

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2021 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 2)

Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в виртуальном формате в Вудлендсе, штат Техас, США, 22-25 марта 2021 года. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Секция 4. ПЕРЕДОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ, ИНСТРУМЕНТОВ, РЕАГЕНТОВ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Передовая система перфорации в действующих скважинах Каспийского моря

С. МакКлин, Д. Парра, А. Пивен, К. Рахимов, Baker Hughes; Ф. Хадияман, BP

В последнее время для спуска длинных и тяжелых перфораторов в сложных наклонно-направленных скважинах все чаще используется колтюбинг, который позволяет провести перфорацию на депрессии за одну спуско-подъемную операцию без глушения скважины, снизить риск аварий и увеличить эффективность работ. Объектами исследования являются три скважины, расположенные в Каспийском море. В двух из них было необходимо изолировать нижние интервалы и провести перфорацию нового интервала через насосно-компрессорные и обсадные трубы между двумя пакерами. В третьей скважине было необходимо провести перфорацию нового интервала через обсадные трубы после спуска компоновки заканчивания и изолировать нижние горизонты.

Для преодоления осложнений, связанных с большой длиной новых интервалов, размерами перфораторов, большим отходом от вертикали и необходимостью перфорации в действующей скважине, были проанализированы несколько методов. Наиболее эффективным оказалось использование передовой системы для спуска и извлечения перфораторов с системой колтюбинговой телеметрии с кабелем, что позволило обеспечить безопасность работ и экономии затрат по сравнению с традиционной перфорацией на кабеле. При проектировании было проведено моделирование дохождения ГНКТ до целевой глубины, расчет допустимых ударных нагрузок, а также испытания для проверки электрического канала связи для управления перфораторами.

Для точного контроля осевых нагрузок во время

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference was held online in Woodlands, Texas, USA on March 22-25, 2021. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

Session 4. LATEST DEVELOPMENTS IN EQUIPMENT, TOOLS, FLUIDS, AND MATERIALS FOR INTERVENTIONS

Advance Live-Well Deployment System in Caspian Sea Wells

C. McClean, D. Parra, A. Piven, K. Rrahimov, Baker Hughes; F. Hadiaman, BP

Over the past years the usage of coiled tubing as a prefer method to deploy long and heavy guns in highly deviated wells has been widely spread in the oil industry to provide a single run without killing the well, perforate in underbalance conditions, reduce risks and improve job efficiency. The three wells are located in the Caspian Sea. In two wells, the objective was to isolate lower intervals and perforate a new zone through tubing and casing between two packers. On the other well, the objective was to perforate a new interval through casing after running a new completion and isolate lower production zones.

Due to the challenges involving gross length of the new intervals, guns size, well deviation and live deployment needs several techniques were evaluated. The best approach was to use an Advance Live-Well Deployment (ALWD) system to deploy and retrieve the guns with a tube wire-enabled Coiled Tubing Telemetry (CTT) system focus on both safety and cost saving compare with conventional wireline perforating. Extensive job planning involved coiled tubing (CT) simulations to reach target depths, shock loading modeling to ensure forces are within CT string limitations, system integration test to verify deployment/reverse technique procedure and system communication to electrically activate guns.

CTT integrated sensor assembly was used during deployment/reverse operation with a tension, compression and torque (TCT) sub-assembly to monitor accurate upward/downward forces. In addition, CTT logging

спуска/подъема использовался блок телеметрии ГНКТ с датчиками сил растяжения, сжатия и крутящего момента. Кроме того, для определения глубины и активации перфораторов использовался адаптер ГИС. Данная система с коннекторами и превентором позволила успешно провести спуск, перфорацию интервалов длиной 212, 246 и 104 м и последующий подъем компоновки. В ходе работ были определены рекомендации для усовершенствования процедуры спуска/подъема и конфигурации компоновки.

Успешные полевые работы доказали, что данная система перфорации в сочетании с телеметрией на ГНКТ является наиболее эффективным методом перфорации длинных интервалов в условиях действующей скважины.

Непрерывное питание системы телеметрии с помощью гибридного электрооптического кабеля позволило сократить продолжительность и углеродный след работ по промывке скважины

Азван Хади Кеонг, Хесус Кампос, Андрей Казали, Андерс Хансен, Синдре Винген, Жорди Сегура, Марк Хофакер, Schlumberger; Тед Брюерен, Инге Фоссдал, Equinor

На норвежском континентальном шельфе промывка скважин с помощью колтюбинга (ГНКТ) выполняется короткими спусками с частыми шаблонировками ствола из-за высокого риска осыпи песка в длинном и наклонном забое. Для оптимизации таких работ используется система телеметрии на ГНКТ в режиме реального времени. Обычно система питается от забойного литиевого аккумулятора, что ограничивает время работы инструмента в скважине. Поэтому для проведения таких работ необходима система с непрерывным питанием с поверхности.

Для обеспечения непрерывной подачи электроэнергии с поверхности на датчики скважинного инструмента в режиме реального времени был разработан новый гибридный электрооптический кабель. Система состоит из устьевого модуля питания, который передает энергию через слой проводников с низким сопротивлением, и оптоволоконного кабеля, по которому передаются данные телеметрии. Как правило, забойного аккумулятора хватает только на три-четыре спуско-подъемных операции. Из-за сложностей работы в море замена аккумулятора может занять до 8 часов. При непрерывном питании промывка ГНКТ может проводиться в течение нескольких дней с непрерывной передачей данных от забойных датчиков.

Работы по промывке трех скважин на ГНКТ на норвежском континентальном шельфе показали преимущества новой системы телеметрии. Точные показания веса и крутящего момента на забое обеспечили полный контроль проходки через интервалы отложений и позволили выполнить работы без остановки двигателя. Интервалы отложений были определены по колебаниям забойного крутящего момента фрезы. Мониторинг данных позволяет

adapter assembly was used for depth correlation and electrical guns activation. The ALWD system; composed by connectors and deployment blow out preventor (BOP), prove to be an efficient way to run, perforate and retrieve gross intervals of 212 m, 246 m and 104 m with guns successfully. During all these jobs several lessons learnt were created in order to improve the deployment/reverse procedure for future jobs including not only operational steps but also deployment/reverse bottom-hole assembly (BHA) configurations.

Based on the success of these case histories, the ALWD combined with CTT system has been proven to be the preferred method when dealing with long perforation intervals in life well conditions, thru-tubing environment.

Hybrid Electro-Optical Cable Continuously Powers Downhole Coiled Tubing Telemetry and Enables Time and Carbon Footprint Reductions During Extensive Cleanout Interventions

Azwan Hadi Keong, Jesus Campos, Andrei Casali, Anders Hansen, Sindre Vingen, Jordi Segura, Mark Hofacker, Schlumberger; Ted Brueren, Inge Fossdal, Equinor

On the Norwegian continental shelf (NCS), coiled tubing (CT) cleanout requires small bites and frequent wiper trips to the surface due to potential sand bedding in a large and deviated completion. A real-time CT downhole measurement system is used to optimize the operation, following a dynamic workflow. Conventionally, the system is powered by downhole lithium battery, which limits CT downhole operating time. A continuous surface-powered system was needed to promote further optimization for such operation.

A new hybrid electro-optical cable was introduced to enable continuous power supply from surface to the real-time downhole tool sensors. The system consists of a surface power module that sends power through a layer of low-DC-resistance conductors and optical fibers that enable data telemetry. Conventionally, only three to four trips can be completed before replacement of the downhole battery is required. Battery replacement can take up to 8 hours due to the complexity of that offshore environment. With the continuous power supply, the CT cleanout operation can continue for days without interruption of data from the downhole tool sensors.

