

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 2)

Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, 24-25 марта 2020 г. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Секция 9. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями V

Электронные стендовые доклады позволяют участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально разобраться в какой-либо концепции или технологии. Стендовые доклады могут быть разного содержания, однако их тема согласуется с темами технических секций.

Расширенный анализ отклонения от вертикали при радиально-струйном бурении с помощью колтюбинга

Xing Qin, SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering; Jun Mao, SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering; Jiapeng Liu, Northwestern university; Yan-long Zhao, China University of Petroleum-Beijing at Karamay; Wu Long, SINOPEC Northwest Oilfield Company

Технология радиально-струйного бурения — это экономичный и эффективный метод увеличения нефте- и газоотдачи за счет резки нескольких боковых микроотверстий от основного вертикального ствола. Микроотверстия, пробуренные гидравлическим методом под высоким давлением, помогают повысить площадь контакта между стволом скважины и пластом. Максимальная дальность отхождения боковых микроотверстий от ствола является ключевым параметром для оценки влияния радиального струйного бурения, поскольку добыча повышается с увеличением глубины боковых отверстий. Тем не менее полученные данные о максимальном отхождении боковых микроотверстий от ствола в результате радиально-струйного бурения до сих пор не подвергались должному изучению. В этой статье мы создали новую модель, которая сочетает в себе параметры гидравлического и механического трения для анализа дальности радиально-струйного бурения. Результаты показывают, что расход жидкости является основным фактором, влияющим на дальность прохождения гибкой части, которая

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference took place in Woodlands, Texas, USA on March 24-25, 2020. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

Session 9: Knowledge Sharing ePosters V

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

Extended Reach Analysis of Coiled Tubing Assisted Radial Jet Drilling

Xing Qin, Jun Mao, SINOPEC Research Institute of Petroleum; Jiapeng Liu, Northwestern university; Yan-long Zhao, China University of Petroleum-Beijing at Karamay; Wu Long, SINOPEC Northwest Oilfield Company

Radial jet drilling technology is an economic and efficient method to enhance oil and gas recovery by drilling several lateral micro-holes from a vertical main borehole. The micro-holes drilled by high-pressure hydraulic energy can improve the contact area between wellbore and reservoir. The maximum extended reach of lateral micro-hole is a key parameter to evaluate the effect of radial jet drilling as the production increases with the length of lateral holes. However, the maximum extended reach of radial jet drilling reported has not been studied adequately. In this paper, we have established a new model which combines hydraulic friction and mechanical friction to analyze the extended reach of radial jet drilling. The results show that the flow rate is a main influence factor affecting the flexible hose extended reach which increases with the growth of flow rate. The outlet angle of deflector has a great effect on the extended reach especially at high flow rate, while the turning angle has little effect on extended reach. This work provides a systematic method including hydraulic

увеличивается с увеличением расхода. Угол выхода дефлектора имеет большое влияние на увеличение дальности прохождения, особенно при высоком расходе жидкости, в то время как угол поворота мало влияет на дальность прохождения. Эта работа содержит описание систематического метода, включающего оптимизацию гидравлики и дефлектора для проектирования радиального струйного бурения в целях разработки соседних нефтегазовых коллекторов-спутников.

Инновационный инструмент для измерения давления во время бурения для направленного бурения на ГНКТ следующего поколения

Adame Kante, Syed Muhammad Fahim Ud Din, Eduardo Saenz, Kiran Shetty, Schlumberger

Цель проекта заключалась в расширении рабочего диапазона инструмента Measurement while drilling (MWD — измерение во время бурения) в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) для наклонно-направленного бурения на гибких трубах с целью повышения его надежности в сложных условиях, ремонтпригодности, рабочего температурного диапазона и диапазона измерений для более продолжительного срока службы и более качественного выполнения работ.

Новый подход к параллельной разработке был использован для управления жизненным циклом продукта, начиная с определения потребностей клиента, выбора наилучшего технического решения, разработки и тщательного тестирования продукта, чтобы подтвердить его соответствие требованиям, и, наконец, для эффективного производства перед выпуском в эксплуатацию в условиях месторождения. Было проведено несколько тщательных технических и управленческих обзоров для принятия целенаправленных решений для эффективного предложения надежного, производимого и обслуживаемого продукта с минимальной совокупной стоимостью владения. Инструмент включает в себя надежный датчик гамма-излучения, пакет измерения направления и наклона (D&I), позволяющий принимать решения по геонавигации в реальном времени, датчики давления и температуры для контроля внутренних условий в скважине, а также датчик нагрузки для измерения как осевых, так и торсионных нагрузок. Набор электронных плат, используемых для связи, питания и сбора данных, полностью соответствует требованиям для работы в самых суровых условиях бурения. Кроме того, было разработано несколько компонентов наземного программного обеспечения для отображения данных в реальном времени и создания отчетов.

Надежность инструмента MWD была увеличена в 4 раза по результатам 12-месячного периода интенсивного бурения при температурах до 167 °C. Нам удалось установить рекорды как по самым продолжительным одиночным СПО как по проходке, так и по времени, что дало прирост эффективности использования инструментов в скважине на 60%.

Секция 10. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VI

Электронные стендовые доклады позволяют участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально

and deflector optimization for the design of radial jet drilling to help develop the adjacent satellite oil & gas reservoirs.

A Game Changing MWD Tool for Next Generation CTDD

Adame Kante, Syed Muhammad Fahim Ud Din, Eduardo Saenz, Kiran Shetty, Schlumberger

The objective of the project was to expand the operating envelope of the Measurement while Drilling (MWD) tool in the coiled tubing directional drilling Bottom Hole Assembly (BHA) to improve its reliability in harsh environments, maintainability, temperature range and measurements for overall longer runs and better service delivery.

A new concurrent development approach was used for managing the product's lifecycle from defining the customer's need, selecting the best technical solution, developing and thoroughly testing the product to confirm it meets its requirements and to finally manufacture it efficiently before its release to the field. Several rigorous technical and management reviews were held to enable focused decisions toward the efficient delivery of a reliable, manufacturable and maintainable product with minimal total cost of ownership. The tool includes a robust gamma ray sensor, Direction & Inclination (D&I) package to enable real time geo steering decision-making, pressure and temperature sensors to monitor the inner and well conditions and a load cell to measure both the axial and torsional loads. A set of electronic boards used for communication, power and acquisition, have been fully qualified to operate in the harshest drilling conditions. In addition, several surface software components were developed for real time data display and reporting.

The reliability for the MWD tool was increased 4 folds based on the results from a time period of 12 months of intensive drilling up to 167 °C. We managed to set field records for both the longest single runs for footage and time improving average downhole utilization by 60%.

