В данной секции рассматриваются вопросы оптимизации сбора данных и моделей их интерпретации для повышения эффективности работ и снижения операционных рисков.

Компоновка одноразового действия для исследования профиля притока

Ф.Х. Тэд Бостик, Дэн Пуркис, Кевин Роуз, Даг Хичкок, Well-SENSE Technology Ltd

В статье представлен инновационный метод спуска оптоволоконного кабеля для сбора данных FiberLine Intervention (FLI), который позволяет сократить затраты на выполнение работ. На сегодняшний день технология FLI позволяет сократить затраты на спуск оптоволоконного кабеля для сбора информации с распределенных датчиков – распределенное измерение температуры (DTS) и акустических колебаний (DAS). Такой «пассивный» режим

Results from a Multi-Well Fishing Campaign using a Snubbing Unit on Pressurized HS Wells for a NOC in the Middle East

Albert Donaldson, Halliburton; Haimam Al-Mayyan, Kuwait Oil Company

This paper describes the planning, execution, improvements, and results from a multi-well fishing campaign using a snubbing unit on pressurized H₂S wells for a national oil company (NOC) in the Middle East. A suitable blow out preventer (BOP) stack is shown for fishing coiled tubing, wireline tools, and milling along with the contingencies considered and how these were incorporated into the design of the stack. The challenges encountered during the execution phase are explained along with the solutions implemented. The key performance indicators used and how these improved the operational efficiency during the campaign are discussed. The well problems, desired results, and actual results of the interventions on the wells completed to date are shown.

Session 2. Data Enhanced Interventions and Diagnostics

Historical and new means of gathering subsurface and surface equipment data can be used to improve interventions in each stage of a job, from candidate selection through operational implementation and post-job analysis. This session will examine the benefits of increased data collection and enhanced interpretation models to deliver better intervention outcomes and reduce operational risks.

Disposable Intervention Tool for Production Logging

F. X. Tad Bostick, Dan Purkis, Craig Feberty, Kevin Rose, Doug Hitchcock, Well-SENSE Technology Ltd

Fiber optics can be readily introduced into wells to gather data at very low cost by using a novel, disposable deployment method called FiberLine Intervention (FLI). To date, FLI technology has been used to cost-effectively install bare optical fiber in wellbores to collect distributed sensing data, such as distributed temperature sensing (DTS) and distributed acoustic sensing (DAS). In this 'passive' sensing mode a variety of applications have been demonstrated, for example, cement assurance, leak detection, injection monitoring and vertical seismic profiling.

The FLI technology has now been expanded to include "active" elements which provide additional, discrete, electronic sensing functions

сбора данных находит широкое применение для проверки качества цемента, определения зон утечек, определения профиля приемистости, а также вертикального сейсмического профилирования.

Сейчас технология FLI включает в себя «активные» компоненты, которые позволяют получать дополнительную точную информацию с электронных датчиков в интервале отбираемой пробы. Эта функция позволяет комбинировать технологии сбора данных с точечных и распределенных датчиков для получения более детальной информации о скважине. Также данная функция позволяет расширить спектр применения технологии снятия профиля притока для оценки продуктивности скважины и пласта, а также оценки эффективности компоновки заканчивания.

Для спуска компоновки FLI в скважину необходимо на устье поместить зонд в маленькое устройство запуска под давлением, которое сбрасывает зонд. Затем зонд соединяется с оптоволоконным кабелем в скважине. Благодаря разработке «активных» компонентов сейчас технология FLI позволяет устанавливать на зонд низкотаратный комплекс таких элементов, как датчик давления, датчик температуры и датчик локатора муфт. Данные с датчиков передаются в режиме реального времени по оптоволоконному кабелю в компактный устьевой комплекс сбора данных. После сбора необходимой информации, который может длиться от нескольких часов до нескольких суток, зонд и оптоволокно можно оставить в скважине.

Активные датчики собирают информацию во время спуска зонда в скважину, а также после достижения им целевой глубины. При необходимости возможна деактивация точечных датчиков, и этот же комплекс может быть использован для получения информации с распределенных датчиков. В альтернативной опции возможен спуск двух оптоволоконных кабелей, которые позволяют одновременно получать информацию как с точечных, так и с распределенных датчиков.

В данной статье описана «активная» технология FLI, а также представлены данные с опытно-промышленных испытаний на месторождении. Данное техническое решение позволяет оставлять инструменты в скважине, что сокращает затраты и минимизирует риски, а также позволяет получать необходимую информацию о скважине во время добычи, нагнетания и остановки.

Вертикальное сейсмическое профилирование с использованием распределенных акустических датчиков на ГНКТ

Андреас Эллмауталер, Уильям Паласьос, Мишель Леблан, Марк Уиллис, Джордж Нэно, Halliburton

Профилирование с использованием распределенных акустических датчиков (DAS) это быстро развивающаяся оптоволоконная технология для проверки качества цемента, оценки эффективности перфорации и стимуляции интервалов, а также определения профиля притока. В последнее время данная технология используется для проведения вертикального сейсмического профилирования (VSP). Данные VSP используются для определения скоростной модели, которая используется при построении сейсмических изображений для оценки пласта или при сейсмическом мониторинге гидроразрыва

from within the deployed probe. This capability enables the combination of single point data with distributed sensing information to provide enhanced well intelligence and assist with a wider variety of production logging applications, including evaluating well and reservoir performance and completion effectiveness.

To deploy FLI, the probe is configured on the wellhead in a small, pressure containing launcher. This releases the probe which free-falls downhole laying the fiber into the well. Following the development of "Active FLI", the probe can now be configured to house a suite of low cost, expendable electronic sensors such as a pressure gauge, a temperature sensor and a casing collar locator (CCL). The fiber transmits the digitized sensor data – in real time – to a miniature surface data acquisition system. Following completion of sensing and monitoring operations, which typically last several hours to a few days, the probe and fiber are then disposed of in the well.

The active electronic sensors collect data during the probe's descent into the well and can continue with ongoing monitoring when the tool reaches its final depth. The sensors can be deactivated on demand and the same fiber can then be utilized for distributed sensing. Alternatively, two fibers can be deployed allowing for the simultaneous collection of single-point data and ongoing distributed sensing throughout the wellbore.

Active FLI technology will be described in this paper and data from a representative field trial will be presented. The solution remains disposable, thereby resulting in a low cost, low risk and minimal impact method for obtaining key wellbore information during shut in, production and injection operations.

Vertical Seismic Profiling via Coiled Tubing-Conveyed Distributed Acoustic Sensing

Andreas Ellmauthaler, William Palacios, Michel LeBlanc, Mark Willis, George Knapo, Halliburton

Distributed acoustic sensing (DAS) is a rapidly evolving fiber optic technology for monitoring cement curing, perforation performance, stimulation efficiency, and production flow and, more recently, for performing vertical seismic profiling (VSP). VSP data can be acquired and processed to determine velocity models that are used in surface seismic imaging for reservoir characterization, or for microseismic monitoring of hydraulic fracturing operations. The limitation of conventional VSP data acquisition has been well accessibility, with wireline-conveyed tools deployed during openhole or casedhole logging campaigns before well completion or during workovers. Fiber optic cable conveyance by coiled tubing (CT) expands the opportunity for VSP data acquisition during planned CT interventions. This paper presents an example of a CT DAS VSP

пласта. Основным ограничением стандартной технологии VSP являются осложнения при доведении до забоя инструментов, спускаемых на кабеле в открытый или зацементированный ствол перед заканчиванием скважины или во время КРС. Спуск на ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволяет решить данную проблему. В данной статье описан пример использования распределенных акустических датчиков для выполнения вертикального сейсмического профилирования на ГНКТ. Показаны процессы обработки данных и борьбы с такими шумовыми помехами, как сильные акустические волны в колонне, которые вызываются операциями на устье скважины. В статье описан опыт привязки глубины по данным сейсморазведки и данным совмещенных изображений, полученных с помощью такой технологии. Таким образом, показана эффективность использования ГНКТ с оптоволоконным кабелем для получения данных с распределенных акустических датчиков для выполнения вертикального сейсмического профилирования.

Сбор данных с использованием канатной техники: опыт установки и извлечения коронных пробок внутри фонтанной арматуры

Ф.М. Хини, К. Смит, Halliburton

Увеличение объема работ на глубоководном шельфе приводит к тому, что при выборе подрядчика экономическая эффективность нефтесервисных услуг выходит на первый план, особенно в условиях все более сложной конъюнктуры рынка. Одной из основных операций при выполнении внутрискважинных работ на глубоководном шельфе с горизонтальной фонтанной арматурой является извлечение так называемой коронной пробки, которая служит для сдерживания давления системы заканчивания скважины внутри подводной фонтанной арматуры. Неправильное планирование данной операции может привести к серьезным последствиям. Из-за высоких рисков при выполнении данной операции большинство компаний-операторов составляют программу работ из двух частей – основной план работ и план работ в случае аварий. Это позволяет снизить риски при извлечении коронной пробки. Хотя основной задачей является извлечение коронной пробки, также во внимание необходимо принимать, что для согласования с заказчиком необходимо доказать экономическую эффективность работ.

Разработка технологии сбора данных с использованием канатной техники (технологии DSL) позволила проводить сбор устьевых данных во время извлечения и установки пробок. Технология обеспечивает снижение рисков аварии во время наиболее важного этапа работ. В статье представлен опыт применения датчиков технологии DSL с передачей данных в реальном времени по радиочастотному каналу связи при установке коронных пробок в подводную арматуру с использованием ясов на глубоководном шельфе Мексиканского залива. Технология была ранее описана в статье Heaney и др. (2018). На данный момент на рынке представлено два бренда коронных пробок. Процедура извлечения пробок одинакова, однако в процедурах установки есть различия. Также каждая пробка имеет свою уникальную цифровую подпись в системе сбора устьевых данных.

Кроме того, технология DSL совместима с такой

acquisition. The processing steps are shown to overcome some of the noise challenges inherent in CT DAS data, such as persistently strong borehole tube waves induced from the surface operations activities. A case study is shown for the depth tie between surface seismic data and the CT DAS VSP derived corridor stack image, demonstrating the viability of CT deployed fiber to acquire DAS VSP data.

Digital Slickline: Case Studies Setting and Pulling Crown Plugs

F. M. Heaney, C. Smith, Halliburton

As the scope of deepwater operations increases, the need for cost-effective well servicing is paramount, particularly because of the continued challenges associated with current volatile commodity pricing. One of the first requirements on any subsea deepwater intervention with a horizontal wellhead production tree is pulling the subsea horizontal tree isolation lock mandrel plugs, commonly referred to wellhead or crown plugs. This can be a "show stopper" event if not planned correctly. Because of the critical nature of this action, the majority of operators follow a two-prong approach, with a primary plan of action and a contingency procedure, to help ensure barrier removal proceeds as planned. Although successful removal of the crown plugs is the principal concern, it needs to be completed cost-effectively for the intervention to obtain approval.

The advent of digital slickline (DSL) allows surface readout (SRO) monitoring during the removal and installation of these barriers to provide an increased level of confidence during this important phase of the operation. This paper outlines case studies of the real-time sensors available with the RF communication DSL system that was highlighted previously (Heaney et al. 2018) for pulling and setting these wellhead or crown plugs in deepwater Gulf of Mexico interventions using the traditional jarring approach. Two brands of crown plugs are available on the market, and although both pull the same, there is a difference in the installation procedure and each plug or lock has a unique SRO digital signature.

Additionally, the straight pull battery operated extended-stroke downhole power unit highlighted in McDaniel et al. (2008), Clemens et al. (2014), and Babin et al. (2015) offers a cost-effective contingency that can be deployed on the small-footprint DSL unit. This setup allows starting the operation using the traditional jarring approach, and if required because of high hydrostatic forces, the operation can easily move to a straight pull contingency without rigging down the DSL unit for maximized wellsite efficiency.

New developments as the downhole power generator was ported to DSL are discussed,

низкозатратной технологией для альтернативного плана работ, как освобождение скважинных инструментов натяжением с использованием силовой установки DPU, описанной в статьях McDaniel и др. (2008), Clemens и др. (2014) и Vabin и др. (2015). Технология позволяет использовать стандартный метод с ясом. В условиях высоких гидростатических давлений возможен переход на альтернативную технологию освобождения скважинных инструментов натяжением. В этом случае демонтаж установки DSL не требуется, что повышает эффективность работ.

В технологию сбора данных с использованием канатной техники были перенесены такие новые разработки, как забойный генератор энергии. Благодаря этому появилась возможность управления двигателем и сбора устьевых данных в реальном времени. Ранее эти функции были представлены только в автономном варианте. Для повышения эффективности в компоновку был включен забойный якорь, который можно спускать вместе с забойным генератором энергии. Это позволяет выполнять работы в новых фонтанных арматурах, где нет стопорного кольца. Для работы на большой глубине тяговое усилие забойного генератора энергии типоразмера 91,2 мм было увеличено до 36 т.

Новый подход к промывке скважин на кабеле

Пьер-Оливье Гурман, Кайл Визенборн, Гоча Чочуа, Schlumberger

Новая система промывки скважин на кабеле позволяет улавливать широкий спектр различных типов шлама. Уникальные преимущества и эффективность системы показаны путем моделирования и испытания системы в контролируемых условиях.

Технология промывки скважин на кабеле использует метод создания локальной циркуляции на забое для улавливания шлама в вакуумные желонки. Проблемы с традиционными системами промывки на кабеле связаны с необходимостью непрерывно улавливать и отделять шлам различного типа, включая мелкие и связанные частицы. Новая технология промывки на кабеле оптимизирует предыдущую технологию путем решения конкретных проблем при работе с каждым типом шлама. Повышение эффективности обеспечивается за счет использования винтового насоса кавитационного типа для создания большого двунаправленного давления всасывания, а также за счет модульной конфигурации желонки с фильтрами потока для максимальной эффективности промывки.

Чтобы продемонстрировать преимущества применения насоса кавитационного типа для промывки от шлама, его производительность сравнивается с центробежным насосом. В преимущества входит возможность обратной циркуляции для освобождения прихваченной компоновки в участках скважины с большим скоплением шлама. Анализ данного типа насоса включает анализ процесса всасывания для оценки эффективности модульной желонки. Для определения потерей давления и профиля скопления шлама на желонках с фильтрами используется гидродинамическое моделирование. В статье представлены результаты испытания системы для подтверждения данных моделирования. Показана эффективность новой системы промывки для широкого спектра различных типов шлама.

notably on- command motor controls and SRO, which was traditionally only available in memory. A downhole anchor was added to the toolbox, which can be run in combination with the downhole power generator to expand effectiveness, as new production trees might not allow for a no-go landing shoulder. To address the increased water depths, the 3.59-in. extended-stroke downhole power generator was upgraded to 80,000 lbf pulling force.

A Novel Approach to Wireline Debris Removal

Pierre-Olivier Gourmelon, Kyle Wiesenborn, Gocha Chochua, Schlumberger

A new type of wireline-powered debris removal system that efficiently captures and retains a wide variety of wellbore debris types is presented. The system's unique benefits and performance are demonstrated through modeling and testing in controlled conditions.

Wireline-powered debris removal technology uses localized fluid circulation generated downhole to vacuum debris into bailers for capture. Challenges with conventional systems are related to the ability to continuously mobilize and separate a variety of debris including fine particulates and cohesive debris-binder mixtures. The new wireline debris removal system improves on previous technology by addressing the specific challenges of each of the debris types. This performance improvement is enabled by using a progressing cavity pump (PCP) to create powerful bidirectional suction pressure and a staged bailer configuration with parallel flow filters for maximum fill efficiency.

Pump performance is compared analytically for a centrifugal pump and a PCP to demonstrate the benefits of the PCP for debris collection applications. These benefits include reverse pumping ability for unsticking the toolstring when operating in debris-filled wellbores. This pump analysis defines a suction pressure budget, which is used to analyze the performance and capabilities of the staged bailer system. The pressure losses and debris accumulation profile of the new top-fed parallel flow filter bailers is determined by using fluid dynamics models. Results of an extensive testing campaign are presented to validate model results. Actual collection performance is presented for a wide variety of debris types using the new debris removal system.

The new wireline debris removal system's use of a PCP to generate the necessary vacuum and provide bidirectional capabilities for operational flexibility in combination with maximum debris recovery provided by staged bailers with parallel flow filters will bring new efficiencies and reliability to intervention operations.

Новая система использует винтовой насос кавитационного типа для создания вакуума и двунаправленного всасывания. Применение такого насоса вместе с модульными желонками с параллельными фильтрами обеспечивает маневренность при выполнении работ и максимально эффективную и надежную очистку ствола скважины.

Новый подход к оценке качества цемента с использованием пассивных акустических методов позволяет определить не наличие и состояние цемента, а утечки флюидов

Дункан Труп, Archer

Цемент в скважине предназначен для предотвращения любого движения флюидов по стволу скважины. Движение флюидов создает акустические волны, которые обнаруживаются чувствительным датчиком. В данной статье представлено описание испытаний и полевого применения нового акустического инструмента, а также его преимущества для обнаружения даже самых незначительных утечек.

Традиционные методы оценки качества цемента основываются на оценке состояния цементного камня путем определения его наличия за обсадной колонной или хвостовиком. Однако даже если акустический каротаж подтвердил хорошее качество цементного камня, есть множество примеров, когда зацементированное кольцевое пространство в течение длительного времени оказывает давление на устье – индикатор наличия движения флюидов из водоносного горизонта. В таких случаях движение даже небольшого объема жидкости создает акустическую волну, обнаружение которой позволит определить ненадлежащее качество цемента.

Для моделирования реальных скважинных условий потока флюидов были использованы испытательные камеры. В качестве сценариев были выбраны: открытый ствол, один малый канал, микрозазор между обсадной колонной и цементным камнем, а также цемент, качество которого было признано хорошим с использованием стандартных методов. Герметичность зацементированного кольцевого пространства была испытана жидкостью и газом на разных расходах и дифференциальных давлениях для наиболее реалистичного моделирования скважинных условий. При испытании жидкостью утечки были обнаружены при расходе 0,03 литра в минуту, в то время как миграция газа была обнаружена даже при очень низком перепаде давления. Последний случай является важным для скважин, которые планируется ликвидировать, поскольку даже медленное повышение давления в кольцевом пространстве в таких скважинах недопустимо. Затем были проведены акустические исследования на 8 скважинах со спущенной НКТ для определения источника заколонных перетоков. Новая технология позволила определить участки миграции газа в каждой из скважин. Это дало возможность провести детальное планирование работ до монтажа устьевого оборудования.

Анализ качества цемента с точки зрения абсолютной герметичности, в отличие от традиционного подхода к исследованию состояния цемента, позволяет проводить точную оценку качества цементного камня. Данная технология будет особенно полезна при полной

A New Approach To Cement Evaluation Using Passive Acoustic Methods Directly Analyses The Performance Of The Barrier By Detecting Leakage Rather Than Its Physical Presence And Apparent Condition

Duncan Troup, Archer

A cement barrier in an oil well is intended to prevent any movement of fluid along the wellbore. If there is movement of fluid, acoustic energy will be produced and may be detected by a suitably sensitive sensor. This paper describes the controlled testing and real world application of a new passive acoustic tool and the benefits it brings to evaluation of even very small fluid migration issues.