A three-well CT cleanout campaign in the NCS demonstrated the benefits of this new real-time downhole measurement system by using accurate downhole weight and torque readings to control the penetration through scale and avoid motor stalls. Sections of scale

операторам колтюбинга контролировать скорость проходки и длину каждого этапа промывки. После вымывания расфрезерованных частиц производится замер веса, который может показать первые признаки заклинивания фрезы из-за твердых частиц. Качественное измерение объема вымываемых твердых частиц производится по данным текущего забойного давления и эквивалентной циркуляционной плотности на текущей глубине. Непрерывное питание с устья позволяет увеличить длину каждого этапа промывки и скорость выноса частиц, что в конечном итоге приводит к сокращению времени работ. В одной из скважин передача данных велась непрерывно в течение 10 дней подряд. С помощью ГНКТ удалось вымыть в общей сложности 40 908 кг отложений и песка, при этом среднее сокращение времени составило 25% по сравнению с промывкой на ГНКТ без передачи скважинных данных в режиме реального времени.

Подача постоянного высоковольтного питания на внутрискважинное оборудование не только позволяет сократить время работы, но и расширяет возможности колтюбинговых работ, позволяя использовать большее количество забойных инструментов с электрическим питанием. Это дает возможность решать несколько рабочих задач за один спуск ГНКТ, что гарантирует снижение эксплуатационных расходов и увеличение оперативной гибкости. Кроме того, отказ от использования литиевых батарей снижает углеродный след, что обеспечивает более экологичную эксплуатацию.

Преимущества мониторинга скорости циркуляции раствора при фрезеровании и промывке

Кортни Пэйн, Уилсон Йип, Серхио Рондон Фахардо, Райан Леру, Schlumberger

Промывка скважины и фрезерование составляют большую часть колтюбинговых работ по всему миру. Они проводятся для удаления из ствола скважины песка, отложений, остатков цемента или пробки ГРП с целью обеспечения беспрепятственного притока флюида. На протяжении десятилетий добывающие и сервисные компании уделяют большое внимание методам оптимизации этих работ и разработке специальных инструментов, растворов, технологий и прогнозных моделей. Также разрабатываются устьевые системы сбора данных для контроля состояния колонны ГНКТ, расхода насоса и объема реагентов. Однако при этом скорости подъема жидкости с твердыми частицами на поверхность почти не уделяется внимание.

Состав и качество раствора, закачиваемого в скважину, чаще всего хорошо известны, а расход насоса регистрируется с точностью до секунды. В отличие от этого, информация об объеме жидкости на выходе из скважины часто ограничивается периодическими ручными замерами уровня жидкости в приемных емкостях, которые часто остаются без внимания. Образцы жидкости редко анализируются для корректировки данных моделирования.

bridges were identified during the cleanout by monitoring fluctuations of downhole torque of the mill. The monitoring allows CT operators to control penetration rate and bite length during the cleanout. When the milled debris are swept, downhole weight is used to detect early signs of solids plugging around the mill. Downhole pressures complement surveillance of the sweeping of solids to the surface by giving a qualitative measurement of solids loading through conversion of the real-time bottomhole pressure reading into equivalent circulating density with changing CT depth. The process of optimizing bite length and sweeping speed is repeated without interruption thanks to continuous power supply from the surface, eventually leading to time reduction. In one of the wells, downhole tools uninterruptedly acquired data for 10 days straight. The CT managed to clean out a total of 40 908 kg of a mixture of scale and sand, with an estimated average time reduction of 25% when compared to CT cleanout without real-time downhole data.

Delivery of continuous high-voltage power to downhole tools not only enables reduction in operating time, it also paves the way for extending the capabilities of CT interventions by enabling the operation of more electrically activated application tools. It allows combining multiple work scopes in a single CT run, which reduces operating cost and provides greater operational flexibility. Finally, eliminating the dependency on lithium batteries reduces the carbon footprint for a more sustainable operation.

Benefits of Digital Monitoring of Flowback Returns During Coiled Tubing Milling and Cleanout Operations

Courtney Payne, Wilson Yip, Sergio Rondon Fajardo, Ryan Leroux, Schlumberger

Cleanouts and milling make up most of the common coiled tubing (CT) operations around the globe. The objective of each is to remove debris from a wellbore, such as sand, scale, cement, or fracture plugs, to promote an unobstructed flow path for fluids. For decades, operators and service companies have focused heavily on methods to optimize removal of debris through the development of specialized tools, fluids, techniques, and predictive models. These are coupled with wellsite equipment digital acquisition systems to capture CT behavior, pump rates, and chemical additive rates; very little attention has been given to the rates of the fluid and solids being returned to surface.

The composition and quality of fluids being pumped into the well are often well

В результате упускается возможность оптимизации работы, а также возможность раннего выявления осложнений и своевременного реагирования.

В данной статье описывается простая система сбора данных, которая была разработана и внедрена на месторождении для мониторинга критических параметров скважины: расход на выходе, вынос твердых частиц, скорость циркуляции в затрубном пространстве и число Рейнольдса раствора в скважине. Система обеспечивает постоянный визуальный контроль за тем, как те или иные операционные решения влияют на эффективность выноса твердых частиц. Также система обеспечивает возможность корректировки и оптимизации промывки скважины. Кроме того, система дает возможность быстро распознавать и реагировать на такие осложнения, как постепенное или резкое снижение скорости циркуляции раствора или уменьшение объема твердых частиц, что может быстро привести к таким серьезным последствиям, как, например, прихват труб.

Переход от буровых вышек к морским судам для повышения рентабельности внутрискважинных работ

Майк Эйвери, Дэвид Моррис, Тони Морган, Грег Мэнсон, Дэвид Гиллеспи, Schlumberger

По мере развития энергетического рынка, диверсификации структуры поставок и перехода на стандарты нулевого энергопотребления конкурентоспособность нефти и газа приобретает все большее значение. При оценке шельфовых нефтегазовых проектов решающим фактором начала становится совокупная стоимость разработки и эксплуатации месторождения на протяжении всего жизненного цикла. При этом все большее внимание уделяется экономической эффективности работ. Понимание того, что жизненный цикл месторождения начинается на этапе проектирования, закупок, строительства и монтажа оборудования, позволяет оператору максимально эффективно управлять работами в течение всего цикла и добиваться сбалансированной оптимизации капитальных и операционных затрат.

Основным видом работ для поддержания и оптимизации работы подводных скважин являются внутрискважинные работы – строительство, эксплуатация и ликвидация. По мере развития технологий заканчиваются появляются возможности для оптимизации подводных систем. Одним из наиболее перспективных направлений является упрощение существующих технологий через использование более эффективной буровой установки или судна. В данной статье рассматриваются некоторые из доступных решений, позволяющие выполнять с морских судов те работы, которые раньше выполнялись только на буровых установках. К ним относятся системы внутрискважинных работ с помощью райзеров, решения для гидравлических установок, технологии ликвидации скважин и подводные системы ремонта скважин.

В статье представлена оценка рассматриваемых

characterized, and the pump rate is recorded digitally to the second. By contrast, information on the fluid being returned is frequently limited to intermittent, manual surveys of the flowback tank fluid level that often go unrecorded. Fluid samples are rarely analyzed, even by inexact measurements, to provide feedback to the predictive model. This results in a missed opportunity to optimize the operation as well as to recognize and respond to undesirable trends and actions in real time.

This paper describes a simple digital acquisition system developed and implemented in the field to digitally record, plot, and monitor critical wellsite parameters including flowback rate, solids returns, annular velocities, and downhole Reynolds numbers. The system provides a real-time visual aid to observe the direct impact that operational decisions have on cleanout efficiency and the opportunity to correct and optimize the cleanout operation. Furthermore, the system offers the opportunity to rapidly recognize and respond to unexpected trends such as a gradual or sudden loss in return rate or a decrease of solids returns which could rapidly result in serious consequences such as a stuck-pipe situation.