Session 10: Knowledge Sharing ePosters VI

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

Wireline Electromechanical Release Device Operating on Battery at 175 °C

Claire Bellicard, Adebayo Taiwo, Orla Hagan, Nicholas Collins, Todor Sheiretov, Ben Durand, Schlumberger

разобраться в какой-либо концепции или технологии. Стендовые доклады могут быть разного содержания, однако их тема согласуется с темами технических секций.

Электромеханическое устройство разъединения на тросе с батареей для работы при температурах до 175 °C

Claire Bellicard, Adebayo Taiwo, Orla Hagan, Nicholas Collins, Todor Sheiretov, Ben Durand, Schlumberger

Электромеханические устройства разъединения на тросе являются критически важными и обязательными для работы с вайрлайном. Новые технологии инструментов внутрискважинных работ и тракторов не допускают их использования в нефтяных скважинах без надежного устройства разъединения. Для решения проблем, присущих высокотемпературным и более длинным горизонтальным скважинам, особое значение приобретает надежность этих электромеханических устройств разъединения в случае прихвата колонны инструментов в скважине.

Возможность работы электромеханического спускового устройства от батареи при высокой температуре снижает общий риск при внутрискважинных работах, поскольку тем самым обеспечивается возможность резервного размыкания в случае повреждения кабеля или инструментальной колонны, препятствующего обмену данными с разъединителем в скважине. Пусковое устройство с батарейным питанием срабатывает по истечении времени запрограммированного таймера, даже при отсутствии электропитания или в случае короткого замыкания. Запрограммированный таймер можно обнулить только в том случае, если есть связь с набором инструментов, в противном случае гарантированно срабатывает разъединение, как было изначально запрограммировано.

Электромеханические разъединители с батарейным питанием для инструментов, пригодных для работы при температурах до 175 °C, требуют, чтобы аккумулятор и соответствующая электроника управления и управления питанием надежно работали при 175 °C. Из-за химического состава этой высокотемпературной батареи ее емкость при низкой температуре составляет небольшую часть ее емкости при высокой температуре. Это представляет проблему при эксплуатации этих батарей, поскольку некоторые из них устанавливаются и активируются при температуре окружающей среды -10 °C для работы в скважинах при 175 °C.

Теперь доступно решение, сочетающее в себе результаты разработки высокотемпературных батарей и сложную систему управления батареями для максимального увеличения емкости батареи для работы при высоких температурах. Эта высокотемпературная батарея была разработана, а ее характеристики подтверждены в результате тщательных квалификационных испытаний. Результаты тестов показывают, что батарея оптимально работает при температуре выше 120 °C. При температуре ниже 120 °C батарея разряжается экспоненциально с понижением температуры. Разъединитель разработан с учетом интеллектуального управления емкостью батареи путем переключения на проводное питание, когда оно присутствует. Надежная низкоскоростная телеметрия позволяет обновлять таймер по желанию во время работы

Wireline electromechanical release devices are critical and imperative for wireline operations. New-technology intervention and tractor tools cannot be deployed in oil wells without a reliable release device. For the intrinsic challenges of high temperature and longer horizontal wells, the reliability of these electromechanical release devices in the event a toolstring gets stuck downhole becomes even more important.

The ability to operate an electromechanical release device on battery at high temperature reduces the overall risk of the intervention because it provides a secondary release option in case there is a damage to the wireline cable or toolstring that prevents communication with the release device downhole. A battery-operated release device activates on the expiration of a programmed timer, even in the absence of wireline power or the presence of a short circuit. The programmed timer can be updated only if communication with the toolstring is feasible, otherwise it reliably releases as originally programmed.

Battery-operated electromechanical release devices for 175 °C-rated tools, require the battery and associated control and power management electronics to function reliably at 175 °C. Due to the chemical composition of this high-temperature battery, its capacity at low temperature is a small fraction of its capacity at high temperature. This presents a challenge in deploying these batteries, because some are installed and activated at surface ambient temperature of -10 °C, for deployment in 175 °C wells.

Now the solution exists as a result of the combination of the development of a high-temperature battery and sophisticated battery management to maximize battery capacity for high-temperature operations. Through thorough qualification, this high-temperature battery was developed and validated. Test results show that the battery works optimally above 120 °C. Below 120 °C, the battery depletes exponentially, as the temperature decreases. The release device has been designed to intelligently manage battery capacity by switching to wireline power when it is present. The reliable low-bandwidth telemetry makes it possible to update the timer as desired during the wireline operation. The passivation prevention circuit helps prevent battery chemical passivation, maintaining its maximum capacity during the operation. All these technology components combined enable reliable and repeatable battery activation of the electromechanical release device at 175 °C.

**Unique Electronically Activated
Nonexplosive Wireline Cutter**

на проводе. Схема предотвращения пассивации помогает предотвратить химическую пассивацию батареи, поддерживая ее максимальную емкость во время работы. Сочетание всех этих технологических компонентов обеспечивает надежную и повторяемую активацию электромеханического разъединителя с питанием от аккумуляторной батареи при 175 °C.

Уникальный невзрывной резак для каната с электронным управлением для безопасной и надежной резки широкого диапазона сликлайна и кабелей

Jill Hillier, Nader Sabanegh, Mark Nicol, Schlumberger

Невзрывной резак для каната с электронным управлением спускают с поверхности, чтобы перерезать сликлайн и кабели при прихвате инструментальной колонны в скважине. Резак активируется электронным таймером и модулем срабатывания.

Изначально резак был спроектирован для надежной резки сликлайна и канатных кабелей в диапазоне от 0,105 до 5/16 дюйма. По мере того как кабели становились все крупнее и сложнее, возникла необходимость в более надежных резаках, способных отрезать кабель с внешним диаметром вплоть до 0,59 дюйма.

Предварительно программируемый таймер обратного отсчета и дополнительные возможности индивидуальной настройки обеспечивают срабатывание на заданной глубине и гарантию активации без использования взрывчатых веществ или ударов о застрявший инструмент для выполнения разреза. Описаны особенности уникального невзрывного резака с электронным управлением, а также представлены несколько примеров из практики наземных и морских операций.

Секция 11. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VII

Электронные стендовые доклады позволяют участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально разобраться в какой-либо концепции или технологии. Стендовые доклады могут быть разного содержания, однако их тема согласуется с темами технических секций.