Traditional methods of cement analysis rely on evaluating the placement and condition of a cement barrier, which may confirm the presence of cement behind the casing or liner. There are innumerable examples of cemented annuli that exhibit sustained annular pressure at surface – an indication of fluid migration from a charging source downhole – despite a good cement condition log having been acquired. In such cases there will be acoustic energy generated by the movement of even small amounts of fluid, the presence of which may be used to indicate a failure of performance of the cement.

A number of test cells were used to recreate realistic downhole scenarios of fluid flow, the cases including free-pipe, a single small channel, an exterior micro-annulus and "good" cement. The sealing performance of the annular barrier was tested against both gas and liquid over a range of flowrates and pressure differentials to best simulate the downhole environment. Reliable detection of annular flow at rates as low as 0.03 litres per minutes was recorded for liquid, while gas migration was detectable even at very low differential pressure. The latter case is of great interest in wells planned for permanent abandonment where even slow annular pressure build-ups are unacceptable. A logging campaign covering 8 wells was subsequently performed; rig-less and with production tubing still in place; to identify the source of B-annulus charging. The new technique was able to successfully identify areas of gas migration in each of the wells allowing detailed planning to be conducted prior to bringing in a rig.

The analysis of cement from the perspective of absolute performance as opposed to the traditional approach investigating the condition allows very detailed analysis of well barriers. This is especially useful in operations for permanent abandonment of wells where any leakage is unacceptable. The ability to map the fluid migration from source to surface is a powerful tool in the efficient design of remediation programs.

ликвидации скважин, где утечки недопустимы. Возможность обнаруживать перетоки от источника к поверхности является мощным инструментом для эффективного планирования работ по изоляции утечек.

Секция 3. Разработка и эксплуатация гибких труб, решение технических проблем

Эксплуатация скважин и оптимизация процесса добычи требует все большего внимания к надежности внутрискважинных работ и успешному решению поставленных задач. Для широкого спектра сложных скважинных условий необходимо разрабатывать более эффективные материалы и оборудование. В данной секции рассматриваются вопросы разработки продуктов и услуг для проведения безопасных и эффективных внутрискважинных работ.

Повышение надежности ГНКТ: усовершенствованное локальное покрытие для сварных швов ГНКТ

Кевин Эллиотт, Дейл Клинк, Седрик Уильямс, Юньхао Ли, Иезекииль Арриага, NOV Quality Tubing

Точечная коррозия на внутренней поверхности ГНКТ приводит к авариям с ГНКТ во всех регионах. Особенно это касается нестандартных операций в Северной Америке. Локальное покрытие, которое наносится на сварной шов, разработано для защиты наиболее уязвимых участков колонны ГНКТ от коррозии. В данной статье описан процесс разработки покрытия, а также первый опыт применения ГНКТ с данным покрытием.

В процессе производства ГНКТ сталь пластически деформируется. Гибкая труба также многократно подвергается пластической деформации в процессе эксплуатации. Применяемые покрытия не оказывают должного эффекта на срок эксплуатации ГНКТ из-за недостаточного сцепления с поверхностью трубы.

После того как было принято решение о разработке локализованного покрытия, был разработан план испытаний различных версий покрытия. Испытание проводилось для различных материалов покрытия и различных технологий его нанесения. Первоначальный план испытаний подразумевал проверку сцепления покрытия с поверхностью трубы, а также оценку кислотостойкости с целью подбора методологии разработки рабочего прототипа.

В статье представлены результаты испытаний, которые были использованы для производства рабочего прототипа. В качестве наилучшего метода нанесения локального покрытия был выбран метод нанесения покрытия осаждением из паров (PVD). Данный метод подразумевает физическое осаждение материала покрытия в результате испарения в вакуумной камере. Однако ГНКТ является длинномерной трубой, для которой невозможно использование вакуумной камеры. Это привело к разработке первой в своем роде вакуумной камеры, которая не полностью закрывает трубу.

Рабочий прототип был успешно нанесен на ГНКТ методом

Session 3. Coiled Tubing and Pipe Development, Applications and Solutions

Increasing reliability and delivering successful interventions is required to ensure that well completions and reservoirs are properly maintained and optimized through production. This objective is enhanced by the development of materials and products that provide effective and efficient operations in a range of hostile environments. This session will focus on development to products and services that will deliver safe and successful intervention operations.

Improving Operational Confidence: An Advanced Localized Coating for Coiled Tubing Bias Welds

Kevin Elliott, Dale Klink, Cedric Williams, Yunbao Li, Ezequiel Arriaga, NOV Quality Tubing

Pitting corrosion on the tubing ID has caused failures of CT strings in operations across every operating region, with unconventional plays in North America being especially affected. A localized coating that can be applied to the bias weldment has been developed to protect the most susceptible portion of the coiled tubing string from corrosion. This paper will discuss the development process for the coating as well as initial case histories.

Steel is plastically deformed in the manufacturing process to make coiled tubing, and the product is repeatedly plastically deformed in operations. As a result, coatings have historically not been successful with coiled tubing due to insufficient adherence to the tubing, which is the substrate.

Once the decision was made to pursue a localized coating, a test plan was developed to test different iterations of the coating including coating materials and application processes. The initial testing plan included checking for adherence to the substrate as well as resistance to acid with the goal of highlighting a methodology for a working prototype.

The results of the testing plan are provided and were used to determine the path forward to commission a working prototype. Physical Vapor Deposition (PVD) was selected as the best method for application of the local coating. PVD operates by exciting a target within a vacuum chamber, which coats the substrate. Coiled tubing is a continuous product, which prevents the use of a traditional vacuum chamber. This development led to the creation of the first-ever vacuum chamber of its kind – one that does not entirely enclose the product.

The working PVD prototype has been

PVD на заводе в Хьюстоне. В результате были получены тестовые образцы ГНКТ с локальным покрытием на сварных швах. В статье описан первый опыт испытания тестовых ГНКТ в полевых условиях, а также приведены отчеты сервисных компаний.

В данной статье описывается новая технология нанесения покрытий при производстве гибких труб. Первые результаты показывают, что покрытие может значительно повысить эффективность ГНКТ и предотвратить возможные аварии с минимальными затратами для сервисной компании.

Технология производства ГНКТ с закалкой с последующим отпуском повышает срок эксплуатации трубы и безопасность работ в скважинах с большим отходом от вертикали на сланцевых месторождениях в США

И.И. Гальван, Г. Макклелланд, Э. Гаген, Г. Пиллер, Coil Tubing Partners

На месторождениях нетрадиционных запасов нефти и газа в США длина горизонтальных участков скважин превышает 3 км. Все более широкое применение ГНКТ большого диаметра (60,3 мм и 66,6 мм) в скважинах с высокими давлениями приводит к потребности в повышении надежности гибких труб. В таких условиях даже поддержание трубы в безопасных рабочих пределах не позволяет избежать сокращения ожидаемого срока службы ГНКТ, что ограничивает возможность спускать инновационные компоновки заканчивания и проводить промывки в длинных скважинах. Это является препятствием для проведения внутрискважинных работ в глубоких скважинах.

В статье представлена статистика проведения работ с ГНКТ в скважинах, где длина горизонтальных участков скважин превышает 3 км. Статистика включает дохождение до забоя, средний срок службы ГНКТ, типичные причины аварий и списания труб.

Производство ГНКТ с повышенными характеристиками надежности, срока службы и дохождения до забоя имеет первостепенное значение для расширения областей применения гибких труб. Добывающие и сервисные компании используют новейшие технологии и современные гибкие трубы, которые могут безопасно работать в сложных скважинных условиях. Последнее технологическое новшество в индустрии производства ГНКТ – это внедрение поточного процесса закалки с отпуском. Данный процесс повышает общий срок службы ГНКТ, обеспечивая более однородную микроструктуру по всей длине, повышенную прочность материала и улучшенные характеристики усталостного износа при изгибе.

Комбинация технологии закалки с отпуском с технологией производства ГНКТ с переменной толщиной стенки позволяет производить уникальные конфигурации ГНКТ с повышенным сроком службы для работы в глубоких скважинах. Гибкие трубы большого диаметра с большей толщиной стенки и большей величиной отношения диаметра к толщине стенки обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию. ГНКТ с большой толщиной стенки находят все большее применение. Самая большая толщина стенки за всю историю отрасли ГНКТ – 7 мм. При этом данные гибкие трубы должны удовлетворять

successfully installed at the manufacturing facility in Houston, and test strings coated locally on the bias welds have been created. The paper will describe the first beta-test strings that have been released to the field and any reported observations from the CT service companies.

This paper describes a new processing technique for the manufacturing of coiled tubing. Initial results show that the coating can dramatically improve operations, especially the prevention of unexpected failures with minimal cost impact to the coiled tubing operator.

In-Line Quench and Temper Technology Applied to CT Improves Safety and Reliability in Extended Reach U.S. Shale Operations

I. I. Galvan, G. McClelland, E. Gagen, G. Piller, Coil Tubing Partners LLC

In unconventional resource plays across the United States, lateral well sections are being extended beyond 10,000-ft. The increased application of larger coiled tubing (CT) in 2.375-in and 2.625-in diameter for operations in wells with mid-to-high pressure has pushed the reliability envelope for conventional CT strings. Lower expected life, while the tubing remained within safe working limits, restricted the Operator's completion and clean out options, which acted as a potential barrier to longer lateral intervention.

The performance of CT Interventions in complex extended reach wells with 10,000-ft+ laterals is presented in field case studies detailing extended lateral reach, average service life with statistics at retirement, and common failure modes.

The manufacturing of CT strings with improved reliability, life, and reach capabilities has been paramount to extending the limits of CT applications. Well Operators and Service Companies have embraced newer CT technologies and highly engineered string designs that can perform safely in challenging well conditions. The latest technological innovation in the CT manufacturing industry is the implementation of an in-line quench and temper (Q&T) process. The Q&T process enhances the overall CT life and predictability by producing tubing with more uniform microstructure throughout its entire length, increased material strength, and improved bend fatigue performance.

When the Q&T product is combined with rapid-taper strip technology and iterative CT design methodology, unique CT string configurations can be produced that achieve unprecedented well lateral reach with improved service life. The combination of these factors enables the safe application of CT with greater diameter to wall thickness ratios (D/t) and increased wall thicknesses. Heavy CT walls including 0.276-

требованиям по весу и номинальным давлениям, а также пределам растягивающей нагрузки и усталостной прочности.

Полевой опыт использования ГНКТ, произведенных по технологии закалки с отпуском, показывает, что общая длина проходки таких труб на 40–60% больше по сравнению с трубами стандартной группы прочности. Это уменьшает количество замен ГНКТ, что делает эту технологию экономически эффективным решением для внутрискважинных работ, которое также сокращает временные затраты сервисных компаний.

По мере того как разрабатываются новые технологии горизонтального бурения и заканчивания скважин, производители ГНКТ и сервисные компании будут продолжать внедрять инновационные технологии и предлагать инженерные решения, которые позволят использовать надежные ГНКТ в сложных условиях на самых важных проектах.

Быстрое развитие спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением позволяет проводить работы в скважинах с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность

Альберт Дональдсон, Виктор Марреро-Рейес, Уильям Скотт, Halliburton; Хаитам Аль-Майян, Kuwait Oil Company

В статье представлено описание применения противовыбросового превентора и спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением на Ближнем Востоке с целью поддержания контроля над скважиной с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность. В статье представлен график мобилизации, а также процедура интеграции спуско-подъемного оборудования и превентора со скважинным оборудованием для возобновления доступа в фонтанирующую скважину. Статья описывает процедуры и оборудование для обеспечения безопасного монтажа и спуска в скважину. В статье также описывается состояние скважины и действия для обеспечения полного контроля над скважиной. Также представлены изменения изначального плана работ, причины изменений и результаты работ.

Мобилизация, монтаж и испытания были завершены в течение 12 дней после получения наряда-заказа. Над скважиной был полностью восстановлен контроль, и она оставалась в безопасном состоянии в течение еще 14 дней. Первоначальный план постоянно пересматривался и изменялся по мере поступления дополнительной информации во время работ. Первоначальный план состоял в том, чтобы отрезать поврежденную компоновку заканчивания, однако, как описано в статье, этот план не был реализован. Быстрое реагирование персонала и использование спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением позволило восстановить контроль за скважиной. Предложенное оборудование позволило обеспечить самое быстрое восстановление контроля над скважиной с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность.

Пусконаладочные работы по вводу в эксплуатацию глубоководного трубопровода с использованием гибкой трубы большого диаметра

in which is the thickest used historically in CT interventions, are being deployed, all while satisfying weight constraints, pressure ratings, tensional load limits, and fatigue performance requirements.

Actual field operations using this Q&T CT technology have experienced overall increased average running footages of 40–60% compared to conventional grade strings. This performance has resulted in lower CT replacement rates, creating a cost-effective and time-saving solution for well intervention and drilling operations.

As new horizontal drilling and completion technologies are developed and utilized in the industry, CT manufacturers and Service Companies will continue to innovate and provide engineered solutions that enable coiled tubing to be a robust, safe and reliable technology in the toughest environments and on the most critical projects.

Rapid Deployment and Use of Snubbing Unit Brings Well with Underground Blowout and Surface Broaching Under Control

Albert Donaldson, Victor Marrero-Reyes, William Scott, Halliburton; Haitham Al-Mayyan, Kuwait Oil Company

This paper describes the mobilization of a snubbing unit and blowout preventer (BOP) stack in the Middle East and their use to enable the control of a well with an underground blowout and surface broaching within a short time. The mobilization timeline is provided, along with details about how the snubbing unit and BOPs were integrated with existing equipment to enable re-entry into the blowout well. The procedures and equipment used to enable a stable rig up and well entry are discussed. The paper also describes the situation within the well and the procedures used to enable control. Changes to the original plan, the reasons for the changes, and the results are also described.

Mobilization, rig up, and testing were completed within 12 days of receiving instructions to proceed. The well was controlled and left in a safe condition within an additional 14 days. The original plan had to be continuously reviewed and modified as more information became available during the snubbing operation. The original plan was to slip and shear the holed completion out of the well under pressure; however, as described in the paper, this plan was not implemented. The rapid deployment and use of the snubbing unit brought control to a deteriorating situation. Snubbing provided the fastest option to gain control of this well with an underground blowout and surface broaching.

Deepwater Pipeline Pre-Commissioning Operation Using Large Diameter Coiled Tubing Instead of Standard Downline:

вместо стандартного трубопровода: новейшие достижения технологии

Виниций Родригес, Эдуардо Дельгадо, Адриано Фротте, Halliburton

На глубоководных месторождениях ввод в эксплуатацию трубопроводов для транспортировки нефти и газа связан с определенными осложнениями. При использовании скважинного оборудования, которое ранее эксплуатировалось только на мелководье, необходимо учитывать гидростатическое давление, оказываемое большой толщиной воды на трубу. При разработке глубоководных месторождений гибкие трубы обеспечивают несколько преимуществ по сравнению с обычными трубами. Учитывая, что трубопроводы имеют длину более 200 км и диаметр более 500 мм, на пусконаладочные работы требуются месяцы непрерывной работы. Следовательно, для сокращения времени и затрат необходимы более высокие скорости потока.

Экономически эффективным и надежным средством для пусконаладочных работ для глубоководного трубопровода оказалась гибкая труба большого диаметра. В некоторых случаях по сравнению с другими трубопроводами для пусконаладочных работ гибкие трубы предоставляют экономически эффективное решение с компактным расположением оборудования.

Чтобы продлить срок службы гибкой трубы, при этом сохраняя ее прочность, были проведены исследования трубы на месте работ и многоцикловые испытания на усталостную прочность. Привлечение многопрофильной бригады позволило сократить персонал на малом судне, отвечая требованиям техники безопасности, охраны труда и окружающей среды. Из-за ограничений по рабочему пространству, а также для уменьшения нагрузки на палубу судна было реализовано компактное расположение оборудования.

Применение стандартного нисходящего трубопровода для пусконаладочных работ существенно влияет на затраты, поскольку в этом случае на трубу необходимо нанести несколько внешних покрытий для обеспечения требуемого сопротивления давлению при сжатии и увеличения диаметра. Большой диаметр требует большего запасного барабана в соответствии с минимальным радиусом изгиба (MBR), что увеличивает площадь расположения оборудования на судне. Сложное производство увеличивает затраты и сроки поставки и делает невозможным проведение ремонтных работ на месте. Однако гибкая труба диаметром 89 мм позволила значительно сократить время работы, уменьшив потери давления на трение и сохранив компактное расположение оборудования на палубе.

В работы по монтажу и эксплуатации были внесены определенные усовершенствования, которые по сравнению с предыдущим аналогичным проектом обеспечили технологическое преимущество и сократили длительность пусконаладочных работ. Из-за суровых погодных условий и ограничений судна на данном проекте гибкую трубу в конечном итоге пришлось извлечь на поверхность. Таким образом, усовершенствования сократили время монтажа и увеличили время для работы, позволяя выполнять несколько спусков трубы даже в течение нескольких коротких периодов хорошей погоды.

Для малого судна очень важным фактором было

State of the Art of This Technology

Vinicius Rodrigues, Eduardo Delgado, Adriano Frotte, Halliburton

Deepwater fields present challenges to the pre-commissioning of the pipelines responsible for transporting oil and gas. Hydrostatic pressure exerted by long water columns to the downline system must be addressed and overcome because it can collapse the downhole equipment that had previously been used only in shallow waters. With the development of deepwater fields, coiled tubing (CT) provides several advantages over regular downlines. Considering that the pipelines are longer than 200 km and larger than 20 in. diameter, months of continuous work are necessary during their pre-commissioning; consequently, higher flow rates are required to reduce time and costs.

Large-bore CT as downline has proven to be a cost-effective and reliable means to access deepwater pipeline pre-commissioning. With reduced layout and costs, as compared to regular downline systems, CT can provide the only economically feasible solution for some scenarios.

To extend CT life without compromising its integrity and the operation, on-site pipe management and high cycle fatigue studies were conducted. A multi-skilled crew also helped to reduce personnel on board for a small vessel application without reducing health, safety, and environment (HSE)/service quality (SQ) levels. Customized and reduced equipment layout was implemented to address deck load and space restrictions.

The use of a regular downline dramatically affects costs because several external layers must be added to provide suitable collapse pressure resistance, increasing its diameter and requiring a larger storage reel in accordance with minimum bending radius (MBR) to avoid damage to the downline, compromising deck layout. Complex manufacturing increases procurement costs and timing, and makes on-site repair capabilities impossible. However, 3.5 in. CT considerably reduced the final operational time, reducing friction pressure losses while maintaining a feasible layout.

Improvements made on rig-up and operational procedures, as compared to previous similar project experience, enhanced technology advantages and reduced the deployment and recovery time needed. Because of vessel limitations with rough weather conditions on this project, the CT eventually had to be recovered to the surface. Consequently, these improvements reduced rigging time and safely extended the operational window, enabling multiple deployments, even within shorter intervals of fair weather.