Transitioning from Rig to Vessel Based Interventions to Maximize Economic Recovery

Mike Avery, David Morris, Tony Morgan, Greg Manson, David Gillespie, Schlumberger

As energy markets evolve, the supply mix diversifies, and the push for a net zero energy system accelerates, the competitiveness of oil and gas has become increasingly important. A focus upon the total cost of ownership across the field lifecycle has begun to emerge as a driving factor within subsea oil and gas project evaluation, with greater emphasis on cost-effective operations. Acknowledging that the life of field begins within the engineering, procurement, construction, and installation phase of a project allows the operator to influence through life activities to greatest effect and achieve a balanced optimization of capital and operational expenditure.

Intervention is a key activity for maintaining and optimizing a subsea wells performance, from initial installation, through the producing life, and finally during decommissioning. As completion technologies continue to evolve, opportunities emerge for optimization of the systems used to intervene upon subsea wells. One of the largest areas of opportunity is the simplification of a technique to permit operations from a more efficient rig or vessel. This paper explores some of the solutions available today which allow historically rig based activities to be performed from

методов в сравнении с альтернативными подходами, что позволяет выбрать оптимальное решение для конкретного случая. Также в статье представлены рекомендации по определению ключевых критериев для принятия решения, а также возможности и ограничения каждого из них.

Выводы показывают, что применение гибкой подводной системы добычи может обеспечить снижение общей стоимости владения месторождением для операторов. В статье описаны методы внутрискважинных работ, которые позволяют использовать суда более низкого класса. Снижение требований к характеристикам судна позволяет сократить дневную ставку и длительность работ, а также повысить эффективность разработки всего месторождения. Применение судов упрощает планирование работ и снижает затраты на мобилизацию оборудования. Иногда это позволяет сделать некоторые ранее недоступные виды работ экономически эффективными.

Секция 5. СПУСК ИНСТРУМЕНТОВ НА КАБЕЛЕ. РАЗРАБОТКИ, ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Оценка состояния обсадных колонн с помощью многорычажного каверномера и ультразвуковой дефектоскопии с анализом износа. Гибридный подход

Хассан Ахмед, Pakistan Petroleum Limited; Мохаммад Рашид Хан, Schlumberger; Камран Рашид, Pakistan Petroleum Limited; Абдул Бари, Schlumberger; Сайед Дост Али, Pakistan Petroleum Limited; Талха Зубайр, Мухаммад Сохаиб Танвир, Усман Анжум, Schlumberger

Оценка износа обсадных труб имеет первостепенное значение для обеспечения целостности скважины. Для оценки внутренних повреждений обсадных колонн уже более 50 лет используются многорычажные каверномеры. Ультразвуковая дефектоскопия высокого разрешения, появившаяся относительно недавно, позволяет определить толщину обсадной колонны путем передачи ультразвуковых импульсов, вызывающих резонанс колонны. В статье описаны работы на разведочной газовой скважине, которая находилась под угрозой ликвидации из-за осложнений, связанных с извлечением инструментов и прихватом кабеля в обсадной колонне типоразмера 178 мм. Было проведено испытание новой технологии комбинирования многорычажного каверномера и ультразвуковой дефектоскопии для точного анализа повреждений с помощью гибридной трехмерной морфологической визуализации обсадной колонны, которая использовалась для проверки компьютерных моделей толщины обсадной колонны.

Для оценки состояния обсадной трубы было решено задействовать 24-рычажный каверномер, а для повышения точности данных применялась ультразвуковая дефектоскопия. Для обработки данных каверномера с разных рычагов использовался трехуровневый процесс, включающий калибровку рычагов, корректировку каверномера из-за

vessels. These include riser based intervention systems, hydraulic intervention solutions, well abandonment technologies, and subsea workover control systems.

An evaluation of the presented techniques against alternative approaches is shared, to aid the reader in selecting the optimal solution for an application. Guidance is provided to assist in identifying the key decision criteria, complete with the capabilities and limitations of each solution.

The conclusions identify that designing a subsea production system with the flexibility to accommodate life of field activities can deliver reduced total cost of ownership to operators. A key part of this is consideration of optimized intervention techniques which can leverage simpler vessels for deployment and operation. By reducing the vessel specification, broad benefits can be realized including reduced asset day rate, reduced operational duration, and increased asset availability globally. This permits improved scheduling and reduced mobilization costs, in some cases enabling intervention activities which otherwise would not be economical.

Session 5. WIRELINE DEVELOPMENTS, APPLICATIONS, AND SOLUTIONS

Evaluating Casing Condition Through Integration of Multi-Finger Calipers and Ultrasonic Imaging with Casing Wear Analysis – A Hybrid Approach

Hassaan Ahmed, Pakistan Petroleum Limited; Mohammad Rasheed Khan, Schlumberger; Kamran Rashid, Pakistan Petroleum Limited; Abdul Bari, Schlumberger; Syed Dost Ali, Pakistan Petroleum Limited; Talha Zubair, Muhammad Sohaib Tanveer, Usman Anjum, Schlumberger

Casing degradation evaluation is of prime importance to ensure well integrity system reliability and sustainability. Multi-finger calipers have been around for more than 50 years and are used to assess internal casing damage. In addition, high resolution ultrasonic imaging, introduced relatively recently, determines casing thickness by transmitting pulse-echo waveforms to initiate thickness-mode of the casing through induction of mechanical resonance. A high-profile exploratory gas well was at stake of being compromised due to fishing and cable sticking incidents in the 7-inch section. In this work, a novel combination of multi-finger caliper and ultrasonic imaging is investigated to accurately determine metal loss with assistance of hybrid threedimensional casing morphological visualizations which is then utilized to validate casing derating models and ensure well integrity.



**УСТАНОВКИ
ДВУНАСОСНЫЕ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНО-
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



собственная система
управления с возможностью
приготовления и поддержания
плотности раствора в
автоматическом режиме



изготовление по
индивидуальному
техническому
заданию

эксцентриситета, залипания и смещения рычагов. Также для сводного отчета по коррозии и расчета толщины металла был проведен статистический анализ. Далее полученная характеристика резонанса обсадной трубы была сопоставлена с номинальной толщиной для определения процента утонения. Кроме того, для обеспечения достоверности данных был проведен математический анализ результатов измерений внутреннего радиуса обсадной трубы, полученных с помощью обоих инструментов. В результате были получены 3D-модели, которые дали возможность выявить локальные повреждения колонны.

Два разных подхода позволили получить комплексную характеристику состояния обсадной колонны. Значения внутреннего радиуса, измеренные каверномером, были сопоставимы со значениями, вычисленными с помощью ультразвуковой дефектоскопии. Это позволило обеспечить более точные данные. На участке обсадной колонны типоразмера 178 мм на интервале длиной 40 м были обнаружены впадины средней интенсивности, где максимальное разрушение по расчетам превышало 20% от номинальной толщины трубы. Эти впадины могли появиться при спуске/подъеме буровой колонны или КНБК. Также повреждения в этом интервале могут быть связаны с высокими боковыми напряжениями из-за искривления ствола. Кроме того, был выявлен еще один интервал на малой глубине, где наблюдалась потенциальная деформация обсадной колонны (увеличение овальности). Результаты моделирования крутящего момента и сопротивления, а также данные по траектории скважины были сопоставлены с анализом повреждений колонны по данным исследований, что помогло провести точную оценку состояния стенок колонны.