Новые методы проектирования при разработке механических инструментов для внутрискважинных работ с уникальным функционалом экстренного разъединения для работы с забойными клапанами-отсекателями

Ganesh Balasubramanian, Schlumberger Technology Corporation

Подповерхностные запорные клапаны, такие как клапаны изоляции пластов (FIV), изолируют пласт от добывающего ствола после первой перфорации и нижнего заканчивания. Это позволяет выполнить верхнее заканчивание и в некоторых случаях выполнить несколько СПО для перфорации до того, как скважина начнет добычу. В течение этого времени они защищают пласт от потери жидкости и давления, действуя как двунаправленный барьер для жидкости. Помимо сокращения времени нахождения установки на скважине, ключевым преимуществом FIV является снижение затрат на внутрискважинные работы. FIV можно открывать и закрывать несколько раз при

Provides Safe and Reliable Cuts on Largest Range of Slickline and Wireline Cables

Jill Hillier, Nader Sabanegh, Mark Nicol, Schlumberger

The electronically activated nonexplosive wireline cutter drops from surface to sever slicklines and cables when a toolstring becomes stuck downhole. The cutter is activated via an electronic timer and trigger module.

The cutter was originally designed to cleanly cut slickline and wireline cables ranging from 0.105 in. to 5/16 in. As wireline cables become larger and more complex, the need for a more robust wireline cutter was needed to cut cable with outer diameters as large as 0.59 in.

Preprogrammed countdown times and optional custom programming capabilities support target depth and activation assurance without reliance on explosives or impact against the stuck toolstring to make a cut. The features of the unique electronically activated nonexplosive wireline cutter are outlined and several case studies presented from onshore and offshore operations.

Session 11: Knowledge Sharing ePosters VII

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

Novel Design Methodologies to Develop Mechanical Intervention Tools with Unique Emergency Release Feature to Operate Subsurface Barrier Valves

Ganesh Balasubramanian, Schlumberger Technology Corporation

Subsurface barrier valves such as a formation isolation valves (FIVs) isolate the formation from the production bore after the first perforation and the lower completion has been installed. This enables installation of the upper completion and in some cases multiple perforation runs before the well starts producing. During this time, they protect the formation from fluid loss and pressures by acting as a bidirectional fluid barrier. In addition to reduced rig time, a key advantage of FIVs is reduced intervention costs. FIVs can be opened and closed multiple times as required, mechanically with an intervention tool such as a primary shifting tool (PST) (Fig. 1). The conveyance method for PSTs can be on coiled tubing, work string, perforating string, or wireline (using a tractor and stoker) to open and close FIVs. PSTs then must reliably engage and release from shifting profiles in

необходимости механически с помощью инструмента для внутрискважинных работ, такого как ключ-толкатель (PST). Методом транспортировки PST может быть гибкая труба, рабочая колонна, перфорационная колонна или трос (с использованием трактора и строкера) для открытия и закрытия FIV. Затем ключ должен надежно встать в профиль клапана для его смещения и последующего перевода в открытое/закрытое положение и разъединиться с профилем после успешного срабатывания клапана.

Следовательно, конструкция ключа-толкателя имеет решающее значение для надежной работы FIV. В случае возникновения чрезвычайной ситуации, когда профиль переключения инструмента не может выйти из профиля зацепления в FIV, критически важно иметь функцию аварийного разблокирования, запроектированную в PST, которая может позволить разблокировать инструмент, не повреждая клапан изоляции пласта. Разработана новая методология проектирования ключа-толкателя, позволяющая осуществить аварийное высвобождение посредством контролируемой пластической деформации при нагрузках ниже ограничения сдвига рабочей колонны. Эта методология также позволяет избежать разрушения компонентов ключа, так как свободные части могут остаться в стволе скважины при извлечении инструмента из скважины после аварийной разблокировки.

Упрощение сложных операций по ликвидации с использованием высокопроизводительной технологии расширяемой пробки

Maria Camila Laguado, Weatherford; Oscar Leonardo Suarez, Ecopetrol; Robert Allan Murphy, Weatherford; Edgar Mora, Luis Rincon, Diego Martin Maya, Ecopetrol

В апреле 2017 года скважина Cupiagua H42, расположенная в Колумбии, была приостановлена из-за проблем с притоком, вызванных низким газожидкостным соотношением (GLR), несмотря на то что скоростная колонна 5 дюймов $\times$ 4 1/2 дюйма была спущена ниже забойного клапана-отсекателя (корпусный клапан) после первоначального заканчивания для улучшения притока. Были оценены другие технические подходы к реанимации скважины и извлекаемым объемам, например, технология газлифта на колтубинге и переход на газовый инжектор. Однако экономические оценки различных рассмотренных подходов показали лишь незначительные результаты и низкую вероятность эксплуатационного успеха из-за наличия оставленных частей колонны в верхней части хвостовика внешнего диаметра 4 1/2 дюйма. Принимая во внимание все эти факты, было принято решение о ликвидации скважины в соответствии с постановлениями правительства Колумбии.

Достижение этого требования будет затруднено ограничением в 3,25 дюйма в скважине и необходимостью изоляции внутри 7-дюймового эксплуатационного хвостовика.

Секция 12. Разработки, применение и решения на кабеле

В докладах, представленных в этой секции, основное внимание будет уделено возникающим проблемам и решениям, предлагаемым в ходе рутинных и нестандартных операций на месторождениях. Разработанные инструменты и используемые методы транспортировки были выбраны для

the FIVs to operate the valve and release from the profile after successful valve actuation.

Hence design of the PST is critical for reliable FIV operation. In the event of an emergency where the shifting profile in the tool is unable to release from the engaging profile in the FIV, it is critical to have an emergency release feature inherent in the PST that can enable release of the tool yet not damage the FIV. A novel methodology was developed to design PSTs to enable emergency release if required, through controlled plastic deformation at loads below work string shear limitation. This methodology also avoids fracturing of PST components as free-hanging pieces could be caught in the wellbore while pulling out the tool from the well after emergency release.

Complex Abandonment Operation Simplified through the use of High Performance, High Expansion Plug Technology

Maria Camila Laguado, Weatherford; Oscar Leonardo Suarez, Ecopetrol; Robert Allan Murphy, Weatherford; Edgar Mora, Luis Rincon, Diego Martin Maya, Ecopetrol

On April 2017, the well Cupiagua H42 located in Colombia was suspended due to lifting capacity which were caused by low gas-liquid ratios (GLR) despite a 5" $\times$ 4-1/2" velocity string had been hanged below Down Hole Safety Valve (Insert Valve) after original completion was run in order to improve the lifting capacity. Others technical approaches for well recovery and recoverable volumes were evaluated, for example Coiled Tubing gas lift technology and conversion to a gas injector. However, economic evaluations of the different approaches considered, indicated only marginal results and low probability of operational success due to a fish at the top of the 4-1/2" OD liner. Taking all these fact into consideration, the decision was to abandon the well in accordance with Colombian Governmental regulations.