An optimized deck layout for CT and monoethylene glycol (MEG) collection spreads

оптимальное расположение оборудования ГНКТ и системы сбора моноэтиленгликоля. Это позволило сократить затраты заказчика, учитывая, что одновременно на другом конце трубопровода работала самая крупная смонтированная на судне установка для откачки воды при пусконаладочных работах. Кабина управления ГНКТ была расположена перпендикулярно катушке. За катушкой была установлена система видеонаблюдения, позволяющая следить за вымоткой трубы.

Самая крупная и самая глубокая операция по пусконаладке в Бразилии была проведена безопасно с превосходным качеством работ, что повысило уровень эффективности отрасли в этой области работ. Во время работы было извлечено несколько уроков, которые можно использовать для оптимизации будущих работ.

Анализ производительности гибких труб

Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData LLC; Карлос Торрес, Upstream Consulting LLC

Производительность гибкой трубы в реальных условиях часто является предметом обсуждений в индустрии ГНКТ. Поскольку стоимость одной гибкой трубы обычно превышает 250 000 долларов США, сервисные компании требуют от вложенных инвестиций максимальной эффективности. Также сервисные компании хотят видеть преимущества закупаемых труб перед трубами своих конкурентов. Однако в отрасли ГНКТ информация о трубах не всегда доступна, особенно для новых марок труб, а в публикуемой информации, как правило, описывается специальное применение для конкретной компании, региона или типа работ. В результате каждая компания сама устанавливает срок службы трубы и критерии для вывода ее из эксплуатации. Появление большого количества новых продуктов приводит к тому, что каждый конкретный продукт сложно адаптировать под условия своего региона или конкретного заказчика.

С 2010 года действует онлайн-площадка, где сервисные компании загружают, отслеживают и анализируют данные о гибких трубах и работах. Эта площадка предназначена для отслеживания состояния гибких труб и планирования дальнейших работ. На момент написания статьи в площадку загружены данные о более чем 5200 гибких трубах и 146 550 работах. Эту базу данных можно использовать для проведения глубокого анализа производительности гибких труб. Однако данные, загружаемые каждой компанией, являются конфиденциальными и обычно недоступны для общего анализа. Поэтому с целью защиты коммерческих интересов была предложена инициатива, согласно которой компании могут сделать доступными определенную информацию без конфиденциальных данных. Эту информацию можно использовать для выведения статистики, которая может представлять большой интерес для отрасли в целом.

Чтобы показать преимущества такого предложения, в данной статье представлен пример анализа производительности гибкой трубы на основе совокупной проходки на момент вывода трубы из эксплуатации. Поскольку большинство работ с гибкими трубами хотя бы частично оплачиваются за проходку трубы, именно эта величина может рассматриваться как показатель дохода. Общая проходка трубы сравнивается с расчетным

was necessary for small vessel use; it reduced customer costs, considering that a much larger vessel was simultaneously operating on the other pipeline end for the largest high-pressure dewatering spread ever installed on a vessel for a pre-commissioning operation. The CT control cabin was placed perpendicularly to the reel; consequently, a closed-circuit TV system was mounted behind the reel to allow pipe spooling.

Brazil's largest and deepest pre-commissioning operation was performed safely with service quality excellence, increasing efficiency levels of the industry within this scope of work. Several lessons learned have been assessed for further improvements.

An Analysis of Coiled Tubing Performance

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

The performance of coiled tubing pipe in real-world conditions is a topic of interest and frequent discussion within the industry. With pipe cost routinely exceeding \$250,000 per string, service companies want to know if they are achieving the maximum return on their investment, and how their utilization compares with their competitors. However, industry-wide information is not readily available, especially for newer pipe grades, while published data tends to be specific to a particular company, region, or type of operation. As a result, policies regarding pipe life and criteria for retirement are largely set by each company, and industry practices can be slow to adapt as new products and procedures emerge.

An online system has been in place since 2010 where service companies upload, track and evaluate pipe and job data for the purposes of their own string management and operation planning. With records for over 5,200 strings and 146,550 jobs at the time of writing, this database has the potential to generate in-depth analysis of pipe performance. However, the data entered by each participant is confidential to that company, and is not usually available for general analysis. An initiative has therefore been developed whereby companies can choose to make certain data available, appropriately anonymized to protect commercial interests, which can be used to generate statistics of interest to the industry at large.

To illustrate the potential benefits, this paper will present a sample analysis of string performance based on cumulative running feet (or meters) at the time of pipe retirement. Since most coiled tubing operations are billed at least in part on running feet, this can be considered as a proxy for revenue. Total running feet will be compared with modeled pipe fatigue to see which metric better anticipates working life in real-world conditions. The paper will show how, when a large quantity of data is available, a statistically

износом, чтобы определить, какой показатель способен лучше прогнозировать срок службы трубы в полевых условиях. В статье показано, как при наличии большого объема данных можно определить статистически значимое распределение результатов для каждого диаметра и группы прочности трубы, что позволяет сравнивать различные группы прочности и количественно определять, превысила ли данная труба расчетный срок службы или же была списана раньше – относительно отрасли в целом, а не одной конкретной компании. В статье показана важность учета всех факторов, включая рабочее давление и условия, в которых эксплуатировалась гибкая труба в течение срока службы.

В заключение в статье предложен новый подход к увеличению объема доступных данных с учетом соображений конфиденциальности.

Секция 4. Передовые разработки оборудования, инструментов, реагентов и материалов для внутрискважинных работ

Благодаря быстро меняющемуся рынку технологии внутрискважинных работ адаптируются, усложняются и повышают уровень инновации, чтобы удовлетворить потребности отрасли. Фокус данной секции направлен на методы оптимизации режимов течения флюидов для минимизации повреждения призабойной зоны пласта. Также в данной секции рассматриваются доклады, посвященные значимости анализа данных при оптимизации технологий. Рассмотрен анализ в реальном времени для ловильных работ и теоретический анализ для модернизации конструкции инжектора с целью минимизации повреждения поверхности гибкой трубы. В докладах также рассматриваются последние разработки в области высокотемпературных скважинных тракторов и перфораторов, спускаемых на кабеле, которые расширяют возможности для спуска инструментов на кабеле вместо использования традиционных гибких труб.

Инновационный способ использования хелатной и грязевой кислоты в глубоководной скважине после ГРП для очистки сильного загрязнения призабойной зоны пласта

Люси Петтитт-Шиббер, Франциско О. Гарсон, Майкл Аман, Павел Грамин, Лоуренс Рамнат, BP America Inc.

В Мексиканском заливе заканчивание скважин, как правило, производят с обсаженным стволом с последующей перфорацией или ГРП с установкой гравийного фильтра. Призабойная зона пласта в этих скважинах может быть загрязнена во время бурения, заканчивания и/или на этапе эксплуатации. В данной статье представлена уникальная технология кислотной обработки с комбинированным использованием хелатной и грязевой кислот для очистки

meaningful distribution of outcomes can be determined for each pipe diameter and grade, thus making it possible to compare grades, and quantify whether a given string has exceeded or fallen short of expectation, relative to the industry as a whole and not just the company concerned. The importance of taking into account all relevant factors, including the operating pressures and environment that the string has been exposed to during its working life, will be discussed.

In conclusion, an approach to increase the amount of available data, taking into account legitimate confidentiality concerns, will be proposed.

Session 4. Latest Developments in Equipments, Tools, Fluid and Materials for Interventions

Due to the vastly changing markets, well intervention technologies are adapting and growing in both innovation and complexity to meet the industry needs. This session will focus on the efforts which have been put on refining fluid regimes in order to remediate formation damage. It will also review topics regarding the role of analysis in improving interventions; both real-time analysis to support coiled tubing fishing and theoretical analysis to improve injector head design for minimizing surface damage to coiled tubing. The presentations will also explore the latest developments in high temperature wireline tractors and wireline-deployed purf guns, both expanding the capabilities for wireline interventions in traditional coiled tubing applications.

A Novel Deployment of Chelant and Mud Acid in a Deepwater Frac Packed Well to Remediate Severe Formation Damage

Lucy Pettitt-Schieber, Francisco O. Garzon, Michael Aman, Pavel Gramin, Lawrence Ramnath, BP America Inc.

In the Gulf of Mexico the wells are usually completed as cased and perforated or frac packed. These wells can be damaged during the drilling phase, completion phase and/or when they are on production. This paper presents the unique combined use of chelant and mud acid treatments to remediate a deepwater Gulf of Mexico well with severe formation damage. Fluid qualification work optimized the treatment, which was deployed using both coiled tubing and bullheading methods. Surveillance, surface read out and memory, were utilized throughout the

загрязненной призабойной зоны пласта глубоководной скважины в Мексиканском заливе. Подбор растворов позволил оптимизировать процесс кислотной обработки на ГНКТ и прямой продавки раствора в пласт. На протяжении всей работы проводился сбор устьевых данных и сбор забойных данных с помощью автономных инструментов, чтобы оценить эффективность каждого этапа обработки, а также провести окончательный анализ технологических жидкостей.

Каждый вид обработки (обработка с помощью ГНКТ и обработка путем прямой продавки раствора в пласт) выполнялся для конкретных целей. Учитывая конфигурацию компоновки заканчивания, с помощью ГНКТ была проведена обработка грязевой кислотой для очистки фильтров и призабойной зоны пласта. Чтобы избежать реакции грязевой кислоты с низким pH, с хелатным агентом с высоким pH, были предприняты определенные меры. Такая реакция снижает эффективность обработки, а также способствует риску осаждения побочных продуктов реакции в пласте. Последовательность этапов обработки предполагала, что для очистки пласта перед следующей закачкой вызывается дополнительный обратный поток жидкости из пласта. Лабораторные испытания показали, что замедленная скорость реакции хелатина позволяет проводить многократную пропитку и повторную закачку. Заключительный этап обработки грязевой кислотой был предназначен для стимуляции матрицы и обработки пласта на 1–1,5 метра вглубь призабойной зоны. Во время работы предполагалось проводить различные типы анализа, чтобы оценить эффективность каждого этапа обработки. В анализ каждого этапа входили: определение температуры и анализ проб выходящей из скважины продукции, чтобы понять эффективность обработки, а также анализ данных о вращающейся насадке для оценки направления действия обработки.

После обработки было зафиксировано повышение общей продуктивности скважины за счет очистки загрязненной призабойной зоны пласта. Эти результаты подтверждаются геофизическими исследованиями и анализом скважинной продукции после обработки. На протяжении работы самым эффективным методом анализа оказался контроль температуры, который позволил наиболее эффективно оценить весь процесс обработки.

В статье представлена уникальная технология кислотной обработки с комбинированным использованием хелатной и грязевой кислот для восстановления продуктивности скважины с загрязненной после эксплуатации призабойной зоной пласта и серьезными повреждениями конструкции после ГРП с установкой гравийного фильтра.

Успешный опыт ловильных работ на ГНКТ с использованием гибридных инструментов с кабелем для оценки забойных данных в реальном времени: опыт работы в восточных предгорьях Колумбии

Ванесса Вера, Карлос Торрес, Эдуардо Дельгадо, Карлос Пачеко, Halliburton; Моника Торрес, Хосуэра Хигера, Equion

Для проведения сложной операции по извлечению аварийного инструмента, а также для проверки надежности и точности программного обеспечения была испытана новая технология с применением ГНКТ. В рамках данной технологии была разработана новая забойная компоновка с

intervention to understand the effectiveness of each treatment, along with final fluid analysis.

Both coiled tubing and bullheading were used for specific purposes. Given the completion design configuration, a mud acid screen wash was deployed using coiled tubing to clean the screens and improve near-wellbore access. Care was taken to avoid reacting low pH mud acid with high pH chelant. This reaction would reduce the benefits of each treatment, in addition to risking precipitation of by-products in the reservoir. Therefore, the operation was sequenced such that additional flowbacks allowed for reservoir clean-up prior to the next fluid deployment. Lab testing showed multiple soaking and refreshes of the slow-reacting chelant was optimal. A final mud acid bullhead treatment was deployed to matrix stimulate and treat the reservoir 3–5 feet into the near-wellbore region. During the operation, several forms of surveillance were planned to understand the effectiveness of each chemical treatment. This included temperature surveys, surface flowback samples analysis to understand the effectiveness of the treatments, and spinner information to quantify zonal contribution.

Post-production results showed an improvement in overall well productivity due to a reduction in formation damage. These results are supported by in-well surveillance and post-intervention fluid analysis. The most basic of all measurements, temperature, proved to be the most effective in understanding damage removal evolution and reservoir contribution throughout the intervention.

This paper will present the novel combined application of mud acid and chelant stimulation treatments to remediate a frac packed well with combined severe initial well construction damage and post-production formation damage.

Successful Coiled Tubing Fishing Operation Uses Hybrid Cable Connected Tools to Evaluate/Validate Downhole Data in Real-Time: A Case Study in the Eastern Foothills of Colombia

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

New downhole coiled tubing (CT) technology was used to facilitate the success of a challenging fishing intervention and to verify the reliability and accuracy of CT operations/simulation software. The technology supplies the newly designed bottomhole assembly (BHA) with continuous power from, and fiber-optic communications with, surface equipment, enabling accurate, real-time monitoring of measurements of bottomhole conditions.

Uncertainty exists in operations using CT regarding whether the planned axial force is transmitted from the surface through the pipe

непрерывной подачей питания от устья по оптоволоконному кабелю, который обеспечивает мониторинг скважинных условий на забое в реальном времени.

В работах с применением ГНКТ всегда существует неопределенность в отношении того, полностью ли передается расчетная осевая сила с поверхности по трубе на забойную компоновку. Также есть неопределенность в отношении корректности работы компоновки согласно плану работ. Ловильные работы выполняют поставленную задачу, только если усилие (сжатие или натяжение), которое забойная компоновка передает на ловильную шейку аварийного инструмента, будет минимальным. В случае неудачных ловильных работ компоновку необходимо поднимать на поверхность.

В данной статье описан опыт ловильных работ в предгорьях Колумбии, в скважине, в которой застрял перфоратор. Эта ситуация привела к снижению добычи нефти на 30%. Было предпринято несколько попыток извлечь прихваченный перфоратор с использованием стандартной ГНКТ и восстановить добычу на прежнем уровне.

Первоначально из-за отсутствия данных с забойной компоновки в реальном времени и естественного удлинения и искривления ГНКТ оператор полагал, что аварийный инструмент успешно извлекается на поверхность, однако несколько спуско-подъемных операций не решились задачу. Спуск ГНКТ с непрерывной подачей питания к забойной компоновке по оптоволоконному кабелю подтвердил, что аварийный инструмент на самом деле не двигался, а выбранная ранее компоновка не передавала на аварийный инструмент требуемое усилие. Во время спуска в реальном времени проводилось измерение усилия, передаваемого трубой, и силы удара ясом вверх/вниз. Эти величины поддерживались на уровне расчетных значений. Состав ранее выбранной компоновки был изменен. Новая компоновка позволила успешно извлечь аварийный инструмент и вернуть добычу скважины на первоначальный уровень.

Забойные данные, запись которых проводилась в реальном времени, были сопоставимы с проектными данными, полученными на этапе моделирования работы. Точность и надежность данных, полученных при моделировании работы, показали высокий уровень программного обеспечения, которое оператор будет также использовать для будущих работ.

Данный опыт является первым известным примером работы, в которой ГНКТ использовалась в сочетании со скважинными приборами, на датчики которых непрерывно подавалось питание, что позволило измерять такие параметры, как: вес на компоновке, давление, температура, крутящий момент, наклон, фазировка, ускорение, гамма-излучение и локация муфт обсадной колонны. В рамках данной технологии применялось надежное программное обеспечение, которое позволило провести моделирование скважинных условий с высокой точностью.

Использование высокотемпературного скважинного трактора высокой мощности типоразмера 54 мм с длинным кабелем с системой телеметрии

Вэй Дай, Джон Ли, Сюэдон Янг, Schlumberger

Новое поколение тракторов на кабеле типоразмера

to the BHA and whether the BHA is functioning according to plan. During fishing operations, unless the BHA applies a minimum amount of force (compression and/or tension) to the fishing neck, the particular intervention run will be unsuccessful. The BHA then needs to be returned to the surface without recovering the fish.

This paper presents a case study of a well located in the foothills of Colombia in which a perforating gun became stuck following an operational issue. This situation resulted in an oil production reduction of 30%. Several fishing attempts were performed using conventional CT to recover the stuck perforating gun and to restore production to its previous level.

The initial lack of real-time BHA data and the inherent nature of CT elongation and buckling led the operator to believe that the fish was being recovered to the surface; several runs were performed with unsuccessful results. A CT string, equipped with fiber-optic communications and a continuous power supply to the BHA, confirmed that the perceived movement of the fish was not real and that the BHA selected was not generating nor transferring the expected force to the fish. The force transmitted by the pipe and the upward/downward impact force generated by the jar were measured in real time and determined to be consistent with simulated forces; the BHA configuration used for the operation was then redesigned. The new design led to the successful recovery of the fish and the return of well production to its initial level.

The real-time data measured during the fishing operation favorably compared to the simulated forces predicted during job design and execution. The accuracy and reliability demonstrated by the CT simulation software in use enabled the operator to gain confidence in all simulations performed with the software for future CT operations.

This case study is the first known instance in which CT was used in conjunction with downhole tools that were supplied with continuous power to sensors to enable measurement of parameters, including force, pressure, temperature, torque, inclination, phasing, acceleration, gamma ray, and casing collar locator (CCL). This technology was supported by reliable software capable of simulating downhole conditions with precision and accuracy.

Enabling High-Temperature High-Power 2 1/8-in. Tractor and Intervention Services on Long Cables with Telemetry

Wei Dai, John Lee, Xuedong Yang, Schlumberger

A new family of 2 1/8-in. wireline tractor and intervention tools has been developed to enable logging and intervention services in high-temperature deviated or horizontal wells while providing high power levels and maintaining

54 мм было разработано для проведения геофизических исследований и других работ в искривленных и горизонтальных скважинах с высокой температурой. При этом высокая мощность скважинного трактора и непрерывная связь с устьем обеспечиваются с помощью длинных кабелей.

Во многих горизонтальных и искривленных скважинах скважинные тракторы являются экономически эффективным решением для доставки каротажных приборов, перфораторов и других инструментов по сравнению с методом доставки на гибких трубах. Однако при увеличении длины скважины и температуры проведение геофизических исследований и других работ становится все более сложной задачей. Также в условиях ухудшения скважинных условий сложными задачами являются передача высокой мощности на трактор и другие приборы и непрерывное поддержание связи с устьем в режиме реального времени. Сложные скважинные условия могут быть связаны с высокой температурой, большой длиной скважины либо комбинацией этих двух факторов. Разработка новых электронных компонентов, программно-аппаратных средств и программного обеспечения для скважинного трактора и других приборов была направлена на решение именно этих проблем.

Электронные компоненты скважинного трактора рассчитаны на рабочую температуру до 180 °C при минимальном выделении тепла, что обеспечивает надежную работу трактора при высоких температурах. Датчики температуры, размещенные по всему инструменту, обеспечивают контроль состояния системы во время работы. Система телеметрии была оптимизирована для совместимости с длинными кабелями. Также были разработаны специальные алгоритмы для передачи максимально возможной механической энергии в зависимости от условий эксплуатации. В статье представлены результаты лабораторных испытаний колесного скважинного трактора типоразмера 54 мм при температуре до 175 °C, передаче более 1 кВт энергии по каротажному кабелю длиной более 9 км и непрерывному поддержанию связи с забойной компоновкой.