Коррозия в скважине – опыт работ по электромагнитным измерениям толщины труб

Эндрю Имри, Мацей Козловски, Омар Торки, Адитья Арие Виджая, Halliburton

Мониторинг коррозии труб является одним из важнейших аспектов при проведении внутрискважинных работ. Эти данные используются для проектирования и обоснования любых работ, направленных на продление срока службы скважины. Стандартными инструментами для исследования коррозии труб являются многорычажные каверномеры, которые дают точную оценку внутреннего состояния трубы. Как правило, эти данные затем анализируются и сопоставляются с номинальными техническими характеристиками, установленными производителем для каждой трубы. Однако при таком подходе используются определенные допущения для внешнего диаметра трубы, что может снизить точность измерений и привести к неправильным расчетам толщины стенки. В данной статье рассмотрены случаи, когда комбинирование каверномера и электромагнитной толщинометрии позволило повысить точность оценки

In order to evaluate the casing condition, it was decided to run a 24-finger caliper tool and to make up for loss of coverage area, ultrasonic imaging was employed. In order to process caliper data from various fingers, a three-tier process was applied which includes finger calibration, caliper correction due to eccentricity, finger sticking, finger offset, and lastly statistical analysis was conducted to generate corrosion summary report for metal penetration computations. Next, characteristic of the casing resonance was processed to measure thickness and compared with the nominal thickness to determine metal loss percentage. Furthermore, arithmetical analysis of internal casing radius measurements from both the tools was done to ensure data reliability. Ultimately, combining the measurements, 3D descriptions were generated in order to better characterize localized damage.

A multi-physics approach led to a comprehensive characterization of in-situ casing condition. Consistency between internal radius measured by the calipers and deduced by pulse-echo arrivals was observed, improving confidence on the end-product. In the 7-inch casing section, a 40-meters interval was identified to have medium intensity grooves where the maximum penetration was computed to be in excess of 20% of the nominal pipe thickness. This groove can be associated with tripping in / out operations of drill string or BHA. Also, the log results agree with the relatively higher side forces across this interval due to increased dog-leg-severity. In addition, cyclic response in radius measurements identified another zone where potential casing deformation (ovalization) near the surface was observed. Results of torque and drag simulations and well trajectory parameters were integrated with casing degradation analysis from the logs which assisted in qualifying well barrier status for the casing.

Full Well Corrosion Insight – Case Studies in the Added Value of Electromagnetic Thickness Measurements During Well Interventions

Andrew Imrie, Maciej Kozlowski, Omar Torkey, Aditya Arie Wijaya, Halliburton

Monitoring pipe corrosion is one of the critical aspects in the well intervention. Such analysis is used to evaluate and justify any remedial actions, to prolong the longevity of the well. Typical corrosion evaluation methods of tubulars consist of multifinger caliper tools that provide high-resolution measurements of the internal condition of the pipe. Routinely, this data is then analyzed and interpreted with respect to the manufacture's nominal specification for each

состояния внутреннего и внешнего диаметров труб.

В рассматриваемых операциях использовался многоканальный электромагнитный толщиномер, работающий одновременно на нескольких частотах. Этот прибор используется для измерения толщины стенок нескольких колонн (до пяти) и работает непрерывно, выполняя измерения в своем частотном диапазоне. Для эффективной диагностики целостности ГНКТ и обсадных труб за одну спуско-подъемную операцию толщиномер был объединен с многорычажным каверномером. Комбинация двух приборов позволяет получить данные по внутренней и внешней коррозии, а также данные по толщине стенок ГНКТ и обсадной колонны.

В статье описано несколько работ: 1) успешное обнаружение нескольких участков утонения (до 32%) на внешней поверхности колонны, глубина которых коррелировала с интервалами подвижных солевых отложений, 2) одинаковые повреждения на двух трубах, 3) случаи, когда только один многорычажный каверномер не дает точного представления об истинной толщине стенки. Последняя работа, описанная в статье, подчеркивает преимущества комбинирования нескольких инструментов для оценки состояния стенки обсадной колонны.

Металлические толщиномеры, работающие на электромагнитных волнах, имеют малый наружный диаметр, что позволяет им проходить через сужения, где ультразвуковые толщиномеры не пройдут. Кроме того, электромагнитные инструменты работают в любом типе скважинной жидкости и не подвержены влиянию частиц цветных металлов, которые могут присутствовать на внутренней стенке трубы. Сочетание взаимодополняющих технологий многорычажного каверномера и электромагнитного толщиномера позволяет получить два независимых датчика для точной оценки состояния скважины.

Акустическая съемка высокого разрешения для исследования повреждений обсадной колонны в месте размещения пробок ГРП в горизонтальных скважинах

Кацпер Вардински, Энтони Баттистел, Том Литлфорд, Грир Симпсон, Стивен Робинсон, DarkVision Technologies Inc.; Морган Мартин, Пирс Андерсон, ARC Resources Ltd.

Исследование состояния скважины после гидроразрыва пласта с помощью твердотельных акустических приборов высокого разрешения показало, что пробки ГРП часто не выполняют свою функцию. О негерметичности пробок можно судить по данным о давлении на поверхности и дебите. Однако высокая частота случаев негерметичности, выявленные причины и наличие сильных эрозионных повреждений в местах установки пробок позволяют сделать вывод, что эти проблемы требуют более глубокого изучения. Субмиллиметровые трехмерные изображения, полученные с помощью акустических инструментов высокого разрешения, позволили получить полную информацию о частоте случаев негерметичности пробок, причинах и степени влияния

tubular. However, this requires assumptions on the outer diameter of the tubular may add uncertainty, and incorrectly calculate the true metal thicknesses. This paper will highlight cases where the integration of such tool and electromagnetic (EM) thickness data adds value in discovering the true condition of both the first tubular and outer casings.

These case studies demonstrate the use of a multireceiver, multitransmitter electromagnetic (EM) metal thickness tool operating at multiple simultaneous frequencies. It is used to measure the individual wall thickness across multiple strings (up to five) and operates continuously, making measurements in the frequency domain. This tool was combined with a multifinger caliper to provide a complete and efficient single-trip diagnosis of the tubing and casing integrity. The combination of multifinger caliper and EM metal thickness tool results gives both internal and external corrosion as well as metal thickness of first and outer tubular strings.

The paper highlights multiple case studies including; i) successfully detecting several areas of metal loss (up to greater than 32%) on the outer string, which correlated to areas of the mobile salt formation, ii) overlapping defects in two tubulars and, iii) cases where a multifinger caliper alone doesn't provide an accurate indication of the true wall thickness. The final case highlights the advantages of integrating multiple tubular integrity tools when determining the condition of the casing wall.

Metal thickness tools operating on EM principles benefit from a slim outer diameter design that allows the tools to pass through restrictions which typically would prevent ultrasonic scanning thickness tools. Additionally, EM tools are unaffected by the type of fluid in the wellbore and not affected by any non-ferrous scale buildup that may present in the inside of the tubular wall. Combinability between complementary multifinger caliper technology and EM thickness results in two independent sensors to provide a complete assessment of the well architecture.

High Resolution Acoustic Imaging of Plug Related Casing Damage in Hydraulically Fractured Horizontal Wells

Kacper Wardynski, Anthony Battistel, Tom Littleford, Greer Simpson, Stephen Robinson, DarkVision Technologies Inc.; Morgan Martin, Pierce Anderson, ARC Resources Ltd.

While assessing post-hydraulic-fracture perforation growth using solid-state, high-resolution acoustic imaging tools, it was noted that plug failures were occurring at a high frequency. Though plug failures can be observed from hydraulic fracture surface pressure

на эффективность гидроразрыва пласта. Акустические инструменты дали возможность прояснить причины и определить возможные решения. В данной статье представлены совокупные данные о повреждениях стенок обсадной колонны в интервалах установки пробок в более чем 2700 случаях и выявлены определенные закономерности на основе анализа этих данных. Также в статье показано использование акустических приборов высокого разрешения в двух операциях.