The Achieving of this requirement would be difficult due to the 3.25-in. restriction in the well, and the necessity of isolation inside the 7-in. Production Liner.

Session 12: 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.

оптимизации оперативного успеха внутрискважинных работ. Выступающие представляют актуальные проблемы скважин и практические примеры для демонстрации того, как применение кабельных технологий позволило успешно выполнить задачи внутрискважинных работ с помощью кабельных решений.

Современные кабели и процесс их квалификации

Homero Castillo, Baker Hughes Company; Vadim Protasov, Dustin Dunning, WireCo WorldGroup; Kevin Nutt, C.S.R.; Phil Gibson, Andy Glasgow, TMT Laboratories

С ростом популярности длинных, извилистых скважин и скважин с высокой температурой и давлением требования к характеристикам кабелей и тросов, используемых при каротажных и внутрискважинных работах, стали значительно более высокими. После того как производитель представляет новую конструкцию кабеля, и до того, как новые кабели могут эксплуатироваться заказчиком, во избежание инцидентов, связанных с безопасностью, эксплуатацией и качеством обслуживания, компании, предоставляющие кабельный сервис, должны оценить и подтвердить пригодность кабелей для условий, в которых они будут эксплуатироваться.

В этой работе задокументированы последние изменения в конструкции проводных кабелей, а также ряд постпроизводственных процессов и испытаний, предназначенных для оценки полученных новых проводных кабелей. Все это результат тесного сотрудничества между производителем проводного кабеля, поставщиком услуг по ремонту и обслуживанию кабелей, а также испытательной лабораторией и сервисной компанией. Постпроизводственные испытания и процессы, рассматриваемые в данной статье, можно разделить на следующие категории:

- прочность кабеля и комплексные испытания на усталость;
- процесс снятия растяжения кабеля;
- процесс квалификации для использования в условиях живой скважины.

В этом документе подробно рассматривается дизайн конкретных изменений конструкции кабеля, квалификационные испытания, постпроизводственные процессы и степень их коммерческого внедрения в нашей отрасли. Также приводятся конкретные примеры современных кабелей вместе с результатами примененных к ним процессов постпроизводства.

Возможность проведения каротажа и внутрискважинных работ в современных сложных скважинах с использованием подходящих для этого проводных кабелей обеспечивает большую безопасность операций, сокращенное время выполнения операций, значительную экономию по сравнению с альтернативными методами, более длительный срок службы кабелей, отказ от дорогостоящих промысловых операций и снижение затрат на потери инструмента.

Эта работа призвана повысить понимание читателями технологий, материалов, методов и процессов, задействованных при разработке, изготовлении, квалификации и надлежащем использовании проводных кабелей; эти знания принесут наибольшую пользу тем, кто покупает или предоставляет кабельные и тросовые услуги в сложных условиях.

Modern Wireline Cables and Their Qualification Processes

Homero Castillo, Baker Hughes Company; Vadim Protasov, Dustin Dunning, WireCo WorldGroup; Kevin Nutt, C.S.R.; Phil Gibson, Andy Glasgow, TMT Laboratories

With the increased popularity of long, tortuous and HPHT wells, the performance requirements for wireline cables used in logging and well intervention jobs in these modern wells have become significantly more demanding. Once a manufacturer releases a new cable design and before the new cables are used in customer jobs, to avoid safety, operational and service quality incidents, the wireline service companies need to assess and confirm the cables' fitness for the conditions in which they will be used.

This paper documents the recent wireline cable design changes and a battery of post-manufacturing processes and tests intended to qualify the resulting new wireline cables, all product of a close collaboration between a wireline cable manufacturer, a cable service and repairs vendor, a cable testing laboratory and a wireline service company. The post-manufacturing tests and processes subject of this paper can be grouped in the following categories:

- Cable strength and comprehensive fatigue tests;
- Cable constructional stretch removal process;
- Live well-control running qualification process.

In this paper, we will elaborate on the design of the specific cable design changes, qualification tests, post-manufacturing processes, and their rate of commercial adoption by our industry. We will also show several specific examples of modern cables along with the outcome of the post-manufacturing processes applied to them.

The ability to perform logging and well interventions in modern complex wells using fit-for-purpose wireline cables has resulted in safer operations, shorter operating times, significant savings when compared with alternative deployment methods, longer useful cable lives, avoidance of expensive fishing operations and lost-in-hole charges.

This paper is intended to enhance the understanding of the readers on the technologies, materials, methods and processes involved on the quest to design, make, qualify and properly use wireline cables; this knowledge will benefit the most those who buy or provide wireline services in challenging environments.

Recent Electric Line Tractor Technology Developments Deliver

Недавние разработки в области технологий электрических тракторов позволяют повысить эффективность проведения работ, возможности по доставке инструментов и уверенность в успехе операций

Stuart Murchie, Gerald McNally, Bård Tinnen, Robert Worsman, Altus Intervention

До недавнего времени скорости движения электрических тракторов были значительно ниже их истинного потенциала из-за элементов, связанных с конструкцией, принципами работы и динамикой системы. Несколько примеров из недавних операций по использованию тракторов с электроприводом иллюстрируют ряд эксплуатационных преимуществ, являющихся результатом инженерного перепроектирования за счет применения новейших электронных и гидравлических технологий в использовании электрических тракторов.

Электрогидравлические тракторы были разработаны в середине 1990-х годов в качестве альтернативного средства доставки активируемых по проводу инструментов по участкам скважин с сильным уклоном или горизонтальным участкам скважин. Применение тракторов значительно расширилось с годами – они применялись для транспортировки все большего количества технологических элементов (например, каротажных инструментов, баллистических устройств и электромеханических устройств) по все расширяющемуся парку наклонно-направленных скважин все большей протяженности и извилистости. Производительность и возможности тракторов с электроприводом всегда являлись компромиссом между многочисленными ограничивающими факторами, включая связанные с собственно кабелем (прочность, вес, длина, номинальное напряжение и ток), наземным источником питания, компонентами трактора (мощность забойного двигателя и эффективность привода), а также размерами заканчивания для применения. До сих пор это требовало наличия предварительных требований к трактору для успешного выполнения работы, что приводило к ограничению параметров производительности, таких как тяговое усилие и скорость трактора.