Технологии, описанные в данной статье, позволяют использовать скважинный трактор высокой мощности типоразмера 54 мм для геофизических исследований и других работ в скважинах, доступ в которые был ранее ограничен из-за глубины или температуры.

Технология проведения перфорации на кабеле ставит мировой рекорд по повышению эффективности работ

Альхади Захмул, Карлос Эдуардо Гуэдес, Колин Брэдфорд, Камальджит Сингх, Карлос Бауманн, Хуман Мостуофи Пул, Серко Сарриан, Шариф Абоельнага, Моизес Смарт, Schlumberger; Гарри Синклер, Чарльз Адога, TAQA

В статье представлена новая технология перфорации на кабеле с усовершенствованным программным обеспечением для моделирования работ, которая позволила повысить эффективность работ в глубоких скважинах с различными давлениями. Результаты работ по перфорации на кабеле, проведенных в глубоких скважинах за очень короткие сроки, сопоставимы с результатами работ по перфорации на трубах, выполнение которых занимает гораздо больше

excellent surface communication over long cables.

In many horizontal or highly deviated wells, wireline tractors are a cost-effective solution for conveying logging tools, perforating guns, and intervention tools in comparison with other conveyance options such as coiled tubing. However, performing these logging and intervention services has become increasingly challenging, as well lengths increase and well temperatures rise. Providing the necessary high-power levels and maintaining real-time communication with the wireline tractor, payload, and other conveyed services from surface as operating conditions deteriorate are also problematic. Difficult operating conditions can be sustained exposure to high temperature, long lossy logging cable, or combination of both. We assessed these challenges in developing key electronic, firmware, and software technologies for the new tractor and tools.

To achieve robust tractor operation at high temperatures, the electrical hardware is designed to withstand operating temperatures of up to 180 °C while minimize heat generation. Temperature sensors are placed throughout the tool to monitor system health during operation. Surface-downhole telemetry is optimized to ensure compatibility with long cables. The tool algorithm was developed to maximize mechanical power delivery based on operating conditions. Results are presented from lab-based system level integration tests of the 2 1/8-in. wheeled tractor and intervention tools at temperatures of up to 175 °C and delivering more than 1 kW of power on 30,000 ft of logging cables while maintaining communication with the payload.

The technologies described in this paper allow the 2 1/8-in. wireline tractor to perform high power interventions and logging while tracting in wells previously inaccessible due to depth or temperature constraints.

Perforating Conveyance Technology Achieves a World Record in Maximizing Operational Efficiency

Albadi Zahmuwl, Carlos Eduardo Guedes, Colin Bradford, Kamaljeet Singh, Carlos Baumann, Hooman Mostoufi Pour, Serko Sarian, Sharif Aboelnaga, Moises Smart, Schlumberger; Garry Sinclair, Charles Adoga, TAQA

We present a new perforating technology based on new wireline conveyance equipment and advanced downhole modeling to maximize operational efficiency in long pay-zones under all pressure conditions. Results of perforating jobs of long pay-zones carried out on wireline in very short times compete with traditional Tubing Conveyed Perforation (TCP) operations which take much more time. Also, perforating jobs with large gun sizes that until recently were not

времени. Технология позволяет спускать перфораторы большого размера за одну СПО, что ранее было невозможно с традиционным методом доставки на кабеле.

Новая технология позволяет доставлять на забой перфораторы большой длины за одну СПО. Технология включает в себя четыре основных элемента: кабельная система, способная выдержать вес до 13,6 т, передовые ударостойкие механические кабельные соединения, моделирование доставки прибора, а также усовершенствованное моделирование переходных динамических нагрузок для прогнозирования уровня вибрации при перфорации. Моделирование работ по перфорации основано на данных о пласте и системе заканчивания. Программное обеспечение симулирует процесс движения прибора по стволу скважины и процесс перфорации, что позволяет рассчитать максимально допустимый вес компоновки для спуска на кабеле. Также с учетом необходимого количества СПО проводится сравнение затрат и рисков для двух технологий – перфорации на кабеле и перфорации на трубах.

Добывающая компания в Северном море поставила задачу сравнить новую технологию с традиционной технологией перфорации на электрическом кабеле для скважины с продуктивным интервалом 230 м с точки зрения продуктивности пласта, рисков и эксплуатационных характеристик. Перфорация на трубах на данной скважине не рассматривалась из-за высокой сложности и высоких операционных рисков. Новая технология более эффективна по сравнению со стандартной перфорацией на электрическом кабеле, поскольку для работы необходимы только две СПО с безопасным весом 8,2 т и устьевое оборудование контроля над скважиной, рассчитанное на давление 69 МПа. При использовании стандартной технологии потребовалось бы от 6 до 8 СПО. Самая большая длина компоновки перфораторов типоразмера 85,7 мм составила 118 м, что является мировым рекордом в истории перфорации на кабеле. Перфорация была проведена линейными зарядами на динамической депрессии для максимально эффективной очистки перфорационных каналов и обеспечения высокой продуктивности скважины. Общая длительность работы по перфорации была значительно меньше по сравнению с традиционной технологией, что позволило значительно сократить время работы устьевого оборудования.

Эта статья показывает, как применение инновационных технологий позволяет минимизировать риски доставки длинных и тяжелых перфораторов на кабеле. Информация о скважине и пласте была использована для моделирования безопасной и надежной операции, которое позволило рассчитать уровень вибрации от перфорации, профиль растягивающей нагрузки и изменение состояния ствола скважины. Описанные в данной статье новые технологии перфорации значительно расширили область применения перфорации в тех скважинах, где доставка на кабеле может быть более эффективной, чем традиционная доставка на ГНКТ и трубах.

Исследование механизма повреждения поверхности гибкой трубы в инжекторе

Чжухун Чжоу, Гофэн Чжан, Файонг Юань, Тан Ван, Юньвэй Гао, Вэйцзя Ван, Jiangnan Shale Gas Development Technical Service Company

possible in a single run with traditional wireline conveyance, are now efficiently executed in a single run.

The new technology that allows conveying long lengths of perforating guns on wireline in a single run is based on four main elements: wireline systems with safe working loads up to 30,000 lbf, cutting-edge shock resistant mechanical weak points and disconnect systems, conveyance modeling, and an advanced transient dynamic modeling for perforating shock prediction. The perforating job design modeling is based on the reservoir zones and completion information, both a conveyance and a wellbore dynamics and shock simulation are carried out to determine the highest payload that can be more safely deployed per wireline run, and with the number of runs required, costs and risks are compared between wireline and TCP shoot and pull operations.

For a well with a 750 ft thick pay zone, a North Sea operator requested a comparison between this new wireline perforating technology and conventional electric wireline deployment in terms of reservoir productivity, risks, and operational performance. For this well TCP was not considered due to reservoir and operational risks and challenges. Compared to the conventional electric wireline conveyance this new perforating technology offers better efficiency with only two wireline runs using a cable with 18,000 lbf of safe working load and a 10 Kpsi surface pressure control equipment compared to 6 to 8 conventional runs. The longest run consisted of 388 ft of 3 3/8 guns, which was a new world record on wireline, with energetic liner charges and dynamic underbalance to ensure maximum perforation tunnel cleanup and well productivity. The total operational time for the perforating job was significantly less than conventional electric wireline, which translated into significant rig time savings.

This paper demonstrates how the application of innovative technologies have minimized the risks of wireline conveyance with long and heavy perforating gun strings. We utilized well and reservoir information to design a more safe and reliable job execution, including prediction of perforating shock, tension profiles and wellbore dynamics. The new perforating technologies described in this paper have extended considerably the range of perforating jobs where wireline conveyance can be more efficient than traditional coiled tubing and tubing conveyed perforating.

Study on Mechanism of Coiled Tubing Surface Damage in Injector Head

Zhibong Zhou, Guofeng Zhang, Fayong Yuan, Tang Wang, Yunwei Gao, Weijia Wang, Jiangnan Shale Gas Development Technical Service Company

Согласно информации из литературных источников, большинство аварий гибких труб подразделяется на четыре вида: механическое повреждение, коррозия, производственная причина и человеческий фактор. Среди них аварии из-за механических повреждений составляют 29%. Среди различных видов механических повреждений на продольные углубления (LPM) приходится 46%. Понимание механизма возникновения продольных углублений на поверхности гибкой трубы поможет бороться с этим видом повреждений.

Предполагается, что зацепление трубы гриппер-блоками вызывает периодическое магнитное поле, которое вызывает резонанс гибкой трубы. При этом возникает вибрация трубы. Вибрация в свою очередь может привести к проскальзыванию трубы между гриппер-блоками на максимуме волны, которое прекращается на минимуме волны. Этот процесс может привести к чешуйчатым дефектам на поверхности трубы. Из-за несоответствия диаметров между трубой с увеличенным диаметром и гриппер-блоками нагрузка на поверхность ГНКТ очень большая. Это может привести к тому, что при зажатии в гриппер-блоке обломки шлама вырежут царапину на поверхности трубы. Для расчета нагрузок на ГНКТ в такой ситуации использовался метод конечных элементов. Результаты расчета подтвердили предположение.

Для исследования резонансного состояния ГНКТ была предпринята попытка найти источник периодического магнитного поля и исследовать процесс резонанса. Построение механической модели гриппер-блока позволило определить, что частота возбуждения связана со скоростью движения ГНКТ и длиной гриппер-блока. После упрощения модели строится динамическая модель спуска ГНКТ в вертикальную скважину, определяется волновое уравнение, а затем выводится частотное уравнение, по которому определяются фактические частоты резонанса. После этого проводится численный расчет с помощью метода конечных разностей. Результаты моделирования показывают, что в течение нескольких минут после начала резонанса амплитуда колебаний ГНКТ достигает высоких значений, при которых начинается повреждение трубы. Записанные в полевых условиях данные также указывают на наличие эффекта резонанса.

После обработки всей информации, описанной выше, было построено изображение процесса формирования продольных углублений на поверхности трубы. В конце статьи предложены рекомендации по предупреждению появления продольных углублений.

Секция 7. Обмен знаниями на стендах III

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

Анализ забойных данных для генерации импульсов давления и передачи осевых колебаний

Хан Аламзеб, Хой Тринх, Патрик Томпсон, Стивен Форрестер, NOV; Гарретт Глэйз, Devon Energy

According to literature, most failures of coiled tubing are classified into four kinds of causes, mechanical damage, corrosion, string manufacturing, and human error. Among these, the failures due to mechanical damages take 29% of all failures. Although there are various kinds of mechanical damages, longitudinal plowing marks (LPM) are the major mechanical damages, account for 46%. Understanding the mechanism of LPM damage on coiled tubing surface will help to reduce this kind of damage.

A conjecture is proposed that the running of the CT-gripper block-chain system will produce a period excitation which arouses CT string system resonance, and the vibration of CT string may make slippage between the gripper blocks and CT string at the wave peak and stop slippage at the wave trough, which may form fish scale damage. Because of the mismatch of the diameters between CT with grown diameter and gripper blocks, the first principle stress on the surface of CT will be large enough so that rock debris can carve CT easily when a gripper block is clamping it. FEM is employed to calculate the stress of CT when it is in this situation. The results verify the guess.

To determine the CT string system resonance, we tried to find which gives the system a period excitation and how the system resonates. First a mechanical model of CT-gripper-chain is build, and excitation frequency is found to be related with the velocity of CT string running and length of gripper block. After idealization, a dynamic model for CT string in vertical well is built, and the wave equation is established, then frequency equation is derived and natural frequencies are found. After that, finite difference method is used to conduct numerical calculation. The results show that when system resonates, it must take minutes to reach large stress amplitude of the CT string enough to make damage on it. The field recorded data indicate that there maybe exists resonance actually.

After synthesizing the information above, an image of the process how LPM is formed has been constructed. Finally, the measures to reduce LPM damage are recommended.

Session 7. Knowledge Sharing ePosters III

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.

Downhole Data Analysis for Pressure-Pulse-Generating and Axial-Oscillation Measurement Tool

Высокие осевые нагрузки могут быть большой проблемой при работе с вращающимся оборудованием, особенно в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали. Осевые нагрузки снижают эффективность бурения, поскольку при высоких значениях осевых нагрузок для обеспечения требуемой скорости проходки требуется передавать на забой больше энергии, в основном путем повышения крутящего момента и веса на долоте. Снижение эффективности бурения приводит к повышенному износу инструментов, снижению скорости проходки и ненадлежащему контролю направления компоновки. Для борьбы с высокими осевыми нагрузками в отрасли используют несколько методов. В данной статье рассмотрен агитатор, в котором реализован метод генерации импульсов давления в комбинации с инструментом вытеснения. Как правило, агитаторы применяются при бурении глубоких вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин для повышения эффективности передачи веса на долото. Принцип действия агитатора – создание импульса давления, который вызывает многократное осевое движение ударного инструмента. В данной статье сравниваются данные работ с использованием двух агитаторов – первая работа с традиционным агитатором, а вторая – с новым эффективным агитатором высокой мощности. Было проведено сравнение эффективности бурения с использованием двух инструментов в одинаковых участках скважины – вертикальном и горизонтальном.

Данное исследование основано на анализе данных импульсов давления и осевого смещения, записанных при бурении горизонтальных скважин, которое проводила компания Devon Energy в регионе группы месторождений STACK (США). Целью исследования являлся анализ производительности агитатора высокой мощности. Было необходимо определить, помогает ли он повысить эффективность бурения и скорость проходки по сравнению со стандартным агитатором. В статье подробно описаны результаты исследований, а также представлены данные, записанные во время бурения.

Анализ представленных данных позволяет провести детальное сравнение агитатора высокой мощности со стандартным агитатором, используемым при бурении похожей соседней скважины. В целом использование агитатора высокой мощности позволило увеличить скорость проходки на 20–25%, что подтвердило эффективность модернизации инструмента. Сбор данных для анализа проводился с помощью инновационных, компактных и автономных датчиков, которые регистрировали осевые колебания, внутреннее давление, температуру и осевое смещение. Расположение датчиков непосредственно над агитатором и под ним позволило собрать все необходимые данные для сравнительного анализа, которые было бы невозможно получить при использовании стандартных измерительных инструментов.

Спуск яса на электрическом кабеле с целью безопасного извлечения и установки коронной пробки с помощью судна для безрайзерных внутрискважинных работ в глубоководных скважинах в условиях сильного течения

Стюарт Мурчи, Эрланд Йоргенсен, Александр Эгеланд, Мартин Сэтревик, Эрик Боге, Altus Intervention; Кнут Халс, A/S Norske Shell; Андреа Сbordоне, TIOSAS

Alamzeb Khan, Khoi Trinh, Patrick Thompson, Stephen Forrester, NOV; Garrett Glaze, Devon Energy

High levels of drag, especially in horizontal and extended-reach operations, can be a major concern during sliding or rotating. Drag reduces drilling efficiency by requiring increased energy input, primarily through increasing torque and weight on bit, to achieve the desired rate of penetration (ROP). Reduced drilling efficiency results in excessive tool wear, lower ROP, and poor directional control. Of the several methods the industry uses to combat drag, the scope of this study was focused on the use of a pulse generator paired with a displacement generator, which makes up a drilling agitator tool (DAT). A DAT is commonly used in extended lateral formations to improve weight transfer to the bit in vertical and nonvertical drilling applications. The operational principal of the DAT is the production of a pressure pulse that causes a repetitive axial motion in a shock tool. This paper compares offset run data between two DAT cases – one run with a traditional DAT and the other on a new, efficient, "high-energy" DAT (HE DAT). The run performance in similar portions of vertical and horizontal sections was compared between the two systems.

This study was based on data collected from a pressure pulse and axial displacement data recorder from horizontal wells in the STACK play drilled by Devon Energy. The objective of this study was to observe the performance of the HE DAT and determine if there was a noticeable gain in performance in terms of drilling efficiency and ROP as compared to a standard DAT. These results are discussed in detail and supported by high-resolution data collected during drilling.

The data analysis presented here provides an in-depth look into the operation of the HE DAT's performance as compared to the standard DAT in a very similar offset well. Overall, a 20 to 25% increase in ROP with the HE DAT was expected, effectively validating the enhancements made to the tool. This study collected data using data recorders – novel, small, self-contained devices measuring axial vibration, internal pressure, temperature, and axial displacement – located directly above and below the DATs to make a comparative assessment and deliver information about drilling data that was otherwise not available via conventional downhole measurement tools.

RLWI Deployed Electric Line Stroker Application for Safe and Secure Crown Plug Retrieval and Setting in High-Current Deep-Water Operations

Stuart Murchie, Erland Jørgensen, Alexander Egeland, Martin Saetrevik, Erik Bøge, Altus Intervention; Knut Hals, A/S Norske Shell; Andrea Sbordone, TIOSAS

A/S Norske Shell needed to carry out tubing

Компания A/S Norske Shell поставила задачу извлечь коронную пробку колонной головки с помощью судна для безрайзерных внутрискважинных работ в норвежском секторе Северного моря. Существовали опасения по поводу применения стандартной технологии спуска механического яса на канатной технике из-за комбинации двух факторов: большая глубина и сильное течение в регионе месторождения. Для успешного выполнения задачи в таких сложных условиях требовался более безопасный, контролируемый и надежный метод.

Чтобы проанализировать влияние морского течения на кабели и компоновки, на испытательном полигоне поставщика были проведены теоретические исследования и практические испытания. После анализа различных сценариев было выбрано наиболее эффективное и наименее затратное решение. В качестве инструмента был выбран гидравлический яс, спускаемый и активируемый с помощью электрического кабеля. Для активации тягового усилия, необходимого для извлечения коронной пробки, не требовалось использовать кабель.

Для того чтобы избежать случайного повреждения лубрикатора, расположение элементов компоновки было подобрано таким образом, чтобы якорь яса был выше противовыбросового оборудования. Кроме того, для обеспечения дополнительного барьера безопасности были предусмотрены инструмент для извлечения компоновки и срезной шток. Была разработана модификация существующего яса, прототип был изготовлен и испытан на наземном испытательном полигоне.

Окончательный вариант состава компоновки яса был успешно испытан на неглубокой подводной скважине с более благоприятными условиями. Точное управление усилием и движением яса в сочетании со сбором устьевых данных в реальном времени обеспечило безопасное и надежное извлечение и установку коронной пробки. Извлеченные с пробной работы уроки, а также модернизация технологического процесса позволили успешно провести основную операцию в глубоководной скважине в открытом море.

В заключение было доказано, что использование гидравлического яса, активируемого с помощью электрического кабеля, является эффективной альтернативой для операций по извлечению и установке коронной пробки, при этом обеспечивается более надежный контроль над скважиной.