Эффективное переключение сдвижных муфт с помощью электрокабеля в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали

Томас Маучиен, Шарат Кишор, Аманда Оливьо, Мостафа Ахмед, Schlumberger

Стандартные колтюбинговые работы в глубоких горизонтальных скважинах могут быть осложнены из-за высокого риска прихвата. При использовании стандартных инструментов переключения для открытия и закрытия нескольких муфт требуется несколько спусков. В данной статье описан пример операции, которая включала следующие этапы: открытие муфты с использованием электрокабеля, циркуляцию жидкости через муфту в затрубное пространство, закрытие муфты и повторение этого цикла для другой муфты в скважине с длинным горизонтальным участком – за одну спуско-подъемную операцию.

В статье описаны различные методы, которые могут быть использованы для точного определения профилей муфты и зацепления ключей с использованием скважинного трактора, кабеля и самого инструмента переключения с червячным механизмом. Инструмент переключения с электрокабелем позволил контролировать и проверять открытие и закрытие муфт в режиме реального времени с помощью встроенных датчиков. Данная технология была успешно применена на нескольких скважинах, где требовалось вытеснить жидкость из кольцевого пространства после спуска компоновки умного многостадийного заканчивания. В скважины были спущены хвостовики с муфтами в закрытом положении. Затем были выполнены работы по открытию муфты, прокачке жидкости и последующему закрытию. Во время циркуляции жидкости инструмент фиксировался плашками в стволе скважины. После циркуляции муфта закрывалась. Затем такая же операция была проведена на второй муфте. Все работы были выполнены за один спуск. При этом дополнительного спуска для проверки положения муфт не потребовалось, поскольку проверка открытия/закрытия муфты производилась с помощью инструмента переключения.

Во время работы проводились измерения в реальном времени. Эти измерения определяли, в каком положении находятся муфты: в открытом, закрытом или промежуточном. Неполное открытие муфты определялось по датчикам в инструменте переключения. Это было особенно важно для

and flowrate data, the aggregate frequency, causes, and severity of the resulting erosional damage at plug locations was not previously well understood and highly speculative. The sub-millimetric three-dimensional imagery generated from high resolution solid-state acoustic tools significantly improved the industry's awareness of plug failure frequency, mechanisms of failure, and the resulting impact to stimulation efficiency. These acoustic tools helped to uncover the causes and explore possible solutions to failing plugs. This paper presents aggregate data encompassing casing wall loss at over 2700 plug locations and presents emerging trends that appear across the broader dataset. In addition, this paper showcases the usage of high-resolution acoustic imaging in two operator-specific case studies.

Efficiently Shifting Sliding Sleeves in Extended Reach Horizontal Wells with Electric-Line: A Case Study

Thomas Mauchien, Sharat Kishore, Amanda Olivio, Mostafa Ahmed, Schlumberger

Traditional intervention operations with coiled tubing (CT) in extended reach horizontal wells might be difficult to access due to lockup from frictional forces and operational inefficiencies. Using conventional shifting tools requires multiple runs to shift open and close multiple sliding sleeve doors (SSD). This paper is a case study of an electric-line powered shifting intervention operation to shift open an SSD, circulate fluids through the sleeve and into the annulus, and then close and repeat this for another SSD in a long horizontal well—all in a single run.

The paper discusses the different methods that can be used to efficiently seek and latch onto the shifting profiles using a tractor, wireline cable, and the shifting tool itself with an inchworm motion. The electric-line shifting tool monitored and verified the opening and closing of the sleeves in real time using its onboard sensors. These techniques were effectively deployed in multiple wells that required the annulus to be displaced with fluid after running smart completions. The completions were installed in the well with the SSDs in a closed position, and the shifting intervention consisted in opening the SSD, pumping fluids through the sleeve, and closing the SSD. The tool was anchored in place in the wellbore during the entire circulating operation, and the SSD was subsequently closed. This operation was then repeated on the second SSD in the wellbore, and the entire operation was completed in a single run. Also, no additional caliper run was needed as the shifting tool verified the position of the SSDs.

These methods were used in a long horizontal

обеспечения максимального расхода жидкости через муфту в кольцевое пространство. Работа с использованием электрокабеля была выполнена успешно. Возможность выполнить работы за одну спуско-подъемную операцию позволила сократить длительность операции.

В статье впервые рассматриваются различные методы внутрискважинных работ с использованием электрического кабеля. Представлен новый метод, в котором инструмент переключения функционирует как каверномер, что позволяет определить изменение внутреннего диаметра компоновки заканчивания для зацепления с целевым профилем муфты. Это дает возможность уточнить местоположение профиля муфты и выполнить надежное зацепление. В заключение стоит отметить, что в статье впервые сопоставлены данные о теоретической механике переключения муфты, результаты испытаний и замеры параметров с полевой операции.

Повышение эффективности кабель-канатных работ с передачей данных в режиме реального времени по сравнению с традиционными канатными и кабельными работами

Фрэнк Хини, Halliburton Energy Services;
Михаил Майоров, Saudi Aramco; Джон Сэвидж,
Halliburton Energy Services

Технология кабель-канатных работ, использующая радиочастоты для передачи данных, применяется на месторождении с конца 2016 года. За это время по такой технологии было выполнено более 600 операций на месторождении и 2000 операций по всему миру. Было опубликовано несколько статей, где кабель-канатная технология заменила такие работы на кабеле, как перфорация, установка пробок с взрывным и невзрывным методами активации, каротаж и другие виды работ. В статьях уделялось меньше внимания вопросам эффективности считывания данных на устье во время стандартных канатных работ, где основным преимуществом является возможность использования яса. Технология кабель-канатных работ была представлена на рынке в конце 2016 года, и с тех пор соотношение между количеством работ на канате и кабеле сохранялось на уровне 60/40, поскольку с помощью канатных работ в большинстве случаев выполняется подготовка и повторный запуск скважин в эксплуатацию, а на кабеле проводятся исследования и ремонт. В статье представлен анализ работ, которые показали, что передача и считывание данных в реальном времени предоставляют полную информацию о ходе работ по замене газлифтного клапана и нестандартных работ по обнаружению утечек.

На текущий момент имеется достаточный объем данных, чтобы подтвердить повышение эффективности использования технологии кабель-канатных работ на радиочастотах по сравнению со стандартными работами на канате или кабеле. Монтаж компактной установки для кабельных работ позволяет сэкономить несколько часов в зависимости

well with the help of real-time measurements. The tool measurements identified if the SSDs were in open or closed position or anywhere in-between. The shifting tool provided confirmation via its measurements that the sleeve was not partially open. This was particularly important when pumping fluid through the annulus to achieve the maximum flow through the sleeve. Operating using electric-line was extremely efficient and eliminated the need to perform multiple runs, thus achieving time savings on the rig.

This is the first time that a paper discusses the different seek methods that can be used for carrying out a electric-line mechanical intervention operation. It represents a novel method using a shifting tool as a caliper to probe and measure the completion inner diameter changes while seeking for the profile. It provides a valuable method for reliably and confidently locating and latching onto a shifting profile. Finally, this is the first time that a paper correlates the theoretical mechanics of shifting a sliding sleeve with consistent results from system integration tests and downhole measurements from the real job.