В этой работе обсуждаются недавние усовершенствования платформ тракторов, достигнутые за счет модернизации и применения новых электронных и гидравлических разработок, которые позволяют оперативно оптимизировать компоненты и параметры трактора. Полевые работы демонстрируют достигнутое увеличение скорости движения трактора примерно в три с половиной раза по сравнению с ранее доступными, что представляет собой новый стандарт эффективности трактора с электроприводом. Эти скорости в сочетании с повышенной способностью транспортировки полезной нагрузки и повышенной уверенностью в выполнении задачи являются еще более актуальным преимуществом для скважин значительной измеренной глубины, боковой длины, сложных профилей и траектории.

Представленная технология также позволит инженерам по заканчиванию скважин с большей уверенностью планировать сложные внутрискважинные работы в

Significantly Increased Job Efficiency, Increased Payload Capability, and Improved Mission Certainty

Stuart Murchie, Gerald McNally, Bård Tinnen, Robert Worsman, Altus Intervention

Until recently, electric line tractor driving speeds have been lying significantly below their true potential, because of elements related to design, working principles and system dynamics. Several case histories from recent electric line tractor conveyance operations illustrate the number of operational benefits that have resulted from an engineering re-design, through applying the latest electronic and hydraulic technologies to electric tractor conveyance.

Electrohydraulic tractors were developed in the mid 1990s as an alternative means to convey electric line deployed tools along the highly deviated or horizontal sections of wells. The application of this tractor technology has grown considerably over the years, having been applied to convey an increasing range of technology payloads (for example, logging tools, ballistic devices and powered mechanical applications) to an expanding stock of deviated wells with increasing length and tortuosity. The performance and capability of electric line tractor tools has always been a trade-off between numerous limiting factors including the electric line cable (strength, weight, length, voltage and current rating), the surface power supply, the tractor components (downhole motor power and drive train efficiency), and the completion size into which it is deployed. This has until now necessitated tractor pre-set requirements to successfully perform a job, resulting in limitations on performance criteria such as tractor pull force and speed.

This paper discusses recent improvements to the tractor platform achieved through redesign and by applying new electronic and hydraulic developments which enable in-well, on-the-fly optimisation of the tractor components and parameters. The field operations demonstrate the transformation in tractor conveyance speeds achieved, in the order of three and a half times that previously delivered, representing a new standard in electric line tractor conveyance efficiency. These speeds, coupled with increased payload conveyance capability and the improved mission certainty which can be achieved, are even more relevant in wells of significant measured depth, lateral length and challenging well profiles and trajectory complexity.

The technology presented will also allow well completion engineers to plan complex well intervention jobs in demanding wells

сложных скважинах по причине большей уверенности в эксплуатационном успехе.

Применение забойного трактора при изоляции зон газовой скважины

Li He, James McAllister, Shell Exploration & Production Company; John Hawkins, Halliburton; Marissa Turner, Altus Intervention

В скважинах с большим углом наклона скважинные тракторы могут использоваться для транспортировки буровой колонны на силовом кабеле (e-line). В этой работе представлены проектные решения, планирование и выполнение зональной изоляции без буровой установки в газовой скважине, расположенной в Мексиканском заливе. В качестве средства доставки во время этой зональной изоляции использовались скважинные тракторы.

Предполагалось, что в глубоководной газовой скважине с прямым вертикальным доступом произошел выброс песка. Скважина была оценена и определена как кандидат на зарезку бокового ствола крупного диаметра (BHST). В рамках подготовки к BHST перед разборкой планировалось провести зональную изоляцию. Скважина имеет сильное отклонение с максимальным углом 81,5 градуса. В качестве средства доставки для необходимых операций на кабеле был выбран скважинный трактор. Из-за истории скважины предполагалось, что ствол скважины забит песком. Обсуждается выбор методов смягчения последствий для снижения риска прихвата буровой колонны в песчаном столбе. Методология включала использование видео обратной связи в реальном времени для оценки состояния скважины, а также использование специальных элементов натяжения и разъединения. Перед выполнением были проведены испытания системной интеграции (SIT) между операторами и обслуживающими компаниями, чтобы убедиться, что кабель e-line, тракторы и компоновки низа буровой колонны (КНБК) полностью совместимы и работают.

В рамках работ по изоляции зон на тракторе была установлена скважинная камера для наблюдения за состоянием ствола скважины от забойного клапана-отсекателя до предполагаемой глубины выемки. Трактором была доставлена и установлен на глубине пакер сквозной НКТ с заглушкой. Трактором был доставлен струйный резак, активированный по глубине. Работа по изоляции зон была завершена без чрезмерных простоев трактора. Дополнительным преимуществом этой операции стало значительное сокращение времени работы установки, необходимого для вывода скважины из эксплуатации, и ускорения перевода скважины на добычу.

Этот практический пример демонстрирует возможности скважинного трактора при доставке инструментов в глубокой, почти горизонтальной скважине, а также совместимость скважинного трактора с различными инструментами. Обсуждаются уроки, относящиеся к применению тракторного транспорта.

Передовые подходы для проектирования, эксплуатации и обслуживания инструментов для внутрискважинных работ на кабеле в кислых средах

Greg Giem, Mark Milkovich, Schlumberger

with more confidence now that it is available to increase operational success.

Application of Downhole Tractor in Gas Well Zonal Isolation

Li He, James McAllister, Shell Exploration & Production Company; John Hawkins, Halliburton; Marissa Turner, Altus Intervention

In high angle wells, downhole tractors can be used for electric line (e-line) deployed toolstring conveyance. This paper presents the job design, planning, and execution of a rigless zonal isolation in a gas well located in the Gulf of Mexico. Downhole tractors were used as the method of conveyance during this zonal isolation.

A deepwater direct vertical access gas well was suspected to have had a sand failure event. The well was assessed and identified to be a candidate for big-hole sidetrack (BHST). In preparation to the BHST, a zonal isolation was planned to be performed prior to the decomplete. This well is highly deviated with a maximum angle of 81.5 degrees. A downhole tractor was selected to be the method of conveyance for the required wireline operations. Due to well history, the wellbore was suspected to be obstructed by sand. Selection of mitigation methods to reduce the risk of sticking toolstring in sand fill is discussed. Methodology included the use of real-time video feedback to evaluate downhole condition, as well as the use of specific tension and release subs. Prior to execution System Integration Tests (SIT) were conducted between operator and service companies to ensure the e-line cable, tractors, and bottom hole assemblies (BHA) were fully compatible and operable.

As part of the zonal isolation work, a downhole camera was deployed on tractor to observe the condition of the wellbore from SCSSV to proposed cut depth. A thru-tubing packer with blow-out plug was deployed on tractor and set on depth. A jet cutter was deployed on tractor and activated on depth. The zonal isolation job was completed without excessive tractor misruns. The job added significant value by reducing rig time needed for decomplete and accelerating well handover to Production.