Успешное извлечение застрявшей пробки с использованием роботизированных технологий внутрискважинных работ с применением электрического кабеля

Рахит Виджай, Нишант Паниграхи, Ману Ханна, Маниш Датт Котиял, Пи Сарма, Авинаш Бора, Шобхит Тивари, Cairn Oil and Gas, Vedanta Ltd; Томас Пинто, Welltec

Работа была проведена в недавно пробуренной скважине на месторождении Камбей на шельфе западного побережья Индии. После проведения заканчивания в скважину были спущены две механические пробки для демонтажа превентора и монтажа фонтанной арматуры. Пробки были установлены в профиле подвески НКТ диаметром 98,4 мм и в селективном профиле клапана-отсекателя (SC-TRSSSV) диаметром 96,8 мм. После установки фонтанной

hanger crown plug (THCP) removal from a riserless light well intervention (RLWI) vessel in the Norwegian sector of the North Sea. There were concerns that the conventional application of mechanical jarring with slickline tools could not be used due to the combination of deep water and high sea currents in the specific field. A safer, more controlled and assured method was needed to withstand this extreme environment and provide the certainty of task success.

Theoretical studies and practical testing were conducted at the supplier's test site to verify the impact sea current had on cables and toolstring assemblies. Different scenarios were analysed and the most effective and lowest cost solution was determined. An electric line deployed and powered electrohydraulic stroker device was selected, which did not require any cable actuation to generate the pull forces required to unseat the crown plug.

Toolstring space-out was critical to ensure the stroker anchor was above and clear of the well control package (WCP) and positioned to prevent any inadvertent damage to the lubricator. In addition, a release tool and a shearable stem provided back-up safety capability for well control. A modification to an existing stroker was designed and a prototype built and tested at the onshore facility.

The final stroker toolstring design was tested out successfully on a more benign shallow subsea well, where the highly accurate force and movement control of the stroker, coupled with real-time surface readout, enabled a safe and secure crown plug pulling and installation operation. The targeted operation in a deep-water, high-sea current environment was then carried out successfully, applying many lessons learned and process improvements from the trial well.

In conclusion, the use of electrohydraulic stroker technology was proved to be a viable alternative for crown plug retrieval and setting operations, whilst bringing heightened visibility and control to such an operation.

Successful Retrieval of Stuck Profile Plug Using Electric-Line Deployed Robotic Well Intervention Techniques

Rachit Vijay, Nishant Panigrahi, Manu Khanna, Manish Dutt Kothiyal, P J Sarma, Avinash Bohra, Shobhit Tiwari, Cairn Oil and Gas, Vedanta Ltd; Thomas Pinto, Welltec

The subject well is a recently drilled and completed in Cambay field offshore in West coast of India. After landing the completion, two mechanical plugs were installed to nipple down BOP and nipple up X-mas tree. The plugs were installed in a 3.875" tubing hanger profile and in a 3.813" SC-TRSSSV selective profile. The problem arose while retrieving the 3.813" selective plug

арматуры при извлечении пробки диаметром 96,8 мм с помощью инструмента GS диаметром 101,6 мм возникли проблемы. Во время работы ясом канат оборвался, в результате чего в скважину ниже селективного профиля провалился аварийный инструмент, включающий забойную компоновку и пробку. Пробка застряла в скважине на уровне переводника НКТ 114×89 мм – на 20 м ниже глубины профиля клапана-отсекателя. Оставленный в скважине канат и забойная компоновка с ясом были успешно извлечены из скважины, однако пробку, застрявшую на уровне переводника НКТ 114×89 мм, не удалось извлечь даже после нескольких попыток с использованием стандартной технологии на канате.

Для извлечения пробки были рассмотрены технологии, требующие использования буровой установки, технология с ГНКТ, а также роботизированная технология извлечения пробки с помощью электрического кабеля. После проведения детального технико-экономического анализа имеющихся вариантов было принято решение о проведении ловильных работ с помощью передовых роботизированных технологий спуска фрезы, трактора и яса на электрическом кабеле. Для этой операции были разработаны уникальные фрезы. Фрезерование выполнялось за несколько СПО для удаления различных частей поврежденной установочной мандрели. После успешного фрезерования планировалось извлечь пробку с использованием каната.

Однако первоначальные попытки извлечь пробку ясом прямым натяжением в 15 т оказались безуспешными. После этого была предпринята попытка фрезерования с помощью комбинации трактора и фреза на кабеле с целью полного фрезерования пробки. Первоначально фрезерование велось в соответствии с планом, но после 75 мм фрезерования фрез заклинило, и в результате он застрял внутри пробки. Компоновку на кабеле пришлось отсоединить и извлечь с помощью механического разъединителя над фрезом. Далее для извлечения пробки с застрявшим в ней фрезом в скважину на кабеле был спущен модифицированный прибор UPT с трактором и ясом. В результате пробку удалось освободить и поднять на 10 м выше глубины застревания. После этого пробка и фрез были успешно извлечены с помощью каната.

В статье подробно описываются основные этапы работ, методика выбора технологии извлечения пробки, план ловильных работ и его успешное выполнение. Также в статье описываются проблемы, возникшие при фрезеровании пробки на кабеле в открытом море, и способы их решения.

Практический анализ ГНКТ и эксплуатационных ограничений

Кен Ньюман, Патрик Келлехер, Athena Engineering Services

При эксплуатации ГНКТ существуют определенные особенности и ограничения, которые противоречат накопленным знаниям и усложняют работу. При эксплуатации ГНКТ необходимо четко понимать условия, в которых возникает изгиб и деформация трубы. Сочетание нагрузок, давлений, крутящего момента и изгибающих моментов, которые испытывает ГНКТ, может затруднить анализ состояния трубы. Цель данной статьи – подробно рассмотреть некоторые из вышеперечисленных аспектов и предложить упрощенную методику расчета, которую

with 4" GS tool after installation of X-mas tree. The slickline wire snapped while doing the jarring operations resulting in fish in the well with BHA and plug slipping down below the selective profile. The plug fell inside the well and got stuck at the 4.5"×3.5" tubing crossover joint ~20m below the SC-TRSSSV depth. The fished slickline wire along with the slickline tool-string BHA was successfully retrieved from the well, however, the plug remained stuck at the 4.5"×3.5" tubing crossover and could not be fished out even after several conventional approaches with slickline.

Solutions involving rig based retrieval and rig less coil tubing intervention and e-line robotic technology for retrieval of the plug were evaluated. Upon completion of a detailed feasibility study of available options, it was decided to conduct fishing of the plug with e-line based advanced robotic well intervention techniques such as eline miller, tractor and stroker. Unique milling bits were designed and customized for this operation. The milling operation involved multiple runs to target the removal of various parts of the struck lock mandrel. Upon successful milling operation, it was planned to retrieve the plug with slickline.

Initial attempts to retrieve the plug by straight pull using 33k pulling capacity Eline Stroker were unsuccessful. Subsequently, milling was attempted with a combination of E-line tractor and Miller to drill thru the plug. The milling initially started as per the plan but after 3 inches of milling the bit got stalled and was eventually stuck inside the plug. The E-line BHA had to be released from the mechanical disconnect sub above the bit. A modified 2" UPT tool with E-line tractor-stroker was run to fish out the bit and plug which resulted in the plug getting released from the stuck position and moving upwards about 10-meter from the stuck depth. Once this was accomplished, plug and bit were successfully retrieved with slickline.

The paper details the background of the stuck incident, selection methodology of fishing technique, fishing work plan and its successful execution. The paper also describes the operational difficulties encountered and the mitigation chosen while milling a plug with an electric line in the offshore environment.

Practical Pipe Understanding and Limits

Ken Newman, Patrick Kelleber, Athena Engineering Services

There are aspects of pipe behavior and limits that can be confusing and counter intuitive. These include understanding the conditions under which a pipe will "buckle" and when the stresses in the pipe will reach a point where the pipe material "yields". The combination of forces, pressures, torque and bending moments that are being applied to the pipe may make it difficult to

можно использовать в полевых условиях, когда необходимо быстро принять важные решения.

Секция 8. Обмен знаниями на стендах IV

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

Передовая технология одновременной инспекции нескольких труб в полевых условиях

Янсян Ю, Уильям Редфилд, Николас Боггс, Куанг Цинь, Марвин, Джефф Олсон, GOWell International, Мосунмола Эджики, Fluor Federal Petroleum Operations

Для инспекции нескольких труб на предмет коррозии был представлен новый усовершенствованный инструмент для определения толщины трубы (ePDT) на основе импульсного вихревого тока и электромагнитного поля. Инструмент позволяет измерять толщину металлической стенки пяти концентрических труб с максимальным наружным диаметром до 660 мм. Уникальная конфигурация делает инструмент самым совершенным техническим решением для измерения толщины колонн нагнетательных и добывающих скважин. Инструмент имеет наружный диаметр 51 мм и рассчитан на предельные значения температуры 175 °C и давления 138 МПа.

Инновационный датчик включает в себя: 1) фрактальную катушку-передатчик с улучшенным коэффициентом отношения сигнал/шум, охватывающим широкий динамический диапазон сигнала (система может быть адаптирована под разные скорости спуска и разную пространственную разрешающую способность для различных труб); 2) синтезированную апертуру приемной катушки (RX) для подавления шума от побочного движения инструмента; 3) катушку с широкой пространственной апертурой, которая в сочетании с элементами 1) и 2) позволяет подавлять помехи от остаточной намагниченности внутренней трубы без влияния на пространственную разрешающую способность; 4) «малый» измерительный преобразователь для определения электромагнитных свойств с целью внесения поправок в данные исследования.

Результаты лабораторных и полевых испытаний в сочетании с результатами моделирования показали, что новый инструмент может измерить толщину пяти труб от наименьшего диаметра 73 мм до максимального диаметра 660 мм. Кроме того, по сравнению с инструментами предыдущего поколения скорость регистрации данных может быть значительно увеличена.

Секция 9. Спуск инструментов на кабеле. Разработки, области применения, технические решения

В данной секции представлены доклады, посвященные проблемам, возникающим во время стандартных и нестандартных

understand how the pipe will responding. The objective of this paper is to clarify some of these issues and demonstrate a simplified calculation tool for field engineers to use when critical decisions need to be made quickly.

Session 8. Knowledge Sharing ePosters IV

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.

An Advanced Technique for Simultaneous in Situ Inspection of Multiple Metallic Tubulars

Yanxiang Yu, William Redfield, Nicholas Boggs, Kuang Qin, Marvin, Jeff Olson, GOWell International, LLC; Mosunmola Ejike, Fluor Federal Petroleum Operations

A new pulsed eddy current (PEC) – electromagnetic (EM) based tool called the enhanced Pipe-thickness Detection Tool (ePDT) has been introduced for multiple pipes' corrosion inspection. The tool can measure the metal wall thickness of five concentric pipes with the maximum outer diameter (OD) up to 26". This capability and ePDT's unique configuration provide the most advanced downhole solution for tubular evaluations of production, injector and gas/oil storage wells. The ePDT features a 2" (51 mm) OD with ratings of 350 °F (175 °C) and 20,000 psi (138 Mpa).

The innovative sensor of ePDT incorporates: (1) A fractal transmitter (TX) coil array that improves the tool's performances with enhanced signal-to-noise ratio (SNR) covering a wide signal dynamic range, and adaptability for various logging speeds and spatial resolutions for varying pipes; (2) A synthetic aperture of the receiver (RX) coil array for noise compensation from extraneous tool motion; (3) A wide-spatial aperture RX coil array which when combined with (1) and (2) allows for compressing the inner pipe remnant magnetization interferences without sacrificing spatial resolution; (4) A "shallow" measuring transducer to detect EM properties for logging data corrections.

The results from lab tests and field trials combined with simulation indicate that the ePDT can quantitatively measure 5 pipes from 2-7/8" as the smallest tubing to the maximum outer casing with the OD of 26". In addition, the logging speed can be significantly increased compared to previous generation tools.

внутрискважинных работ с кабелем, и техническим решениям этих проблем. Разработка нового оборудования и подбор методов его доставки в скважину проводились с целью оптимизации внутрискважинных работ. Докладчики данной секции описывают реальные проблемы, возникшие во время полевых работ, а также опыт применения кабельных технологий, которые позволили успешно выполнить поставленные задачи.

Инструмент точечного сверления – новый инновационный подход к вскрытию пластов с помощью сверления отверстий в базовой трубе сетчатого фильтра или в НКТ/обсадной колонне

Эспен Йохан Магнуссен, Видар Хауген, Саман Сарбаз, Оле Эдвинд, Эдди Карлсен, TIOS; Ларс Бьярне Нордаас, Тор Кристиан Холст, Equinor

Использование электрического инструмента, спускаемого на кабеле, является проверенным, безопасным, эффективным и надежным способом сверления отверстий в базовой трубе песчаных фильтров.

В статье описан опыт работы на месторождении норвежского континентального шельфа в скважине, в которой произошло загрязнение противопесочного фильтра Дарси отложениями. Фильтр Дарси является расширяемым, гидравлически активируемым противопесочным фильтром. Для сверления отверстий в базовой трубе фильтра и вскрытия пласта был использован электрический фрез, спускаемый на кабеле. Инструмент должен был быть оснащен надежным анкерным устройством для обеспечения устойчивости фрезы и точности сверления, чтобы предотвратить повреждение фильтрующих элементов ниже. В статье показано, что конструкция анкерного устройства и фрезеровочного модуля соответствует заявленным требованиям. Представлена последовательность операций, в которой просверлены две стадии на разной глубине с 13 отверстиями по кругу на каждой стадии. На момент публикации этой статьи уровень добычи этой скважины еще не известен, так как скважина еще не была повторно введена в эксплуатацию.

Использование комбинации забойной камеры и каверномера на кабеле со скважинным трактором для исследования препятствия на большой глубине в горизонтальном участке скважины

Эллисон Лэй, Анадарко, Таннер Паксон, Е.В. Гэри Маррилл, Брайан Шваниц, Брендон Штрубберг, Welltec

При спуске перфоратора с пробкой для проведения многостадийного ГРП в горизонтальной скважине глубиной 7190 м в западном Техасе заказчик столкнулся с препятствием в стволе скважины. Спуск шаблона диаметром 95 мм на НКТ 60 мм зафиксировал разгрузку веса на глубине 5567 м. Спуск шаблона диаметром 76 мм прошел данную глубину свободно. Для определения причины сужения ствола заказчиком было принято решение провести спуск забойной камеры и многорычажного каверномера. Однако из-за некоторых проблем, связанных с недохождением НКТ в горизонтальном стволе, проблемами

Session 9. Wireline Developments, Applications and Solutions

Papers presented in this session will focus on challenges faced, and solutions provided, during routine and non-routine field operations. The tools developed and the conveyance methods utilized were chosen to optimize operational success in interventions. Speakers will present actual well issues and case histories, which will demonstrate how the application of wireline technology has enabled the successful delivery of downhole intervention objectives with wireline applications.

A Precision Drilling Tool – A New Approach to Open for Production by Using a Novel Method to Drill Holes Through Base Pipe in Sand Screen or through Tubing/ Casing

Espen Johan Magnussen, Vidar Haugen, Saman Sarbaz, Ole Edvind Eddie Karlsen, TIOS; Lars Bjarne Nordaas, Tor Kristian Holst, Equinor

The use of an electric drilling tool deployed on wireline is shown to be a safe, efficient and reliable method to penetrate the base pipe in sand screens.

In the case study presented in this paper, a well on a field on the Norwegian Continental Shelf, completed with a Darcy sand screen that was clogged due to scale. A Darcy screen is an expandable hydraulically activated sand screen. An electric drill deployed on wireline was used to drill holes through the base pipe of the screen and into the flow channels to open for production. The tool needed a sufficient anchoring capacity for keeping the drill bit steady as well as accuracy of the drilling process to prevent damaging the underlying filter media. Both the anchor and the drill section of the drilling tool deployed are shown to be designed to meet these specifications. The sequence of the operation is presented, where two circular patterns at different depths with 13 holes each are drilled. At the time of publishing for this paper, the results on production from this operation is not yet known, as the well has not started producing again.

Long Lateral Restriction Diagnosed by Camera-Caliper Combo on E-Line Tractor in One Run

Allison Lay, Anadarko; Tanner Paxson, EV; Gary Murrill, Brian Schwanitz, Brandon Strubberg, Welltec

An operator in west Texas experienced an obstruction pumping down a plug and perforating

с понизителями трения, сложностью записи данных автономными приборами и невозможностью провести повторное исследование интервалов, по которым данные отсутствовали, поставщик забойной камеры рекомендовал провести исследование в режиме реального времени на электрическом кабеле с трактором.

Перед спуском в скважину было проведено испытание комбинированной компоновки трактора, каверномера и забойной камеры. В обсадную колонну 140×114 мм с поверхности закачивалась пресная вода для обеспечения качественного видеоизображения с забойной камеры. При спуске комбинированной компоновки на тракторе было выявлено несколько перетянутых соединений обсадных труб, а также изгибы колонны над этими секциями. Качественное изображение с забойной камеры позволило успешно определить препятствие в стволе. Общее пройденное расстояние при спуске через перетянутые соединения обсадных труб составляло 3067 м. Компоновка была спущена до глубины 7166 м.

Впервые в истории забойная видеокамера была спущена в скважину в одной компоновке с многорычажным каверномером и скважинным трактором на кабеле за одну спуско-подъемную операцию. Данная технология представляет следующие преимущества:

- Проведение геофизических исследований с записью данных в реальном времени с возможностью повторного исследования проблемных участков скважины.
- Для достижения большой глубины горизонтальных скважин не требуются понизители трения, которые ухудшают качество изображения с забойной камеры.
- Нет проблем со спиралевидным скручиванием гибких труб.
- Компактность устьевого оборудования для проведения геофизических исследований в нескольких скважинах на одном кусте.
- По сравнению с ГНКТ при использовании скважинного трактора вероятность повреждения геофизических инструментов при прохождении через сужения ствола меньше.

В статье описываются подробности данной работы и дается представление о потенциальных возможностях использования такой технологии в отрасли.

Стыковочная система перфорации со встроенной функцией записи данных в реальном времени

Карлос Эдуардо Гуэдес, Марсия Бенавидес, Карлос Бауманн, Фернандо Гарсия-Осуна, Шариф Абоельнага, Зухир Зауали, Саид Аль Расби, Мойзес Смарт, Schlumberger

В данной статье представлены результаты полевых работ с первой перфорационной системой, интегрированной с прибором для корреляции глубины и модулем высокоскоростного измерения в режиме реального времени. Данная система позволяет во время перфорации получать и передавать данные на поверхность в режиме реального времени. Стыковочная система перфоратора с модульной конструкцией повышает безопасность, эффективность и надежность работ. Измерение забойных условий в реальном времени позволяет передавать на поверхность данные о давлении в стволе скважины и состоянии динамической депрессии или репрессии для эффективной очистки каналов

gun combination on a multi-stage frac operation in a 23,600-ft lateral. Following a 3.74" OD gauge run with 2-3/8" coiled tubing (CT), which hung up at 18,266 ft, a 3" gauge run was able to pass the holdup depth (HUD). To determine the cause of the restriction, the operator decided to run a video camera and a multi-finger caliper tool. However, due to some concerns with CT reach in the long lateral, issues with friction reducers, undesirable memory timers for recording the logs, and the inability to repeat logging in zones of interest or missing data, the camera provider recommended the logging be performed in "real time" on an electric-line (e-line) tractor.