Digital Slickline: Case Studies Highlighting Impact of Real-Time Slickline and Efficiency Improvements Compared to Traditional Slickline & E-Line Interventions

Frank Heaney, Halliburton Energy Services;
Mikhail Mayorov, Saudi Aramco; John Savage,
Halliburton Energy Services

Digital Slickline (DSL) using radio frequency (RF) communications has been deployed in the field since late 2016 and has completed more than 600 jobs, and 2000 runs globally. Several papers have been published outlining how DSL has been deployed for eline replacement services such as perforating, explosive and non-explosive plug setting, production logging, and various other services. What has been less discussed are the efficiencies with surface readout (SRO) downhole data during typical slickline (SL) interventions where jarring is the prominent feature. RF DSL was introduced to the market in late 2016, and since this time, the split between SL and eline replacement services has been relatively consistent at 60/40. The separation isn't unreasonable as most interventions start as SL to prepare the well, move to a diagnostic or well repair phase, and close-out with SL to bring the well back onto production. Case histories presented will outline how SRO in-situ data give operations confidence tasks were completed as planned on gas lift change-outs and non-typical functions like a smart hole finder for leak detection.

Today, we have an adequate sample size to

от сложности работы, а также сократить количество работ по монтажу/демонтажу для смены между канатом и кабелем. По мере внедрения технологии набор скважинных инструментов постоянно расширяется, что позволяет увеличить область применения стандартных канатных работ. Помимо анализа повышения эффективности, в статье также представлены характеристики кабеля с полимерным покрытием: прочность на разрыв, коррозионная стойкость, совместимость со скважинными жидкостями и другие ключевые показатели. В заключение в статье представлены новые технологии для повышения эффективности.

Секция 6. ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ ЗА СКВАЖИНОЙ

Решение технических и логистических проблем во время работ по вымыванию 34,5 тонн проппанта

Стивен Крейг, Патчарапун Соодсакорн, Baker Hughes

После ГРП на месторождении на шельфе Туниса в стволе скважины осталось более 34,5 тонн проппанта. Пластовое давление было значительно ниже гидростатического. Платформа была небольшой, с ограниченным пространством палубы и кранами малой грузоподъемности. Для заканчивания скважины использовались хромированные трубы, которые ранее являлись причиной абразивного износа колонны ГНКТ. Задача заключалась в эффективной и безопасной очистке проппанта с помощью колтюбинга.

Предыдущие работы по промывке скважины были проведены с использованием концентрической ГНКТ и струйных насосов. Изначально планировалось повторить эти работы. При моделировании работы было необходимо учесть необходимость перекачки жидкости и азота с судна снабжения, ограниченный объем доступного азота, низкую скорость выноса твердых частиц из-за технических ограничений на устье, а также отсутствие разрешения на сброс жидкости в море. Комплексные инженерные изыскания, расчет логистики, лабораторные испытания и оценка рисков проводились в течение трех месяцев. С помощью передового программного обеспечения было выполнено моделирование разных видов работ: промывка на концентрической ГНКТ, прямая промывка (со стандартной и усовершенствованной компоновкой низа колонны и с различными размерами ГНКТ) и обратная промывка. Также было рассчитано общее время работы, необходимый объем жидкости и азота, а также количество рейсов судна для утилизации скважинной продукции и доставки азота. При планировании работ были выявлены три дополнительные проблемы, которые могли возникнуть. Во-первых, проппант мог закупорить ствол скважины. Однако лабораторные испытания показали, что это не вызовет осложнений. Во-вторых, из-за повышенного содержания сероводорода было необходимо продумать защиту колонны ГНКТ и выкидной линии. В-третьих, материал

validate the efficiency improvements deploying RF DSL compared to the traditional SL/eline intervention model. The one rig up setup off a small footprint slickline unit has proven to save multiple hours depending on the intervention complexity, and the number of eline rig up & rig down sequences eliminated. As the technology gains acceptance, the tool portfolio has continuously expanded, and we have started to leverage opportunities on traditional slickline services to minimize deferred production. Efficiency savings are well documented, but the paper will also detail the polymer-coated cable performance, with focus on breaking strength, corrosive parameters, wellbore fluid compatibility and new critical performance indicators completed before each job. We will close out by summarizing some of the newer technologies that will continue the improved efficiency theme.

Session 6. IMPROVING OPERATIONAL EFFICIENCY, HSE, AND WELL CONTROL

Overcoming Extreme Technical and Logistical Challenges to Successfully Cleanout 76,000-LBM Proppant

Steven Craig, Patcharapun Soodsakorn, Baker Hughes

A fracture treatment in offshore Tunisia screened out leaving over 76,000-lbm proppant in the wellbore. The well was significantly under-hydrostatic. The platform was small and had limited deck space and low capacity cranes. The completion incorporated chrome tubulars with a history of causing abrasion failure to coiled tubing strings. The challenge was to efficiently and safely clean out the proppant with coiled tubing (CT).

A prior cleanout campaign had been conducted with concentric CT and jet pumps. An initial design focused on repeating this method. The engineering analysis had to account for fluid and nitrogen pumping being conducted from a supply vessel, limited nitrogen volume, low the solids return rate due to surface handling limitations, and no fluid discharge permitted to sea. A combined engineering, logistical study, laboratory testing and risk assessment was undertaken over the course of three months. Engineering utilized advanced cleanout modelling software to review concentric CT cleaning, forward cleaning (with and without optimizing cleaning Bottom Hole Assembly (BHA) and with various sizes of CT), and reverse circulating. Logistics analyzed the overall operation time, fluid and nitrogen requirements and the number of boat trips to replenish/change well returns and nitrogen. Three additional challenges were present. First, proppant could have packed off creating

ГНКТ должен был быть стойким к абразивному износу. Правильный подбор материала ГНКТ имел первостепенное значение, поскольку намотку трубы на платформу планировалось выполнять с судна и любая авария сильно скажется на длительности работы и рентабельности проекта.

В результате была выбрана следующая технология проведения работ: в интервале над пластом – обратная промывка, в интервале пласта – переход на прямую промывку с двухфазной циркуляцией. Данные со скважинного манометра позволяли оперативно выявлять поглощение раствора или газовую пачку. Работы были успешно завершены в августе 2019 года. Поставленные задачи были выполнены эффективно и без происшествий. Скважина была запущена в эксплуатацию на 8 дней раньше запланированного срока.

В статье подробно описана полная концепция работы, этапы проектирования и реализации, а также анализ результатов.

Разработка лезвий для срезных плашек малого усилия для высокопрочных ГНКТ

Скотт Шерман, Nexus Energy Technologies

За последние 20 лет прочность материала используемых ГНКТ выросла от марки стали 70 с пределом текучести 483 МПа (70 000 psi) до марки 140 с пределом текучести 965 МПа (140 000 psi) с увеличением толщины стенок. Поэтому усилие, необходимое для среза трубы, возросло более чем в два раза. В большинстве установок ГНКТ максимальное давление в противовибросовых превенторах составляет 20,7 МПа (3000 psi). В связи с этим возникла потребность в разработке лезвий для плашек превенторов, способных срезать высокопрочные трубы с использованием того же оборудования. При этом новые лезвия должны срезать трубы так, чтобы их можно было легко извлечь из ствола скважины.

Прочность при срезе рассчитывается по критерию максимального напряжения (критерий фон Мизеса) следующим образом:

Предел прочности при срезе/предел текучести = $1/\sqrt{3} = 0,577$

Поскольку критерий максимального напряжения является приблизительным, а с помощью вышеприведенного расчета трудно учесть уникальную геометрию лезвия, были проведены обширные лабораторные испытания, чтобы разработать лезвие для резки высокопрочных гибких труб с минимальным гидравлическим усилием.

В статье описан итерационный процесс разработки новых лезвий со значительно меньшим усилием. Были протестированы различные геометрии режущих поверхностей, включая варианты с несколькими поверхностями.