This case study demonstrates the capability of downhole tractor at deploying tools in a deep near-horizontal well, and downhole tractor's compatibility with a variety of tools. Learnings relevant to the application of tractor conveyance are discussed.

Best Practices for Design, Operation, and Maintenance of Wireline Intervention Tools for Sour Service

Greg Giem, Mark Milkovich, Schlumberger

В этой работе представлены уроки, извлеченные из проектирования и развертывания в полевых условиях множества различных инструментов в кислой среде. В ней рассматриваются требования и последствия проектирования, эксплуатации и технического обслуживания инструментов для внутрискважинных работ на кабеле при воздействии H_2S и CO_2 .

Многие скважины в мире пробурены на месторождениях с высокими концентрациями H_2S и CO_2 . Даже при низких концентрациях H_2S инструменты на кабеле, разработанные из обычных скважинных материалов, подвергаются риску катастрофического разрушения из-за сульфидного растрескивания под напряжением (SSC), коррозионного растрескивания под напряжением (SCC) и растрескивания, вызванного водородом (HIC). Эти скважины также обладают высокой коррозионной активностью, поэтому даже материалы, которые не очень уязвимы к отказам по указанным причинам, могут пострадать от обширной коррозии, что по-прежнему делает их непригодными для использования в этих условиях. Инструменты для внутрискважинных работ на кабеле подвержены особенно высокому риску выхода из строя, поскольку высокие нагрузки, которые они испытывают во время нормальной работы, исключают методы, которые могут быть стандартными для более легкого оборудования, такого как инструменты для каротажа на кабеле.

Инструменты для внутрискважинных работ на кабеле, предназначенные для работы в кислых средах, должны быть спроектированы с самого начала с соответствующими требованиями, чтобы избежать не только проблем с SSC, SCC, HIC и коррозией, но и любых проблем, которые могут быть связаны с материалами, выбранными для предотвращения этих проблем. Материалы, способные выдерживать значительные растягивающие усилия в кислой среде, чрезвычайно ограничены, и большинство из них подвержены истиранию. При проектировании необходимо соблюдать осторожность, чтобы избежать ситуаций, в которых может возникнуть истирание. И H_2S , и CO_2 растворяются в воде, образуя слабые кислоты, поэтому количество присутствующей воды также является важным фактором при определении приемлемых материалов.

Работа инструментов для внутрискважинных работ на кабеле в кислых условиях эксплуатации должна быть тщательно спланирована и выполнена. Правильные процедуры очистки и технического обслуживания также имеют решающее значение для поддержания надежности и долговечности инструмента после операций в кислых средах.

Во многом исторически при планировании внутрискважинных работ на кабеле и выборе материалов специалисты руководствовались внутренними знаниями (т. е. неписаными правилами и собственным передовым опытом) и стандартом ANSI/NACE MR0175/ISO 15156, Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность – Материалы для использования в средах, содержащих H_2S , при добыче нефти и газа. Внутренние знания часто вызывает подозрение, а применение стандарта для оборудования для внутрискважинных работ на кабеле затруднено, поскольку важны другие факторы, кроме растрескивания. В этой работе рассматривается не только выбор материалов, она также включает руководство и

This paper presents lessons learned from the design and field deployment of many different assets in sour environments. It will address the requirements and implications of design, operation, and maintenance of wireline intervention tools when exposed to H_2S and CO_2 .

Many wells in the world are drilled in fields with high concentrations of H_2S and CO_2 . Even low concentrations of H_2S put wireline tools designed from conventional downhole materials at risk of catastrophic failure through sulfide stress cracking (SSC), stress corrosion cracking (SCC), and hydrogen induced cracking (HIC). These wells are also highly corrosive, so even materials that are not highly vulnerable to these failure modes may suffer from extensive corrosion that still renders them unusable in these environments. Wireline intervention tools are at especially high risk of failure because the high loads they experience during normal operations preclude practices that might be standard in lighter-duty equipment like wireline logging tools.

Wireline intervention tools that are intended for sour service should be designed from the beginning with corresponding requirements to avoid not only SSC, SCC, HE, and corrosion issues, but also any issues that may be related to the materials that are selected to avoid these failure modes. Materials capable of supporting high tensile forces in sour environments are extremely limited, and most of these are susceptible to galling. Care must be taken during the design to avoid situations where this galling would occur. Both H_2S and CO_2 are soluble in water to create weak acids, so the amount of water present is also an important factor when determining acceptable materials.

Operation of wireline intervention tools in sour service environments must be carefully planned and executed. Proper cleaning and maintenance procedures are also critical to maintaining tool reliability and longevity following sour operations.

Much historical wireline intervention design and material selection is based on tribal knowledge (i.e., unwritten knowledge and best practices), and standard ANSI/NACE MR0175/ISO 15156, Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries—Materials for use in H_2S -Containing Environments in Oil and Gas Production. Tribal knowledge is often suspect, and the application of the standard is difficult for wireline intervention equipment because factors other than cracking are important. This paper also moves beyond material selection to include guidance and best practices for mechanical design, operation, and maintenance of wireline intervention tools that are not directly addressed by NACE standards.

Установка кольтюбинговая МК30Т-50



Установка кольтюбинговая МК30Т (МК30Т-50) производства СЗАО «ФИДМАШ» смонтирована на полноприводном шасси (10х10) и представляет собой полный комплект оборудования для работы с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ). Предназначена для БДТ диаметром 44,45 мм, но может также работать с БДТ диаметром 50,8 мм. Зимний пакет и кондиционеры в обеих кабинах.

Данная установка является эффективным решением для бездорожья, работы в тяжелых условиях, при низких температурах, обладает большой емкостью трубы и характеризуется легкостью монтажа.



Технические характеристики

Шасси	МЗКТ 10х10
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН (кгс)	355 (36 200)
Максимальная длина БДТ на барабане, м	
при диаметре БДТ 38,1 мм (толщина стенки переменная)	7000
при диаметре БДТ 44,45 мм (толщина стенки до 4,0 мм)	5500
при диаметре БДТ 50,8 мм (толщина стенки до 5,2 мм)	3800
Максимальная масса БДТ, допускаемая конструкцией, кг	23 000
Максимальное рабочее давление, МПа	70
Габаритные размеры, мм, не более (L x W x H)	15 200 x 2 550 x 4 490

MK30T-50 Coiled Tubing Unit



The Fidmarsh™ MK30T (MK30T-50) coiled tubing unit (CTU) is mounted on an 10x10 all-wheel drive chassis and represents a complete set of equipment for coiled tubing operations. Dressed for 1.75 in., this unit can run coiled tubing up to 2 in. in diameter. Air-conditioned cabins and fully winterized design.