A shop systems integration test of the combined tractor, caliper and camera was performed prior to running in the well. Clear fluid (fresh water) was pumped down the 5.5"×4.5" casing from surface to obtain quality video downhole. Upon running the live system with the tractor, several over-torqued collars were identified as well as some buckling above those collars. The images were clear, and the problem areas were successfully identified. The total distance tracted was 10,063 ft, passing through the bad collars to the total measured depth of 23,511 ft.

This was the first time that a downhole video camera was run in combination with a multi-finger caliper tool on an e-line tractor in one run. This service benefits the industry in the following ways:

Flexible logging program with real time diagnostics and decisions on additional passes in problem areas.

No fluid darkening friction reducers necessary to achieve long lateral total depth.

No CT helical buckling concerns.

Small foot print for logging program on multi-well pads.

Less chance of damaging logging tools on tractor than on CT if obstructions encountered.

This paper describes the operational details of this case and offers insights into the potential uses for such a service to the industry.

Docking Perforating System with Integrated Real Time Downhole Measurements

Carlos Eduardo Guedes, Marcia Benavides, Carlos Baumann, Fernando Garcia-Osuna, Sharif Aboelnaga, Zoubir Zaouali, Said Al Rasbi, Moises Smart Schlumberger

This paper presents field results of the first well perforating system integrated with a depth correlation and real time high-speed measurements device, this tool acquires and transmits downhole data to surface in real time while perforating. The docking gun system with plug-in design improves operational safety, efficiency and reliability, whereas downhole measurements help to obtain maximum

перфорации и/или стимуляции интервалов.

Новая перфорационная система состоит из двух основных компонентов: стыковочный модуль и усовершенствованный измерительный модуль. Стыковочный модуль состоит из компактной, сменной и защищенной от действия радиочастот запальной системы для одиночной и многостадийной перфорации. В компоновке нет держателей зарядов, а также нет необходимости устанавливать детонаторы на рабочей площадке, что снижает влияние человеческого фактора и повышает общую безопасность, эффективность и надежность работы. Усовершенствованный измерительный модуль регистрирует быстро меняющееся давление в стволе скважины, амплитуду пикового ускорения, а также низкочастотное давление, температуру, гамма-излучение и локацию муфт обсадной колонны. Измерения этих параметров позволяют в реальном времени анализировать скважинные условия до, во время и после перфорации с точной корреляцией глубины даже в обсадных колоннах больших размеров и с высоким содержанием хрома.

Стыковочная система перфорации показала очень высокую эффективность в полевых условиях, повысив безопасность, эффективность и надежность работ и в то же время максимально увеличив производительность. Спуск данной системы в скважину можно производить с помощью кабеля, трактора или ГНКТ с кабелем. Новая стыковочная конструкция системы снижает влияние человеческого фактора и риск аварий и отказов оборудования на рабочей площадке. Данная система также позволяет увеличить длину компоновки перфораторов, спускаемую за одну СПО, и повысить эффективность работ. Кроме того, измерения в реальном времени низко- и высокочастотного давления в стволе скважины позволяют оптимизировать очистку перфорационных каналов и стимуляцию интервалов, повышая производительность и снижая общую себестоимость добычи нефти.

Инновационная, эффективная установка и извлечение компоновки сдвоенного пакера с использованием механических инструментов на электрическом кабеле

Стюарт Мурчи, Одд Эйнар Магнуссен, Стiaan Хааланд, Мартин Сатревик, Altus Intervention; Мортен Остевик, Interwell

Добывающая компания поставила задачу провести внутрискважинные работы с использованием сдвоенного пакера на одной из платформ в Северном море – работы должны были включать как установку, так и извлечение компоновки. В рамках этой задачи добывающая компания проводила поиск инновационного решения для выполнения эффективной операции, которое обеспечивало бы экономию времени и средств. Первой работой, описанной в статье, является установка компоновки сдвоенного пакера. Из-за ограничений по высоте для монтажа при спуске на гибких трубах потребовалось бы девять СПО для установки компоновки длиной 100 м. Вторая работа включала в себя извлечение установленной на малой глубине компоновки сдвоенного пакера, установку пробки и создание отверстий в НКТ с целью консервации скважины. В этой скважине для извлечения сдвоенного пакера необходимо было сначала очистить надпакерное

well productivity by providing real-time downhole wellbore pressure, transient dynamic underbalance and/or overbalance for perforation cleanup and/or well stimulation.

The new perforating system consists of two main components: a docking gun system and an advanced measurements module. The docking gun system consists of a compact, plug-in, radio frequency safe, addressable firing system for single and multi-zone sequential perforating applications. The system eliminates port plugs and wellsite arming of detonators, reducing human error and improving overall safety, efficiency, and reliability. The advanced measurements module provides high-frequency transient wellbore pressure, peak acceleration amplitude, and low frequency pressure, temperature, gamma ray, and active casing collar locator. These measurements enable real time confirmation of downhole conditions before, during, and after perforating, with accurate depth correlation even in high chrome tubulars and large casing sizes.

This instrumented docking gun system delivered an outstanding field performance, adding value to operators by increasing safety, efficiency and reliability, while at the same time maximizing productivity. This instrumented gun system can be deployed with wireline, tractor or electrical coil tubing. The new docking gun system design reduces human error and the risk of wellsite accidents and failures. With this system we also maximize gun length deployment per run and operational efficiency. In addition, real time downhole measurements of low- and high-frequency wellbore pressure allow optimization of perforating cleanup and stimulation, maximizing productivity and reducing the overall cost per barrel produced.

Innovative, Efficient and Effective Straddle Packer Assembly Deployment and Retrieval Using Electric Line Powered Mechanical Technologies

Stuart Murchie, Odd Einar Magnussen, Stiaan Haaland, Martin Sætrevik, Altus Intervention; Morten Østevik, Interwell

An operator required straddle related interventions to be carried out on one of their platforms in the North Sea, for both straddle retrieval and straddle deployment purposes. For these they were seeking innovative solutions to deliver more efficient and effective operations providing time and cost savings. The first operation described in the paper was a straddle packer deployment, which, done conventionally using coiled tubing, would have required nine runs to install the 100-meter assembly. This was due to the limited rig up height available. The second operation was to pull a shallow set straddle before setting a plug and punching the tubing as part of a plug and abandon operation.

пространство от скопившихся отложений.

Для обеих операций было разработано решение, которое позволяло преодолеть трудности, характерные для таких традиционных методов, как спуск на гибких трубах или канате. В первой работе (установка сдвоенного пакера) в комплексе с компоновкой пакера использовался скважинный трактор, спускаемый на электрическом кабеле. Измерение натяжения/сжатия трактора в режиме реального времени гарантировало точную установку пакера и точное измерение затяжки веса для проверки корректной установки. Данное техническое решение обеспечило увеличенную высоту для сборки компоновки и возможность использования разделительных патрубков для сборки компоновки, что позволило выполнить установку всех секций компоновки за меньшее количество СПО. В отношении второй работы (извлечение сдвоенного пакера) для удаления отложений, как правило, используется традиционный метод скребкования на канате – метод, требующий большого количества времени с несколькими СПО. Вместо этого была использована компоновка для удаления отложений, спускаемая на кабеле, которая позволила выполнить работу за несколько часов. Традиционный метод потребовал бы несколько дней. При сборе компоновки учитывалось расположение элементов для успешного прохождения через противовыбросовый превентор. Кроме того, в компоновке для извлечения сдвоенного пакера был предусмотрен яс, активируемый посредством кабеля.

Применение технологий на кабеле повысило эффективность работы. Первая работа по установке компоновки сдвоенного пакера была завершена всего за шесть СПО. При использовании гибких труб потребовалось бы девять СПО. Таким образом, экономия времени составила почти двое суток. Для оптимизации процесса спуска компоновки перед работой было проведено моделирование. Для выполнения второй работы была использована компоновка с очистным фрезом, которая включала сборочные камеры, используемые исключительно для успешного прохождения через превентор. Конструкция компоновки также обеспечила необходимое центрирование во время работы фрезом. Поскольку данная работа проводилась в водоотделяющей колонне, технические характеристики гидравлического масла были оптимизированы для работы при температуре 1 °C.

Преимущества использования технологии спуска механических инструментов на электрическом кабеле были очевидны в обеих операциях. Точное измерение глубины и быстрое управление забойной компоновкой посредством команд с устья по электрическому кабелю позволили повысить точность и управляемость операции, в том числе при отбивке забоя без повреждений компоновки сдвоенного пакера. Обе работы были выполнены успешно.

Фрезерование внутрискважинного клапана-отсекателя с использованием электрического кабеля

Сайрул Хериянто, Дамар Пракойо, Medco E&P Natuna Ltd; Surya Putra Sri Sutama, PT Welltec Oilfield Services

В этой статье описан опыт успешного применения кабеля для фрезерования дистанционно управляемого внутрискважинного клапана-отсекателя (SCSSV), который в скважине отсоединился от шарнира. Клапан

Here, scale had accumulated above the straddle which first needed to be removed to enable the removal of the straddle itself.

For both operations, a solution was devised that overcame the challenges and inefficiencies of the more traditional methods, be that using coiled tubing or slickline. In the first (straddle packer deployment), an electric line tractor was used to aid in-well straddle assembly. The tractor's real-time tension/compression readings would provide accurate and controlled deployment and a precise measurement of the over-pull verification once set. The solution provided more rig up height, enabling surface assembly of spacer pipe sections, hence fewer runs for the full straddle system deployment. For the second (straddle packer retrieval), historically such scale removal would be performed by slickline broaching – a time consuming multi-run method. Instead, an electric line powered debris removal tool string was used, removing the scale in hours instead of days. Critical toolstring space-out through the blowout preventer (BOP) stack was managed. Furthermore, an electric line powered stoker was used to retrieve the straddle sections.

The application of electric line based intervention technologies provided direct and indirect efficiencies. In the first operation, the electric line deployment of the straddle packer assembly was completed in only six runs compared to the nine runs required if coiled tubing was used, which delivered a time saving of almost two days. Pre-job simulations were carried out to optimise the deployment tool string design. During the second operation, the cleanout mill string, with collection chambers added purely to manage the string space out through the BOP stack, also provided better centralisation for the milling operation. With this operation occurring within the marine riser section, hydraulic oil specification was optimised for 1 °C operation.

Advantages brought about through the use of electric line deployed powered mechanical tools were apparent in both operations. The depth resolution, coupled with the real-time surface read-out toolstring command – provided by electric line – enabled fast, precise and controlled operations, including delicate straddle tagging without risk of damage. Both operations were executed successfully.

SCSSV Flapper Milling Using E Line Solution

Syabrul Heriyanto, Damar Pracoyo, Medco E&P Natuna Ltd.; Surya Putra Sri Sutama, PT Welltec Oilfield Services

This paper discusses the success of an operation involving E-line unit to mill Surface Controlled Subsurface Safety Valve (SCSSV) flapper on a well, which has been detached from its hinge. The flapper has become obstruction to well

стал препятствием в стволе скважины, которое мешало проводить работы по активации сдвижных муфт, что в конечном итоге могло негативно сказаться на уровне добычи скважины.

Информация о том, что клапан стал причиной сужения ствола скважины, была получена при очистке НКТ на канате, а информация об отсоединении клапана от шарнира была получена благодаря спуску забойной камеры. Целью работы являлось восстановление доступа в зону под клапаном для изоляции интервалов и проведения перфорации. Конструкция фрезы, специально разработанная для фрезерования клапана, сводила к минимуму вероятность вращения створки клапана при фрезеровании, что позволило повысить эффективность операции. Поскольку для компании Medco E&P Natuna это был первый опыт фрезерования клапана-отсекателя, на стенде сервисной компании было проведено испытание с настоящим клапаном-отсекателем такого же типа, чтобы перед работой подтвердить работоспособность данного метода.

Успешно выполненная работа показала, что фрезерование на кабеле со специально разработанным фрезом является эффективным методом удаления препятствий в стволе скважины. Вращательное движение створки клапана, которое могло препятствовать работе фрезы, было сведено к минимуму. Выполненная работа по фрезерованию обеспечила полнопроходной диаметр для выполнения будущих операций.

Высокоэффективное техническое решение для установки комбинированных пробок и активации сдвижных муфт на кабеле

Стюарт Мурчи, Одд Эйнар Магнуссен, Стиан Хааланд, Мартин Сатревик, Altus Intervention

В скважине на норвежском континентальном шельфе было необходимо установить пробку для изоляции продуктивного интервала. После этого было необходимо открыть несколько сдвижных муфт, чтобы оптимизировать добычу нефти из скважины. Как правило, такая работа выполняется за две СПО, однако для экономии времени и затрат сервисной компанией было предложено выполнить работу за одну СПО.

Для выполнения работы было разработано техническое решение, которое обеспечивало высокую точность и полный контроль над выполнением комбинированной операции. Питание инструментов для посадки пробки и активации муфт осуществлялось по электрическому кабелю с возможностью управления компоновкой с устья и измерения забойных данных в реальном времени. Для корректной работы комбинированной компоновки кабель управления инструмента для посадки пробки, расположенного ниже, проходил через инструмент для активации муфт. Конструкция инструмента для активации муфт двустороннего действия в сочетании с ясом двустороннего действия, позволяет переключать муфты в обоих направлениях, если это необходимо во время операции. Также конструкция инструмента предусматривает возможность деактивации сдвигающих рычагов по команде для предотвращения случайного открытия/закрытия муфт во время движения компоновки.

Испытание комбинированной компоновки перед работой было проведено на испытательном стенде

intervention activity on this well, preventing a zone shifting job which potentially would triple the well's oil production.

The SCSSV flapper becoming a restriction was identified from slickline tubing clearance job, but the fact that it has been detached from its hinge was learned after getting the result from running downhole camera. The objective of the operation is regaining access to the zone below SCSSV for zonal isolation and perforation. The bit was specially designed to mill the flapper while minimizing the flapper rotational action that might have caused by the milling, hence increasing the milling effectiveness. As this is the first loose SCSSV flapper milling for Medco E&P Natuna, a System Integrity Test (SIT) was conducted at Service Company facility with actual flapper of the same type to prove the method would work, prior to the actual job onsite.

E-line milling with special designed bit was proven to be the effective method to solve the restriction issue in this well. The restriction was able to be milled, and rotational movement of the flapper which could have impeded the milling operation was minimized. A full-bore access was made available upon the milling job completion, which allow for future intervention work.

Combined Plug Setting and Multiple Sleeve Shifting Electric Line Operation to Deliver a Precise, Highly Effective and Efficient Intervention Solution

Stuart Murchie, Odd Einar Magnussen, Stian Haaland, Martin Sætrevik, Altus Intervention

A plug needed to be set in a well located in the Norwegian Continental Shelf to shut off an existing production interval, followed by the opening of several pre-installed reservoir control sliding sleeves, in order to optimise oil production from the well. It was suggested by the service company that such a two- run operation could be combined into a single run to save time and cost.

An electric line deployed solution was designed to ensure high accuracy and control across the combined operation, providing power to both the plug setting and sleeve shifting tools, along with real- time command and toolstring status readout at surface. The combined setting and shifting functionality required the use of a through-wired shifting tool to enable real-time activation of the plug setting tool, which was positioned below. A bi-directional shifting tool was used, which, in conjunction with a bi- directional stroker, would enable sliding sleeve shifting in both directions, if required, during the operation. Furthermore, its dogs were retractable on command to ensure no inadvertent shifting occurred while traversing the multiple sleeve positioned in the well.

Pre-job system integration testing was done at the service company location using a mock up completion comprised of two sleeves rigged up

сервисной компании с использованием модели компоновки заканчивания, состоящей из двух муфт ГРП и одной секции колонны в горизонтальном положении. Испытание подтвердило совместимость инструмента для посадки пробки и ключа для активации муфт в единой компоновке. Также при испытании не произошло заклинивания инструментов в компоновке заканчивания.

Спуск компоновки в скважину, корреляция глубины, посадка и извлечение пробки были успешно выполнены. Затем была также выполнена корреляция глубины для второго этапа работы с муфтами. Управление компоновкой в реальном времени и сбор данных об усилении и положении яса позволили выполнить успешное переключение всех муфт в соответствии с планом работ.

Наличие яса позволило успешно поднять пробку, когда она застряла в скважине во время спуска на целевую глубину. Натяжение электрического кабеля не позволило освободить пробку. Для возможности независимого извлечения яса и пробки в компоновке было установлено несколько промежуточных патрубков. Также компоновка была оснащена автономным датчиком давления и температуры. Анализ данных этого датчика после СПО позволяет подтвердить успешный сдвиг муфты. Для спуска компоновки в сильно искривленных участках скважины использовался трактор.

Работа по спуску комбинированной компоновки за одну СПО была успешно выполнена, и, таким образом, сэкономлено время.

Механическое создание отверстий в колонне без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья

Джосюа Вурц, Мэтью Дрезел, Грег Гим, Schlumberger

Механическое создание отверстий в колонне с помощью электрических инструментов без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья представлено для демонстрации преимуществ и недостатков подобных систем по сравнению с традиционными технологиями со взрывчатыми веществами и/или механическими системами создания отверстий без использования электрического кабеля. В статье рассмотрены критерии проектирования работ, эффективность, вывод данных в реальном времени, проходные сечения полученных отверстий и факторы риска при анализе различных систем создания отверстий в колонне.

На протяжении многих лет в нефтяной промышленности в скважины спускается множество взрывчатых и невзрывчатых компоновок для перфорации колонн. Со временем конструкции скважин усложнялись, что привело к повышению спроса на технологии перфорации колонн.

Очередным шагом в совершенствовании методов перфорации колонн для все более сложных конструкций скважин стала разработка системы механического создания отверстий без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья. Такая система является более безопасным и надежным вариантом по сравнению с традиционными методами. Также она обеспечивает мгновенную обратную связь с забоя. Кроме того, система позволяет значительно снизить риск повреждения контрольных линий, расположенных непосредственно за

with a tubing joint in a horizontal set-up. This tested that there was no incompatibility between the plug setting and sleeve shifting components of the combined tool string, and that no inadvertent tool hang up occurred within the completion.

The toolstring was run in hole, depth correlated and the plug set and released. Subsequent correlation was then done for the sleeve section. The real-time control and surface readout of stoker force and position enabled a precise sleeve shifting operation, and all sleeves were shifted successfully as per requirements.

The stoker also provided a means of pulling the plug when it got inadvertently stuck whilst running to set depth and the electric line winch was unable to pull the string free. Multiple release subs were also positioned in the toolstring to enable independent recovery of the plug and stoker assembly if required. In addition, a memory pressure/temperature gauge was run, which provided further validation of sleeve shifting upon download and analysis. A tractor was used to convey the toolstring across the highly deviated section of the well.

This single-run combined service solution delivered flawless operation with considerable time savings.

Instrumented and Surface-Controllable Nonexplosive Mechanical Punching of Downhole Tubulars

Joshua Wurtz, Matthew Dresel, Greg Giam, Schlumberger

An instrumented, powered, and nonexplosive mechanical punching system with full surface control is presented to demonstrate the benefits and limitations of such systems versus traditional explosives and/or nonpowered mechanical punching systems. The paper will consider design criteria, performance, real-time outputs, flow areas, and operational risk factors when evaluating the different punching systems.