Критериями успешного теста были снижение усилия среза, приемлемый профиль срезанной части трубы для ловильных работ и отсутствие повреждений на лезвиях после использования. В результате лабораторных испытаний был выбран наиболее перспективный вариант лезвия, который затем был

difficulties for some of the processes under review. Laboratory testing was conducted and confirmed this would not be a concern. Second, the well was sour and considerations for protecting the CT string and handling hydrogen sulfide (H_2S) in the return stream were required. Third, CT string optimization was required to reduce potential abrasion failures. Avoiding CT failure was paramount as the string would be boat spooled onto the platform and any failure would severely impact operating time and project finances.

The chosen method was primarily fluid only reverse circulating when cleaning above the formation, changing to forward circulated two phase operation when close to the formation. The downhole pressure gauge in the completion provided early warning of lost returns or of gas kicks. The operation was successfully, efficiently and safely completed in August 2019. The well was handed back to production 8 days ahead of schedule.

The paper will cover the complete concept and detail design, execution and post-job analysis.

Development of Low Force Shear Blades for High Strength Coiled Tubing

Scott Sherman, Nexus Energy Technologies

As coiled tubing grades have evolved over the past 20 years from 70 grade with a minimum yield strength of 483 MPa (70,000 psi) to 140 grade with a minimum yield strength of 965 MPa (140,000 psi) and wall thicknesses have increased, the resulting force required to shear coil has more than doubled. Most coiled tubing units have a maximum pressure of 20.7 MPa (3000 psi) available for the blow out preventers (BOP) hydraulic circuits. There was an industry need to develop a shear blade for BOPs that could cut high strength coiled tubing using legacy pressure control equipment already in use. Additionally, the new shear blades must create a fish that can be easily retrieved from a wellbore.

Shear strength is estimated using the maximum distortion criterion (von Mises yield criterion) as follows:

Shear strength/Yield strength = $1/\sqrt{3} = 0,577$

Since the maximum distortion criterion is merely an approximation and unique blade geometries are difficult to take into consideration using the above calculation, a considerable amount of hands on lab testing was required to design and optimize an elegant shear blade for cutting high strength coiled tubing with minimal hydraulic forces.

The paper will share the iterative process as novel shear blades were developed that significantly reduced shear forces. Multiple piercing tip geometries were tested, including

усовершенствован для эффективной работы при многократных срезах.

В результате было разработано новое лезвие, способное срезать высокопрочную гибкую трубу с усилием в 2 раза меньше обычного.

Границы применения гибких труб расширяются, и уже сейчас выполняются работы, которые еще несколько лет назад считались невозможными. Поэтому будет продолжаться тенденция разработки более прочных гибких труб с увеличенной толщиной стенки. Новая геометрия лезвий превенторов, разработанная в рамках данного проекта, обеспечивает возможность в текущем противовибросовом оборудовании использовать не только новейшие высокопрочные ГНКТ, но и трубы тех групп прочности, которые находятся в стадии разработки.

Анализ показателей эффективности при разбурировании пробок и прихватах труб

Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData LLC

В статье представлены запатентованные алгоритмы сопоставления данных с высокой степенью достоверности, которые были использованы для анализа большого объема данных с колтубинговых работ по разбурированию пробок и работ с прихватами труб. Ключевые показатели эффективности, полученные в результате этого анализа, дают представление о тенденциях развития отрасли в будущем по регионам и могут служить полезным ориентиром для нефтесервисных компаний и операторов.

Данные о глубине, весе трубы и давлении из различных источников передавались и хранились в общей базе в течение пяти лет. Был создан архив из более чем 39 000 файлов с данными. С целью получения статистики по ключевым показателям эффективности была произведена обработка данных по глубине и весу с более 500 000 операций по разбурированию пробок и 760 случаев прихвата ГНКТ. Использование показателей устьевых датчиков для количественной оценки забойного состояния имеет некоторые ограничения, но данный метод позволил с достаточно высокой точностью выявить и проанализировать определенные закономерности. Результаты анализа являются конфиденциальной информацией, однако компании могут сравнить статистику по своим показателям (проанализированную своими алгоритмами) со средними показателями по отрасли, сгруппированными по годам и регионам, чтобы определить свои конкурентные преимущества и точки роста. Кроме этого, добывающая компания получает возможность сравнить показатели различных сервисных компаний (полученные исключительно от своих подрядчиков), которые предоставили такие данные.

В статье представлены статистические данные по операциям разбурирования пробок ГРП и осложнений с прихватом труб в Северной Америке за период с 2016 по 2020 год – период значительных изменений в отрасли ГНКТ. Данные показывают, что среднее время разбурирования пробок сократилось, при этом

embodiments with several piercing tips.

Success criteria was reduced shear force, acceptable fish profile on the lower piece of coiled tubing, and no damage to the blades after use. The embodiment that showed the most promise, based on lab testing was further optimized to improve its performance over multiple cuts.

The result was a novel shear blade that is able to cut high strength coiled tubing with 50% of the normal shear force.

As the industry continues to push the limits of coiled tubing with extended reach applications thought impossible only a few years ago, higher strength coiled tubing with increased wall thicknesses will continue to evolve. The new shear blade geometry developed in this project ensures that not only can the latest grades of coiled tubing be sheared in legacy pressure control equipment, but also future grades of coiled tubing that are in development.

Analysis of Plug Drilling and Stuck Pipe Performance Metrics

Paul Brown, Brian Gunby, CoilData LLC

A large collection of data recorded during coiled tubing (CT) operations has been analyzed using proprietary pattern recognition algorithms to identify downhole events with a high degree of confidence. These events include the drilling of plugs and stuck pipe incidents. Key performance indicator (KPI) metrics derived from this analysis provide insight into industry trends over time and by region, and can provide useful performance benchmarks for service providers and operator companies.

Depth, weight and pressure data from multiple sources has been streamed and stored on a shared platform over a five year period, creating a record of over 39,000 data files. This data was processed to generate KPI-type statistics for over 500,000 detected plugs and 760 possible stuck pipe scenarios, based on analysis of depth and weight signatures. Using surface measurements to quantify downhole events has some limitations, but the method has proven sufficiently robust to allow useful trends to be observed and evaluated. While the analysis is confidential to the parties involved, a contributing company can compare their 'performance' statistics (as evaluated by the third party algorithms) against averages representative of the industry at large, arranged by year and geographic region, to identify areas of relative strength or weakness. An operator company can likewise compare metrics for different service providers (derived solely from jobs performed for their company) for those which elect to share data in this fashion.

This paper presents statistics for plug drilling operations and stuck pipe incidents in North

ДЕФЕКТΟΣКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования

Выявляемые дефекты:

- отверстия,
- раковины,
- вмятины,
- поперечные наружные/внутренние трещины.

Контролируемые параметры:

- диаметр,
- толщина стенки,
- овальность,
- температура,
- вибрация,
- длина трубы.



сократилось количество коротких спусков и циклов изгиба трубы. По этим данным можно сделать вывод, что для некоторых компаний ускорение работ привело к более частым или более серьезным прихватам, в то время как другие компании столкнулись с меньшим количеством таких осложнений. Этот сравнительный анализ показывает, что по данным с устьевых датчиков можно судить о состоянии на забое, а итоговые показатели эффективности могут сильно различаться между компаниями, месторождениями и географическими регионами.