This CTU is an efficient solution for off-road, all-terrain travel, heavy-duty service, cold weather conditions, high-payload capacity, and features an easy-to-mount layout.

Technical specifications

Chassis	MZKT 10x10
Maximum injector pull, kg	36 200
Reel capacity, m	
1½-in. (38.1-mm) OD coiled tubing (tapered wall)	7 000
1¾-in. (44.45-mm) OD coiled tubing (wall thickness up to 0.157 in.)	5 500
2-in. (50.8-mm) OD coiled tubing (wall thickness up to .205 in.)	3 800
Maximum coiled-tubing weight, kg	23 000
Maximum working pressure, MPa	70
Overall dimensions (L x W x H), mm	15 200 x 2 550 x 4 490
Weight, kg	5 000



передовой опыт по механическому проектированию, эксплуатации и техническому обслуживанию инструментов для внутрискважинных работ на кабеле, которые непосредственно не охватываются стандартами NACE.

Существенное сокращение временных и финансовых издержек за счет фрезерования на кабеле при увеличении внутреннего диаметра пакерной подвески

Alessandro Mangione, Elpidio Gravante, Giuliano Sinibaldi, Adriano Cianci, Gianluigi Sala, Raimondo Magri, Crescenzo Altarelli, Cristiano Paoli, ENI; Maximilien Hallaire, Andres Hernandez, Gregory Perry, William MacPherson, Welltec

Добывающая скважина, расположенная на шельфе Конго, была оборудована не открывшимся забойным клапаном-отсекателем, спускаемым и извлекаемым на лифтовой колонне и управляемым с поверхности. Под ним был установлен дублирующий клапан-отсекатель со штоком, поддерживающим заслонку в открытом положении. Это условие, помимо ограничения добычи, было временным решением, как определено в политике обеспечения целостности скважин Eni (оператора); по этой причине пришлось заменить забойный клапан. Для этого нужно было снять заканчивание, что подразумевало разрезание разрезаемого пакера. Через забойный клапан необходимо было пропустить инструмент для открытия замка, чтобы резак мог дойти до пакера. Инструмент для открытия замка был слишком большим, чтобы пройти через пакерную подвеску. Eni поставила перед сервисной отраслью задачу предложить решение, позволяющее расточить закаленную пакерную подвеску при сохранении ее механической целостности. Решение также необходимо было быстро внедрить во избежание дорогостоящего простоя буровой установки.

В выбранном решении использовалась установленная на тросе фрезерная колонна, оснащенная коронкой с алмазным покрытием. Это решение отличалось преимуществами в нескольких областях: система считывания показаний с поверхности давала возможность точно контролировать операцию фрезерования, возможность комбинирования инструментов позволяла адекватно планировать потенциальный выход извлекаемого оборудования с сохранением при этом барьеров на действующей скважине, а размер оборудования позволял осуществить быстрое развертывание в условиях шельфа.

Работы по фрезерованию были завершены за одну СПО с общим временем фрезерования 1 час 47 минут.

В публикации обсуждается объем работ по проекту, подготовка оборудования и выполнение работ, оценка риска и снижения затрат, а также оценка дополнительных преимуществ, достигнутых за счет удаления отказавшего забойного клапана-отсекателя.

Мощный ловильный инструмент на кабеле с КИП

Greg Giem, Schlumberger

В этом документе описываются возможности и преимущества инструмента размером 3 1/8 дюйма с

Significant Time Reduction and Cost Savings Realized Through the Use of Wireline Deployed Milling Services, to Enlarge a Tubing Hanger

Alessandro Mangione, Elpidio Gravante, Giuliano Sinibaldi, Adriano Cianci, Gianluigi Sala, Raimondo Magri, Crescenzo Altarelli, Cristiano Paoli, ENI; Maximilien Hallaire, Andres Hernandez, Gregory Perry, William MacPherson, Welltec

A producing well located offshore Congo was equipped with a TRSCSSV which failed to open. A velocity valve, with a stem beneath, had been installed to keep the flapper open. This condition, apart from restricting the production, was a temporary solution as defined in Eni's (the operator) well integrity policy; for this reason, the SSV had to be replaced. In order to do so, the completion needed to be removed, which implied cutting the cut-to-release packer. A lock open tool needed to be run in the SSV to allow the cutter to reach the packer. The lock open tool was too big to pass the tubing hanger. Eni issued a challenge to the service industry, to come up with a solution to enlarge the hardened tubing hanger while preserving its mechanical integrity. The solution also had to be deployable quickly as the drilling unit could incur costly standby.

The retained solution used a wireline deployed milling toolstring equipped with a diamond coated bit. The benefits of this solution impacted several areas: the surface read out system allowed for fine control of the milling operation, the combinability of the tools allowed for adequate planning of potential fish recovery while retaining well barriers on a live well and the size of the equipment allowed for a rapid overseas mobilization.

The milling operation was completed in a single run, with a total milling time of 1hr 47 min.

The paper will discuss the project scope of work, equipment preparation and job execution, an estimate of the risk and cost reduction delivered, and an estimate of the added production enabled by removing the failed SSV.

Instrumented High-Force Wireline Fishing Tool

Greg Giem, Schlumberger

This paper outlines the capabilities and advantages of a 3 1/8-in. instrumented wireline tool designed for fishing or shifting in casedhole wells with up to 90,000 lbf with high precision and minimized tubular deformation.

Some fishing necks have ratings higher

КИП на кабеле, предназначенного для извлечения или перемещения оборудования в обсаженных скважинах с нагрузкой до 90 000 фунтов-силы с высокой точностью и минимальной деформацией труб.

У некоторых ловильных шеек номинальная нагрузка выше максимальной нагрузки линейных приводов аналогичного размера. Чтобы максимизировать тянущее усилие, прикладываемое к захватываемому оборудованию, необходимо задействовать линейный привод с мощностью, по крайней мере, такой же, как у ловильной шейки, но без увеличения диаметра до такой степени, чтобы это мешало проходу по трубе или не соответствовало ограничениям по диаметру выше ловимого оборудования. Кроме того, необходимо обеспечить приложение столького высокого усилия без повреждения трубы, в которой линейный привод реагирует на силу, приложенную к ловимому оборудованию. Это налагает требование к анкерному модулю избегать приложения чрезмерных радиальных сил к внутренней части трубы.