The oil industry has run many forms of explosive and nonexplosive punching or perforating assemblies in wells over the years. As well design and complexity have changed over time, so has the need for punching and perforating methods.

An instrumented and surface-controllable, nonexplosive mechanical puncher is the needed change in downhole punching and perforating methods for increasingly complex well designs. Such a system is seen as a safer, more reliable option than traditional methods, and it provides immediate feedback on the operation. Additionally, during punching operations, the system significantly reduces the risk of damaging control lines directly behind a tubular and eliminates the risk of damaging annular tubulars.

Unique design factors and mechanisms were evaluated and characterized to develop an

колонной, и исключает риск повреждения внешних колонн затрубного пространства.

При разработке данной системы был проведен анализ уникальных конструктивных особенностей и механизмов компоновки.

Для подбора исполнения и геометрического расположения элементов компоновки дырокола был проведен анализ на прочность, на усилия, необходимые для создания отверстий в колонне, а также на проходные сечения отверстий. Различные дыроколы были испытаны на трубах разных типоразмеров и групп прочности с целью определения взаимосвязи между изменением типа труб и изменением прочности, усилий и проходных сечений отверстий.

Результаты испытаний показали, что для каждого дырокола и определенного типа трубы характерны свои риски, прочность, усилия создания отверстия и диаметр отверстий. Эта информация может быть использована для модернизации дырокола под конкретную задачу. Кроме того, контрольно-измерительные приборы показали стабильность при многократном создании отверстий. Также можно определить момент создания отверстия и потенциальный износ дырокола.

Было показано, что данная система позволяет снизить риски в нескольких областях. По сравнению с созданием отверстий с помощью взрывчатых веществ на отверстиях, выполненных с помощью данной системы, не было ни следов вспучивания поверхности трубы, ни внутренних заусенцев или повреждений. При создании отверстий в колонне в затрубном пространстве находилась линия управления датчиком давления, однако после перфорации не было замечено никаких повреждений контрольной линии. Наконец, контроль с устья подтвердил, что использование электрического кабеля позволяет снизить риск прихвата компоновки.

Новизна данной системы прослеживается на этапах разработки, проектирования и анализа, выполненных с целью вывода на рынок усовершенствованной, более надежной и более эффективной системы создания отверстий в скважине. Кроме того, возможность управления с устья в реальном времени позволяет получать информацию о ходе работы и скважинных условиях, а также минимизировать риски и повысить уровень безопасности.

Фрезерование композитной пробки на кабеле в Аргентине

Гэри Агилар, Дэвид Аудело, Welltec Oilfield Services; Мартин Небиоло, Факундо Хименес, Рубен Вайгель, Фернандо Каналес, Хоэль Мартинес, YPF

В марте 2018 года в Аргентине на месторождении нетрадиционных запасов было проведено фрезерование композитной пробки с помощью технологии фрезерования на кабеле. В данной статье подробно описываются этапы планирования и выполнение первой в Аргентине работы по фрезерованию композитной пробки на кабеле.

Работы по проведению ГРП по технологии Plug & Perf были приостановлены, когда композитная пробка застряла в хвостовике 127 мм (2,9 кгс/м) на глубине 2442 м по стволу в вертикальном участке скважины, пробуренной в залежи нетрадиционных запасов. Первоначально добывающая компания рассматривала возможность использования гибких труб для фрезерования пробки, однако из-за

оптимизированной и управляемой с поверхности, не взрывчатой механической системы пробки.

Материалы и геометрии пробки были оценены на долговечность, усилия, необходимые для проникновения в трубу, и площади потока. Эти пробки были охарактеризованы в нескольких размерах труб и сортах для определения взаимосвязи между изменениями в трубе к изменениям в той же долговечности, усилиях и площадях потока.

Было замечено, что разные типы пробки и трубы имеют разную операционную опасность, долговечность, усилия, необходимые для проникновения, и общую площадь потока. Эта информация может быть использована для оптимизации пробки для операционной цели. Дополнительно, благодаря инструментации, было замечено, что есть повторяемость в пробках, проведенных, и успешная "выстрел" и потенциальный износ пробки может быть определен.

Было также замечено, что система снижает риск в нескольких областях. Когда сравнивали пробку с взрывчаткой, не было набухания трубы или внутренних заусенцев или повреждений. Система была пробита непосредственно в линию датчика давления за трубой без повреждений внешней линии после пробки. Наконец, было замечено, что с контролем с поверхности, возможные варианты могли быть использованы для снижения любых рисков при заклинивании.

Новизна этой инструментальной и управляемой с поверхности, не взрывчатой механической системы пробки заключается в инженерии, проектировании и характеристике системы для предоставления оптимизированной, более надежной и более эффективной системы пробки. Кроме того, есть ценность в знании в реальном времени статуса операции, диагностики скважины, и возможности контроля с поверхности для управления рисками и дополнительными мерами предосторожности.

Композитное удаление пробки с E-Line Миллингом в Аргентине

Гэри Агилар, Дэвид Аудело, Welltec Oilfield Services; Мартин Небиоло, Факундо Хименес, Рубен Вайгель, Фернандо Каналес, Хоэль Мартинес, YPF

В марте 2018, электрическая проволока (e-line) milling solution была развернута для удаления композитной пробки в нетрадиционной скважине в Аргентине. Этот абстракт описывает планирование и выполнение первой композитной пробки с удалением с помощью e-line milling solution в Аргентине.

Операции пробки и гидравлического фрезерования были остановлены, когда композитная пробка застряла в 5" 21.4 lb/ft casing на глубине 2442 м MD в вертикальном сечении нетрадиционной скважины. Оператор изначально рассматривал мобилизацию катушки (CT) для фрезерования пробки, однако ограничения по времени заставили их рассмотреть более эффективные альтернативные варианты. Доступность, короткое время мобилизации, эффективная установка, и прошлые успехи с помощью e-line tractor и milling assembly продемонстрировали явное преимущество перед CT для этого приложения.

нехватки времени они стали искать альтернативные варианты. Явными преимуществами технологии фрезерования на кабеле перед технологией ГНКТ являлись доступность, быстрая мобилизация, оперативный монтаж и опыт успешного применения компоновки трактора и фрезы на кабеле.

Целью работ было фрезерование композитной пробки и обеспечение доступа к следующей стадии ГРП на глубине 4252 м. Первая СПО для фрезерования пробки была успешно выполнена за 9,5 часа. В течение следующих 11 часов было выполнено две дополнительных СПО с фрезом тяжелого типа на разных глубинах, чтобы очистить доступ к целевой глубине. Использование данной технологии позволило продолжить работу в соответствии с программой без отклонений от плана работ.

Технология фрезерования композитных пробок и других препятствий на кабеле является эффективной и экономичной альтернативой традиционным методам. Дополнительные преимущества включают в себя значительное снижение рисков за счет сокращения персонала и оборудования.

Секция 10. Повышение операционной эффективности, безопасности работ и уровня контроля за скважиной

Постоянными задачами для отрасли являются последовательное снижение затрат, повышение экономической и операционной эффективности, а также снижение количества аварий и несчастных случаев. Повышение операционной эффективности может быть достигнуто за счет использования новых технологий, нового подхода к методам внутрискважинных работ, анализа данных о прошлых работах и сокращения временных затрат с помощью сбора данных в реальном времени. Данная секция посвящена успешно реализованным уникальным решениям с использованием различных технологий для повышения операционной эффективности.

Развитие внутрискважинных технологий в подводных скважинах месторождения Бахус с использованием буровых судов и судов для ремонта скважин

Родни Фаркухар, Джоэл Родригес, Роберт Макферсон, Apache North Sea

Опыт проведения нескольких работ в подводных скважинах на нефтяном месторождении Бахус в Северном море показывает, как одна добывающая компания усовершенствовала процесс планирования внутрискважинных работ для решения различных проблем с использованием знаний, полученных в ходе успешно выполненных работ. Это способствовало улучшению процесса организации работ и снижению потенциальных рисков, а также привело к повышению эффективности следующих работ: ремонт газлифтного

The objective for the milling operation was to remove the composite plug and confirm unrestricted access to the next perf stage at 4,252 m MD. The successful plug milling operation on the 1st run required approximately 9.5 hours of milling. Over the next 11 hours, two additional runs with heavy milling at different depths were required to clear a path to the target depth. The use of this solution allowed the operation to continue as per the program without further interventions.

An e-line milling solution for composite plugs and other wellbore hardware is an efficient and cost-effective alternative to conventional methods. Additional benefits include a substantial decrease in HSE risk exposure by minimizing the operational footprint through a reduction of personnel and equipment.

Session 10. Improving Operational Efficiency, HSE and Well Control

A continuous challenge for our industry is how to consistently reduce costs, become leaner and more efficient while striving for zero HSE incidents. Improving operational efficiency can be achieved through leveraging new technology, taking a new approach to intervention methods, analysis of past job data, and reduction of operational time through real-time data. This session will focus on unique solutions successfully implemented through discussions utilizing various intervention methods to improve operational efficiency.

Evolution of Bacchus Subsea Well Interventions Using Rig and Light Well Intervention Vessels

Rodney Farquhar, Joel Rodriguez, Robert MacPherson, Apache North Sea

A suite of subsea intervention case histories at the Bacchus oil field in the North Sea will demonstrate how one operator matured intervention planning to address well entry challenges using learnings gained over the course of successive jobs. This contributed to better management and mitigation of potential risks leading to slickline performance improvement for gas lift valve reconfiguration, the successful deployment of coiled tubing to clean out asphaltene deposits in a live subsea oil well from a monohull vessel and setting of a retrofit gas lift straddle to optimize and secure production. The paper outlines intervention asset selection, work programme development and risk mitigation measures related to subsea tree valve function issues and loss of full bore access

клапана с помощью канатной техники, применение ГНКТ для очистки асфальтеновых отложений в действующей подводной нефтяной скважине с помощью однокорпусного судна, установка сдвоенного газлифтного клапана для оптимизации добычи и повышения безопасности. В статье описываются подбор технологии, разработка плана работ и меры по снижению рисков, связанных со сбоями фонтанной арматуры и потерей полнопроходного доступа в скважину из-за асфальтеновых и парафиновых отложений. Описаны различные технологии внутрискважинных работ с применением канатной техники, каната с кабелем, электрического кабеля и ГНКТ, которые проводятся с использованием судна для ремонта скважин. В статье изложена технология анализа природы органических отложений в скважине и последующего применения результатов анализа к прогнозированию проблем с доступом в скважину и планированию внутрискважинных работ. Реальные примеры с полевой практики расширяют базу знаний о проблемах, с которыми сталкиваются в ходе внутрискважинных работ в подводных скважинах, а также дают информацию о способах борьбы с указанными проблемами.

Кинетический превентор – подушка безопасности для нефтегазовой отрасли

Бобби Галлахер, Дейв Джуда, Билли Галлахер, Стивен Ангстманн, Kinetic Pressure Control Limited

В статье представлена запатентованная конструкция кинетического пиромеханического превентора с электроприводом, который позволяет срезать любой объект и обеспечить герметичность скважины.

Кинетический превентор (K-BOS) позволяет срезать любой элемент скважинного оборудования над долотом, что дает возможность убрать из нефтегазового словаря термин «несрезаемый». Благодаря кинетическому срезанию в скважине остается легкоизвлекаемый аварийный инструмент практически без повреждений. Благодаря простой, защищенной и герметичной технологии превентор способен полностью перекрыть проходное сечение после срезания и обеспечить герметичность за несколько миллисекунд, значительно снижая риски утечки легковоспламеняющихся и токсичных жидкостей и газов. Благодаря лучшим в отрасли технологиям мониторинга, испытания и активации плашек кинетический превентор является надежным барьером безопасности, который практически не требует технического обслуживания благодаря простой конструкции, где рабочие элементы не смачиваются скважинной жидкостью до момента активации. Это обеспечивает снижение затрат и сокращение длительности простоев. Как и автомобильная подушка безопасности, автономный кинетический превентор отвечает требованиям международных стандартов в отношении безопасности при эксплуатации и транспортировке пиротехнических устройств.

При разработке превентора были использованы технологии моделирования работы огнестрельного оружия, которые изначально были разработаны для военной отрасли. Адаптация данных моделей позволила прогнозировать результаты испытаний превентора на срезание различных труб, включая трубы, которые традиционно считаются «несрезаемыми». Для обоснования

caused by asphaltene and wax deposits. Light well intervention vessel and mobile rig operations using deployment methods including slickline, digital slickline, electric line and coiled tubing are described. The role of production technology work undertaken to better understand the nature of organic deposits in the wells and how that contributed to anticipating well access risks and inform intervention planning will be highlighted. These real field examples add to the knowledge base of well services and production technology challenges faced during subsea well intervention and highlights approaches to overcome them.

Kinetic Blowout Stopper – The Airbag for the Oil and Gas Industry

Authors Bobby Gallagher, Dave Juda, Billy Gallagher, Steven Angstmann, Kinetic Pressure Control Limited

A proprietary design using a pyro-mechanical, electrically initiated, kinetic energy enabled shearing action has safely and reliably delivered on the promise of "Shear Anything" and seal successfully.

The kinetic blowout stopper (K-BOS) will shear anything in the well above the bit thus eliminating non-shearables from the oil & gas lexicon. Further a superior clean fish with minimal deformation is produced by the kinetic shearing action. The K-BOS will shut-in full flow and pressure blowouts in milliseconds with its simple protected hermetically sealed construction for unparalleled post-shearing sealing performance and dramatically reduce extremely deadly and damaging flammable and/or toxic gas releases. With unrivalled confidence and reliability with best-in-industry control system monitoring and function testing and actuation techniques, the K-BOS requires virtually zero maintenance because of its simple construction where the working components are not wetted by wellbore fluids until actuation, meaning lower costs and reduced NPT and downtime. Like the automotive air bag, the K-BOS is self-contained and meets US and International deregulation requirements regarding safety and logistics of pyrotechnic devices.

Starting with ballistic modeling technology developed for the military, the models were adapted to the K-BOS application and predicted the outcomes of shearing tests with different common tubulars including traditional "unshearables." A testing regime has been conducted to validate the models, demonstrate repeatability of the results, and demonstrate that a post shear seal could be achieved.

More than 30 test serials with the K-BOS 4-1/16" prototype including empty well-bore tests, shear tests ranging from 5/16" wireline to 3-1/2" Drill Collar with a 1" Wall Thickness. All tests to date have sheared the target tubular without failure.

результатов моделирования были проведены многократные испытания на срезающую способность, которые показали стабильность результатов. Также было показано, что превентор обеспечивает полную герметичность после срезания.

Было проведено более 30 испытаний прототипа превентора K-BOS 103 мм, включая испытания при отсутствии оборудования в скважине, испытания на срезание различных элементов – от кабеля диаметром 8 мм до бурильной колонны 89 мм с толщиной стенки 25 мм. На данный момент на всех проведенных испытаниях все целевые образцы труб были успешно срезаны. Превентор был испытан для труб различных конфигураций из различных материалов.

Во время испытаний превентор успешно срезал все целевые образцы, при этом процесс отвечал всем требованиям безопасности. Испытания подтвердили результаты моделирования, а также предоставили данные для корректирования процесса моделирования для конкретных задач. Это позволило обеспечить высокий уровень точности результатов моделирования работы превентора при срезании. Испытания на срезающую способность также показали, что при работе превентора не происходит повреждения уплотнений, что обеспечивает полную герметичность устья скважины после срезания.

Превентор K-BOS соответствует 5-му уровню технической готовности (по шкале API 17N), что дает возможность перейти к полевым испытаниям. Полученные результаты и непрерывающаяся работа над дальнейшей разработкой кинетического превентора K-BOS способствуют укреплению так называемой социальной лицензии нефтегазовой отрасли на проведение опасных работ.

Кабели для обсаженного ствола с полимерной оболочкой нового поколения позволили добывающей компании в Мексике досрочно и без происшествий выполнить план по заканчиванию скважин и осуществить ввод скважин в эксплуатацию за девять дней до запланированного срока

Серко Сарьян, Schlumberger; Франсиско Арисменди, Сильвио Камперос, Франсиско Гарса, Iberoamericana De Hidrocarburos; Серхио Треллес, Джозеф Варки, Schlumberger

Кабели для работы в обсаженном стволе с полимерной оболочкой нового поколения позволяют устранить все недостатки традиционных кабелей для геофизических исследований, обеспечивая повышение эффективности, значительное снижение риска потери контроля над скважиной, отсутствие необходимости в дорогостоящем техническом обслуживании, а также снижение затрат. Данная технология позволила добывающей компании в Мексике досрочно и без происшествий выполнить план по заканчиванию всех скважин на месторождении и начать добычу за девять дней до запланированного срока.

Недавно разработанная технология капсулирования и сшивания полимеров обеспечивает полную герметичность для электрического сердечника и оплетки кабеля. В результате устраняются риски разветвления жил, скручивания кабеля, газообразования и коррозии оболочки кабеля. Также исключается необходимость в использовании оборудования для закачки смазки. Равновесие крутящих

Multiple materials and configurations have been tested.

In all the shearing tests, the K-BOS successfully sheared the target while achieving all safety objectives. The shear test program has validated the models and has also provided validation data allowing for adjustments to the modeling technology for this specific application and resulting in a high level of accuracy and precision in design and shear performance expectations. The shear testing also showed that the K-BOS can shear without damaging the seals and provides an adequate sealing surface after shearing.

The K-BOS has successfully met technical readiness level 5 (API 17N scale) and is ready to move on to in the field scale shear and seal testing. These results and the continuation to continuing development further the prospects of ensuring the K-BOS achieves its mission to strengthen the industry's social license to operate.

Mexico Operator Achieves HSE Incident Free Well Completion Program Ahead of Time and Nine Days of Early Production Using New Generation Polymer Encapsulated Cased Hole Wireline Cables

Serko Sarian, Schlumberger; Francisco Arismendi, Silvio Camperos, Francisco Garza, Iberoamericana De Hidrocarburos; Sergio Trelles, Joseph Varkey, Schlumberger

New generation Polymer-filled and jacketed wireline cased hole cables eliminate all inherent bottlenecks of traditional wireline logging cables, enabling unprecedented operational efficiency with substantial reduction of well control risk and costly maintenance. This Technology enables a Mexico operator to deliver all their Operator Field wells ahead of time, without any HSE or well control incident while gaining 9 days of early production.

Recently developed Polymer encapsulation and bonding technology completely seal Wireline cables electrical core and armors. The result is elimination of armor birdcaging (see glossary) and stranding, grease injection and associated equipment, cable gassing-up and well fluid related armor corrosion. Total armor torque balance and polymer outer jacket substantially reduce Chrome or glass coated completions damage, cable friction and maintenance requirements. The result is unprecedented well control safety, grease related environmental and reservoir damage elimination, higher operational efficiency with faster rig-up/down and tripping speeds, reduced tractor conveyance needs with improved well access in complex completions and proven early production gains.