Ремонтно-изоляционные работы с помощью закрываемых муфт ГРП

Варун Гутамаан, Брентон Чизман, Брэдли Смит, Брэндон Говиснок, NCS Multistage

Для добычи углеводородов из глубоко залегающих нетрадиционных коллекторов (в частности, из сланцевых пластов) используется гидравлический разрыв пласта. Для создания трещин в плотных углеводородсодержащих пластах в скважину под большим давлением закачивается жидкость и в большинстве случаев – проппант. В настоящее время существуют две основные технологии заканчивания скважин в нетрадиционных коллекторах: технология с мостовыми пробками и перфорацией (Plug & Perf) и технология со сдвижными муфтами. Метод Plug & Perf предполагает использование мостовых пробок и перфораторов, которые спускаются на определенную глубину и производят перфорацию обсадной колонны, что позволяет закачивать жидкость в пласт. При этом методе в обсадной колонне остаются отверстия и изолировать определенные участки ствола скважины для будущих работ не представляется возможным. В отличие от этого метода, использование закрываемых сдвижных муфт позволяет селективно открывать, стимулировать и изолировать различные интервалы без необходимости спускать инструменты, сужающие внутренний диаметр колонны. Цель данной статьи – рассмотреть использование закрываемых сдвижных муфт не только в качестве средства для гидроразрыва пласта, но и для проведения ремонтно-изоляционных работ.

Внедрение аналитического программного обеспечения для оптимизации колтюбинговых работ: цифровой подход к повышению эффективности

Шаймака Баутиста Аларкон, Карлос Торрес, Royal Oaks Energy Services

В статье представлен процесс внедрения нового аналитического программного обеспечения в сочетании с передовыми методами обработки данных в рабочие процессы для управления и принятия решений в сервисной компании, предоставляющей услуги с ГНКТ.

Для объединения текущих и архивных данных по работам с ГНКТ в единую базу был разработан усовершенствованный способ их первичной обработки (включающий преобразование и

America between 2016–2020, a period of significant change in the CT industry. Examples show how average plug drilling times have generally decreased, with less frequent use of short trips and fewer pipe cycles. The data shows that, for some companies, faster operations have come at the expense of more frequent or severe stuck pipe incidents, whereas other companies have experienced fewer such problems. This comparative analysis illustrates how downhole outcomes can be deduced from surface measurements, and resulting performance metrics can vary widely between companies, fields and geographic regions.

Remedial Cementing Through Reclosable Sleeves

Varun Gouthaman, Brenton Cheeseman, Bradley Smith, Brandon Gowisnock, NCS Multistage

Unconventional reservoirs, specifically shale formations, require stimulation by means of hydraulic fracturing to extract hydrocarbons buried deep beneath the Earth's surface. Stimulation requires fluid and in most cases proppant to enter the wellbore via a pressure-pumping operation to create fractures in tight, hydrocarbon-bearing formations. Currently, there are two dominant methodologies for unconventional completions: plug-and-perf (PnP), and sliding sleeves. PnP requires the use of plugs and perforating guns, which are pumped to designated depths in the well, to create perforations in the casing, allowing fluid to be conveyed into the formation. This method leaves casing permanently perforated and unable to isolate certain portions of the wellbore for future intervention or remediation. In contrast, the use of reclosable sliding sleeves allows operators to selectively function, stimulate, and remediate different portions of the wellbore without introducing inner diameter casing restrictions or reductions. This paper aims to highlight the use of reclosable sliding sleeves not only as a means for primary reservoir stimulation, but also to conduct remedial cement operations in wells.

Implementing Business Analytics Software to Optimize Coiled Tubing Operations: A Digital Approach to Operations Efficiency

Xaymaca Bautista Alarcon, Carlos Torres, Royal Oaks Energy Services

This paper describes how business analytics novel software tools combined with advanced data management techniques can be integrated to management workflows and decision-making processes of a Coiled Tubing Service Company (CTSC).

An advanced data wrangling process

сопоставление). Эта база данных регулярно пополнялась последней оперативной информацией с помощью автоматизированного процесса запроса данных, что исключало необходимость в повторении процесса вручную. Аналитическое программное обеспечение было использовано для ускорения процесса обработки данных, выявления корреляций и трендов, проектирования моделей и расчета соответствующих ключевых показателей эффективности (KPI). Кроме того, для подготовки и отображения умных облачных панелей управления и отчетов использовались специальные инструменты визуализации.

Умная панель управления позволяет колтюбинговой компании быстро проводить точный и эффективный анализ ключевых показателей колтюбинговых установок и внутрискважинных работ. Облачная панель позволяет компании:

- эффективно определять амортизационные и другие затраты, связанные с использованием ГНКТ, анализировать осложнения и различных поставщиков, а также определять тренды на основе фактических данных, что дает возможность принимать обоснованные управленческие решения по гибкой трубе.
- Определять наиболее эффективные колтюбинговые установки и бригады и принимать стратегические решения для выполнения сложных работ.
- Выявлять отказы оборудования, динамику среднего времени простоя и разрабатывать, внедрять и контролировать методики технического обслуживания и управления активами для устранения аварий при минимальном влиянии на производительность работ.
- Обновлять базу свежими оперативными данными и выявлять рекордные достижения компании.
- Улучшать управление клиентской базой благодаря быстрому реагированию на запросы по предоставлению индивидуальных отчетов о производительности операций.
- Снижать нагрузки на циклические процессы за счет возможности создания отчетов с актуальными и точными данными быстрее, чем при использовании предыдущих методов.
- Быстро настраивать систему и создавать точную документацию, включающую соответствующие данные о производительности в последовательной и стандартизированной форме.
- Проводить технический анализ внутрискважинных работ.

Современный подход к интегрированию аналитического программного обеспечения в колтюбинговые работы – это качественное изменение процесса анализа и контроля показателей производительности (эффективность, безопасность и качество работ), который позволяет разделить показатели, оптимизировать результаты и минимизировать затраты. В статье описан пример простого, но продуманного и эффективного способа внедрения цифровых инструментов в нефтесервисные работы с использованием собственных возможностей и ресурсов. ☉

(transforming and mapping data) was designed and implemented to unify current and historical coiled tubing operational data into a single data set. The latter was regularly updated with the latest operational information through an automated data querying process that eliminated the need for manually repeating the data wrangling. A Business Analytics Software (BAS) was used to accelerate the engineering of a Data Analytics (DA) process, identify correlations and trends, design data models, and create relevant Key Performance Indicators (KPI). Finally, BAS visualization tools were used to prepare and publish comprehensive cloud-based Business Intelligence (BI) dashboards and reports.

The BI dashboard allows the coiled tubing company to quickly perform accurate and efficient analysis of the KPI trends of its coiled tubing units and well interventions. The cloud-based Dashboard enables the CTSC to:

- Effectively identify Coiled Tubing Strings utilization, costs, failures, vendors, and design performance trends based on factual data, thus enabling informed pipe management decisions.
- Clearly Identify high performance coiled tubing units and crews and make strategic decisions for high profile jobs.
- Identify equipment failures, non-productive time (NPT) trends and define, implement, and monitor maintenance and asset management strategies to tackle the failures with mayor impact on operations performance.
- Easily incorporate fresh operational data and detect record-breaking operations.
- Improve Customer Relationship Management by a quickly responding to customer inquiries for tailor-made operations performance reports.
- Decrease workload on repetitive processes by enabling reports generation with relevant and accurate data faster than previous methods in place.
- Quickly customize and create accurate documentation compiling relevant performance data in a consistent and standardized fashion.
- Perform well interventions technical analysis.

The contemporary approach to integrate BI Software to coiled tubing operations is a step change in how service companies and operators are analyzing and monitoring performance (efficiency, safety, and quality) to differentiate from each other, optimize results and minimize costs. This paper describes an example of a simple yet sophisticated and effective way of incorporating digital tools in the oilfield services processes by utilizing in house talent and resources. ☉

Окончание в следующем (79-м) номере журнала

End in our next (79th) issue