Contrary to conventional Wireline cables, the new generation polymer encapsulated cables come with a gas blocked core and a pressure balanced sealed cable termination. Potential well

моментов брони кабеля и полимерная внешняя оболочка значительно снижают вероятность повреждения кабеля при трении кабеля и работе с оборудованием с хромированным или стеклянным покрытием. Также снижаются требования к техническому обслуживанию кабеля. В результате данная технология обеспечивает следующие преимущества: высокий уровень контроля над скважиной, исключение вероятности загрязнения пласта и окружающей среды смазкой, высокая операционная эффективность, быстрый монтаж/демонтаж, сокращение длительности СПО, отсутствие необходимости в использовании скважинных тракторов, доступ в скважины со сложными технологиями заканчивания, а также досрочный ввод скважин в эксплуатацию.

В отличие от традиционных кабелей, кабели нового поколения с полимерной оболочкой поставляются с газозащищенным сердечником и герметичным кабельным наконечником со сбалансированным давлением. Таким образом, потенциальная фильтрация скважинной жидкости через поперечное сечение кабеля полностью исключается. Риск потери контроля над скважиной также практически исключен. Впервые в Мексике на газовом месторождении на севере страны в течение 2018 года было проведено 45 внутрискважинных работ с применением кабеля с полимерной оболочкой в обсаженном стволе (130 спуско-подъемных операций с суммарной проходкой более 300 000 м). Все работы по перфорации и геофизическим исследованиям, а также другие внутрискважинные работы в обсаженном стволе были выполнены без происшествий в области охраны труда, техники безопасности или контроля над скважиной. Необходимость в техническом обслуживании кабеля была практически исключена, что позволило значительно сократить время работ и затраты для всех вовлеченных компаний. По сравнению с традиционными работами с использованием обычного кабеля данная технология позволила вдвое сократить время на монтаж и демонтаж, а также увеличить операционную эффективность на 40%. Досрочный ввод скважин в эксплуатацию позволил превысить договорные показатели благодаря 9 суткам дополнительной добычи газа и конденсата.

Кабели для обсаженного ствола с полимерной оболочкой нового поколения позволили добывающей компании в Мексике с низкими затратами выполнить внутрискважинные работы эффективно, безопасно и без вреда для окружающей среды. Досрочный ввод скважин в эксплуатацию обеспечил превышение договорных показателей.

Модульная гидравлическая установка для капитального ремонта скважин повышает операционную и экономическую эффективность работ по замене ЭЦН

Лори Дути, Абдулрахман Отайби, Хуссейн Сайуд, Saudi Aramco; Терри Тоал, Halliburton

Капитальный ремонт скважин с традиционными установками выполняется с большим воздействием на окружающую среду, что усложняет технологические процессы. В данной статье проведен анализ альтернативных технологий замены ЭЦН. В качестве технологии, оказывающей наибольший вклад в повышение нефтеотдачи

fluid migration through the cable cross section is thus completely prevented. Along with the polymer jacketing, well control risk is all but eliminated. During 2018, and for the first time in Mexico, 45 cased hole interventions, 130 descents and more than 1,000,000 feet in the well polymer cable deployments were carried in a North Mexico gas field. All Perforations, Production logging and other cased hole descents were completed totally free from HSE, operational or well control issues. Logistically challenging cable maintenance trips were all but eliminated, saving substantial time and cost to all parties involved. Compared to conventional wireline operations, time saved using polymer encapsulated Wireline cables represented a 50% reduction in rig-up and rig-down time, as well as 40% operational efficiency gain. With wells delivered early to production all contractual targets were exceeded, adding 9 days of additional production of gas and condensate.

New generation Polymer encapsulated wireline cased hole cables have enabled the Mexico Operator plan and carry out efficient, safe, cost effective, and environmentally friendly Wireline Cased Hole operations, delivering producing wells ahead of time and exceeding contractual requirements.

Modular Hydraulic Workover Unit Enhances Operational Efficiency and Cost Savings for ESP Replacement's

Laurie Duthie, Abdulrahman Otaibi, Hussain Saiood, Saudi Aramco; Terry Toal, Halliburton

Workover operations with conventional workover rigs have an enormous impact on the site, adding strain to operational and production targets. Alternative approaches to optimize Electrical Submersible Pump (ESP) replacements were evaluated and a Hydraulic Workover Unit (HWU) was selected as delivering the most advantageous outcome for the field to expedite the workovers efficiently and cost effectively. The HWU is more than capable to overcome any challenges and perform the replacement of failed ESP's, yet at the same time is a more compact & mobile unit than a traditional workover rig resulting in a much reduced impact on the wellsite. Several major benefits are gained including; avoidance of disruption to nearby wells, faster well turn-around, reduced cost, and ultimately an increased production avails. The size and scale of conventional workover rig and well spacing require the candidate well and other nearby wells to remove flowlines and instrumentation to create enough space for the rig and ancillary equipment. One of the primary design features of a standard HWU is the high level of accessibility in tight spaces allowing the unit to be assembled in small multiple individual components. This can be

месторождения, была выбрана гидравлическая установка, позволяющая проводить капитальный ремонт с большей эффективностью и меньшими затратами. Гидравлическая установка КРС способна решить проблемы, возникающие при замене ЭЦН. Также данный тип установки является более компактным и более мобильным по сравнению с традиционными установками КРС, что значительно снижает воздействие на окружающую среду на рабочей площадке. Основные преимущества данной технологии: не наносится вред соседним скважинам, длинный межремонтный период, меньшие затраты и повышенная добыча после операции. Как правило, для предоставления достаточной площади для традиционной установки КРС и вспомогательного оборудования на скважине-кандидате и соседних скважинах проводится демонтаж трубопроводной обвязки. Одним из основных преимуществ стандартной гидравлической установки КРС является возможность размещения на малой площади, при этом установка собирается из маленьких индивидуальных элементов. Такая сборка может занять много времени, поэтому была поставлена задача сократить время на монтаж, при этом сохранив компактность. Для решения задачи была разработана специальная гидравлическая установка КРС с модульной сборкой из нескольких малых модулей, что обеспечивает быстрый монтаж и оперативность работы. Компактность установки была сохранена, что позволило произвести замену ЭЦН без демонтажа действующей трубопроводной обвязки.

Гидравлическая установка КРС является ключевым технологическим драйвером оптимизации операционных затрат. В рамках проекта по проведению работ на 8 скважинах средние затраты на скважину снизились на 61%. В отношении операционной эффективности время подготовки рабочей площадки и скважины сократилось на 69%, а время на монтаж – на 13%. Высокий уровень оптимизации эффективности и затрат, а также возможность ускоренного ввода скважины в эксплуатацию делает разработку данной технологии переломным моментом для сферы услуг по замене ЭЦН. Широкий функционал гидравлической установки КРС позволяет считать данную технологию конкурентоспособной, альтернативной традиционным установкам КРС для замены ЭЦН. Тот факт, что элементы модульной конструкции гидравлической установки КРС уже предварительно смонтированы, минимизирует вероятность аварий и опасных инцидентов при монтаже, что повышает уровень безопасности для персонала.

Оптимизация работ с ГНКТ в глубоких скважинах с помощью моделирования в реальном времени

Адриан Ларрондо, Хуан Пабло Николас Раньери, Диего Александр Мароццини, Baker Hughes, a GE Company

С целью повышения нефтеотдачи и достижения экономически устойчивого процесса разработки нетрадиционных запасов в Аргентине нефтегазовые компании бурят горизонтальные скважины с длиной горизонтальных участков от 2500 до 3000 м. Чтобы обеспечить рентабельную добычу углеводородов, в горизонтальных скважинах проводится многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

Наиболее распространенным методом проведения МГРП

very time consuming so the challenge was to benefit from the superior accessibility but also to minimize the rig time for a more efficient process. To achieve this, a specialized fit for purpose HWU with the modular construction packaged into minimal components allowing for a swift rig up and efficient deployment of the unit. This HWU remains highly accessible and can replace the failed ESP without disturbing the installed production flowline infrastructure and instrumentation.

The HWU has been a key technology enabler transforming the status quo to improve the optimization of resources and reduce operational costs. During the project of 8 pilot wells, the average workover cost reduction was calculated at 61% per well. The improvement in operational efficiency benefited from an overall 69% faster site and well preparation duration with a 13% reduction in rig time. The magnitude of these improvements in efficiency, cost avoidance and the unlocking of earlier production availability is a game changer for ESP replacement operations. The HWU equipped with comprehensive capabilities has proven itself as a viable alternative to conventional workover rigs to replace failed ESP's. The design enhancements of the pre-assembled modular construction for the HWU minimizes the hazardous and labor-intensive assembly onsite, increasing the safety environment for the operational personnel.

Optimizing Coiled Tubing Extended Reach Operations with Real Time Simulations

Adrian Larrondo, Juan Pablo Nicolas Ranieri, Diego Alejandro Marozzini, Baker Hughes, a GE Company

With the objective of increasing productivity and achieving an economically sustainable development of the non-conventional reservoirs in Argentina, the oil and gas (O&G) energy companies are focused on drilling horizontal wells with lateral extensions between 2500 m (8,200 ft) to 3000 m (9,840 ft) in length. In order to produce commercial volumes of hydrocarbons, it is mandatory to fracture-stimulate multiple zones.

The "plug and perf" method continues to be the most common completion technique in the field. Once the stimulation is completed, a coiled tubing (CT) milling operation is undertaken to remove the frac plugs. Critical to achieving a successful operation is reaching total depth (TD) in the well with the coiled tubing. The precise determination of the operational coefficient of friction (CoF) between the coiled tubing string and the production casing, could be the difference between failure and success, affecting both the technical and economical results of the project.

остается технология Plug & Perf. В рамках данного метода после ГРП в скважине проводится фрезерование пробок на ГНКТ. Основным показателем успешно выполненной работы является дохождение ГНКТ до забоя. Для этого очень важно точно определить коэффициент трения между колонной ГНКТ и эксплуатационной колонной, поскольку это влияет как на технические, так и на экономические результаты проекта.

Цель данной статьи – поделиться уроками, извлеченными после проведения более чем сорока операций в глубоких горизонтальных скважинах, и опытом, полученным при выполнении моделирования в реальном времени для определения растягивающей нагрузки и коэффициента трения. Также в статье представлены результаты внедрения данной технологии и новой рабочей методологии в полевую практику. Это обеспечило возможность прогнозировать отклонения коэффициента трения от нормальных значений, более точно оценивать влияние твердых частиц в стволе скважины на коэффициент трения, а также повысить эффективность понизителя трения «металл-металл», используемого во время фрезерования.

Технология перфорации на депрессии позволила сократить количество спуско-подъемных операций с кабелем в 6 раз, а длительность работы – в 3 раза

Джилл Хиллиер, Карлос Эдуардо Гуэδες, Карлос Бауманн, Абрахам Торрес, Серко Сарьян, Шариф Абоельнага, Schlumberger

Использование системы перфорации на кабеле позволило значительно сократить длительность работы и увеличить максимальную длину компоновки перфораторов для одной СПО по сравнению с традиционными технологиями на суше и в море, в операциях с ограниченной высотой монтажа на устье как с буровой установкой, так и без.

В условиях ограниченной высоты монтажа на устье, например, на операциях с невысокой буровой установкой или малым вылетом стрелы крана, для проведения перфорации длинного интервала необходимо проводить несколько спусков перфораторов. Чтобы уменьшить количество спусков, перфораторы соединяются с помощью устройства герметичного баллистического переноса. Данное устройство обеспечивает герметичность компоновки на устье, а также обеспечивает баллистический перенос заряда от одного перфоратора к другому на забое. Также устройство позволяет оптимизировать процесс перфорации на депрессии. Количество таких соединительных устройств в одной компоновке не ограничено. Устройство позволяет проводить спуск и извлечение перфораторов под давлением до 103 МПа, также устройство рассчитано на эксплуатацию в среде с содержанием сероводорода.

Применение данной технологии обеспечивает значительную экономию времени на монтаж компоновки, а также повышение безопасности с помощью удаленной панели управления, которая позволяет соединять и разъединять перфораторы под давлением с более безопасного расстояния. На текущий момент данная технология была применена во множестве скважино-операций. Одним из примеров, представленных в данной статье, является горизонтальная скважина, в которой перфорация проводилась с морской установки с очень

The goal of this paper is to share the lessons learned after more than forty extended reach operations and the experience earned on the utilization of real time simulations to define both, the tensile load exerted for an extended reach tool and the coefficient of friction found during coiled tubing operations. Also demonstrate, by analyzing real life applications, how the implementation of this technology and new working methodology, allows to anticipate deviations with respect to the "normal" values of friction, achieve a better understanding of the influence of solids in the completion to the coefficient of friction and obtain a more efficient use of the metal-metal lubricant utilized during the milling operations.

Under Pressure Perforating Deployment System Leads to a Six-Fold Reduction in Wireline Runs and a Three-Fold Reduction of Rig Time

Jill Hillier, Carlos Eduardo Guedes, Carlos Baumann, Abraham Torres, Serko Sarian, Sharif Aboelnaga, Schlumberger

The perforating deployment system significantly reduces rig time while maximizing the perforation length per run as compared with traditional systems, both on land and offshore, for rig or rigless interventions with very limited rig-up height.

In limited rig-up height interventions, such as installations with short rig-up height or small cranes, to perforate long intervals it is necessary to use multiple short gun runs. To reduce the number of runs, short gun subassemblies are connected using a sealed ballistic transfer connector. The sealed ballistic transfer connector provides surface wellhead pressure containment sealing capability within the gunstring while also ensuring downhole ballistic transfer between guns subassemblies and the added value of optimizing perforating underbalance conditions. There is no limit on the number of sealed ballistic transfer connectors that can be used in one string. The sealed ballistic transfer connector allows deployment and reverse deployment under pressure in wells up to 103 Mpa, and it is qualified for H₂S environments.

The application of this technology allows significant rig-time savings and reduces personnel exposure via a remote operational console that enables personnel to connect and disconnect the guns under pressure from a safer distance. To date many jobs have been completed with this proven technology. One example presented in this paper is a horizontal well perforated from an offshore installation with an extremely short rig-up height, where there was only 16 m available to deploy wireline toolstrings. The limited height meant that a conventional wireline with tractor would allow deploying only a single 6-m-long gun carrier per trip. Using sealed ballistic transfer connectors enabled a 53-m gunstring (seven 6-m and one

малой высотой, где для монтажа компоновки было доступно только 16 м. Это означало, что при применении традиционной технологии спуска на кабеле с трактором за одну СПО можно было спустить компоновку с максимальной длиной перфораторов только 6 м. Использование восьми устройств герметичного баллистического переноса позволило спустить в скважину компоновку длиной 53 м (семь 6-метровых и одна 3-метровая компоновка перфораторов с дополнительными элементами) за одну СПО. Для данных условий это стало рекордом. В ходе этой работы было проведено более 100 стадий перфорации, что позволило снизить требуемое количество спусков на кабеле с 59 до 10 и сэкономить 51 день операционного времени.

Данная статья показывает, как интегрированное применение технологии герметичного баллистического переноса, скважинных тракторов и кабелей с полимерной оболочкой может сократить время выполнения работ по перфорации с малой высотой монтажа как на суше, так и на море. В другом представленном в статье примере применение технологии позволило добывающей компании сэкономить несколько дней операционного времени, а также сократить вовлеченность персонала при выполнении длительных опасных работ.

Опыт оптимизации работ по фрезерованию в нефтегазоносном бассейне Монтни в Канаде

Блэйз Лукье, Reservoir Group – отдел внутрискважинных работ

Свита Монтни является основной стратиграфической единицей со сланцевой нефтью и сланцевым газом в отложениях нижнего триаса в западном канадском осадочном бассейне в Британской Колумбии и Альберте. Ресурсы свиты оцениваются в 12,7 триллиона кубометров природного газа, 14 521 миллион баррелей газового конденсата и 1125 миллион баррелей нефти. Для извлечения углеводородов из пластов этой свиты бурятся горизонтальные скважины, на которых затем проводятся различные операции многостадийного ГРП от 25 до 75+ стадий. По мере увеличения количества стадий и удлинения горизонтальных участков для большего охвата пласта происходит непрерывный цикл разработки новых технологий и модернизации оборудования с целью повышения нефтеотдачи.

Изоляция интервалов ГРП производится либо посредством спуска механического оборудования в скважину в составе компоновки хвостовика, либо во время ГРП. При разработке свиты Монтни наиболее распространенной технологией изоляции стадий является метод Plug & Perf. В рамках технологии в скважину прокачиваются и устанавливаются на кабеле мостовые пробки из композитного материала. Затем во время этой же СПО с кабелем производится кумулятивная перфорация нескольких интервалов. Затем на этих интервалах производится ГРП, и этот процесс повторяется для каждой стадии. После этого проводится фрезерование композитных пробок для обеспечения притока скважинной жидкости вверх по скважине. В данной статье представлен анализ данных работ с 62 скважин, пробуренных в высокопродуктивных залежах свиты Монтни. В статье рассматриваются методы модернизации технологии, а также эффективность измерения данных во время фрезерования. ●

3-m carrier plus adaptations) to be deployed in a single run using eight sealed ballistic transfer connectors. This was a record for the deployment conditions. More than 100 deployment and reverse deployment insertions were successfully conducted during this perforating job, reducing the required number of wireline runs from 59 to 10, and saving 51 days of operation and rig time.

This paper demonstrates how the integrated application of the perforating sealed ballistic transfer connector technology, tractors, and polymer-encapsulated cables can reduce time in long perforating jobs with short rig-up heights both on land and offshore. In another presented example, the operator saved days of rig time, in addition to large economic and production time savings, and also reduced the exposure of personnel to lengthy, riskier tasks.

Case Study: Optimizing Milling Operations within the Canadian Montney Play

Blaise Lukye, Reservoir Group – Well Intervention

The Montney Formation is a major shale gas and shale oil producing stratigraphical unit of Lower Triassic age in the Western Canadian Sedimentary Basin in British Columbia and Alberta. The potential resource is estimated at 449 trillion cubic feet of marketable natural gas, 14,521 million barrels of marketable natural gas liquids (NGLs) and 1,125 million barrels of oil. The hydrocarbon resource is unlocked using horizontal drilling followed by various fracture stimulation techniques from 25 to 75+ stages. As stage counts increase and lateral lengths are extended further to stimulate more formation, the challenges of efficiently completing a producing well is a continuous cycle of technique development and equipment improvements.

Hydraulic isolation between fracture stimulation stages is established using mechanical methods deployed as an integral part of the production casing string or inserted into the production casing string during the fracture stimulation. In the Montney, the method of "plug-and-perf" has been the predominant method of isolating stages. The method utilizes highly drillable bridge plugs pumped down and set on wireline followed by explosive jet perforating one or several 'perf clusters' during the same wireline run. These perforation intervals are fracture stimulated and the process is repeated for each stage until the lateral is fully stimulated. These drillable bridge plugs are then removed during the post-stimulation drillout phase of the completion to open the production casing for hydrocarbon inflow. This paper is a case study of a 62 well data set in a confined, highly productive area in the Montney resource play. The paper discusses progressive improvement methods and measuring efficiency of post-stimulation drillouts. ●