Разработан линейный привод с доказанным тяговым усилием до 90 000 фунтов силы для лова застрявшего инструмента без превышения диаметра 3 1/8 дюйма. Это достигается за счет точных измерений усилия, приложенного к инструменту, смещения инструмента относительно трубы, радиальной силы, прикладываемой к трубе якорями, и точного положения открытия якорей. При этом также выполняются измерения температуры и давления для обнаружения изменений параметров ствола скважины при исправлении прихвата шаровых кранов или скользящих муфт. Было выполнено обширное моделирование, чтобы помочь в оперативном планировании и гарантировать, что анкерные опоры не повредят стенку труб. Несколько анкерных модулей можно запускать последовательно для дальнейшего распределения радиальных и осевых нагрузок, если это необходимо для тонкостенных труб.

Использование высокоточных приборов и высокопрочной механической конструкции позволяет линейному приводу обеспечивать тяговое усилие вдвое больше, чем у аналогичных линейных приводов тех же физических размеров. Это позволяет выполнять ловильные операции на кабеле в обсаженных скважинах, которые ранее были недоступны из-за требований к усилию или ограничений по диаметру, несовместимых с параметрами гибких НКТ.

Первый в мире опыт фрезерования керамической заслонки на E-Line

Ahmad Faizal Rosli, Ahmad Syafiq Md Noor, Welltec®, Nicholas Kwang Hui Foo, Anie Jelie, Fairus Azwardy Bin Salleh, Mohd Zulkifli Omar, Ainur Husna Sulhi, PETRONAS Carigali Sdn Bhd

Диагностика и устранение неизвестных препятствий в скважине при больших отклонениях представляет собой серьезные проблемы для операторов. Комбинация скважинной камеры с трактором на силовом кабеле (e-line) позволяет операторам перемещаться под большими углами и просматривать изображение с камеры в реальном времени, что недоступно для обычного колтубинга (ГНКТ), если не используется дорогостоящий смарт-КТ. Кроме того, поскольку e-line уже присутствует на

than maximum capacity for linear actuators of similar size. To maximize the pull force applied to the fish, it was necessary to intervene with a linear actuator with a capacity at least as high as the fishing neck, but without increasing diameter to the point that it did not fit in the tubing or through restrictions above the fish. It is additionally necessary to accomplish this high pull without damage to the tubular where the linear actuator reacts the force applied to the fish. This imposes a requirement on the anchor module to avoid applying excessive radial forces to the inside of the tubular.

A linear actuator was designed that has proven a pull capacity of up to 90,000 lbf to fish stuck tools without exceeding a 3 1/8-in. tool diameter. This module can achieve this feat with precision measurements on the force applied to the fish, the displacement of the fish relative to the tubular, the radial force applied to the tubular by the anchors, and the exact opening position of the anchors. It also carries onboard temperature and pressure measurements to detect changes in wellbore parameters when used for exercising stuck ball valves or sliding sleeves. Extensive simulations have been completed to aid in operational planning and ensure anchor pads do not damage the wall of the tubulars. Multiple anchor modules can be run in series to further distribute radial and axial loads if needed for thin-walled tubing.

The use of high-precision instrumentation and high-strength mechanical design enabled a linear actuator to accurately pull twice as much as similar linear actuators with the same physical dimensions. This allows wireline to complete fishing operations in cased-hole wells that were previously inaccessible either because of force requirements or diameter constraints, surpassing coiled tubing capacity.

World's First EGF Flapper Milling Via E-Line

Ahmad Faizal Rosli, Ahmad Syafiq Md Noor, Welltec®, Nicholas Kwang Hui Foo, Anie Jelie, Fairus Azwardy Bin Salleh, Mohd Zulkifli Omar, Ainur Husna Sulhi, PETRONAS Carigali Sdn Bhd

Diagnosing and resolving unknown well obstructions at high deviations presents significant challenges to Operators. Combining a downhole camera with an electric line (e-line) tractor enables operators to traverse high angles and view the camera feed in real time, options unavailable on conventional Coiled Tubing (CT) unless running expensive smart CT. Furthermore, with e-line already on site, the operator maintains the flexibility to rig up an e-line milling tool to mill the obstruction. This paper

площадке, оператор может установить фрезерный инструмент для фрезерования препятствия. В этой статье описывается, как инструменты e-line помогли выявить препятствие в закрытой скважине и впервые успешно расфрезеровали керамическую заслонку EGF.

Ранее в этом году на газовом месторождении на шельфе Восточной Малайзии оператору необходимо было изучить возможный выброс песка из гравийной набивки в открытом стволе перед разработкой плана восстановления скважины для реактивации. Скважина представляла несколько проблем, таких как большие углы, неизвестные ограничения, ограничения в пределах внутреннего диаметра (ID), потенциальный вынос песка и неопределенное состояние заслонок в скважине. Оператор выбрал трактор на e-line для транспортировки скважинной камеры для выявления препятствий и фрезерный инструмент на e-line в качестве резерва для фрезерования препятствий или неисправных клапанов.

Эта операция была завершена за шесть СПО и состояла из трактора на e-line, транспортирующего скважинную камеру для прохода или визуального осмотра заканчивания до успешного выхода на заданные интервалы. Во время первых двух СПО трактор провел камеру через боковую часть и обнаружил, что заслонка EGF для контроля водоотдачи частично открыта, но дальнейшее прохождение было невозможно из-за ограниченного внутреннего диаметра. При третьей СПО трактор работал на канате в попытке закрыть заслонку. Следующий запуск камеры показал в реальном времени, что заслонка закрыта. Затем в скважину был спущен фрезерный инструмент для фрезерования заслонки при четвертой СПО. При пятой СПО трактор и камера подтвердили, что клапан был успешно расфрезерован и инструменты могут пройти через внутренний диаметр. Наконец, трактор доставил каротажное оборудование на заданные интервалы и был поднят без регистрации чрезмерного усилия. Выполнение этой операции полностью на e-line позволило оператору получить доступ к препятствиям в скважине, несмотря на большие углы, просматривать изображение с камеры в реальном времени и расфрезеровать керамическую заслонку EGF.

Этот пример демонстрирует эффективность операций на e-line для достижения успеха в сложных скважинных условиях без затрат, риска или времени, необходимых для традиционных методов, таких как ГНКТ или бурильные установки. Трактор на e-line доставил камеру под большими углами, что позволило успешно идентифицировать препятствие, а фрезерный инструмент на e-line расфрезеровал керамическую заслонку EGF, чтобы восстановить доступ к горизонтальной секции. Оператор выполнил каротажные работы, которые были необходимы для будущих планов восстановления скважин, которые также включали установку заглушек для зональной изоляции.

Секция 13. Повышение эксплуатационной эффективности, безопасности для персонала, окружающей среды и контроля скважин

Постоянной задачей для нашей отрасли является последовательное снижение затрат, повышение экономичности и эффективности, при недопущении инцидентов в сфере ОТОСБ. Повышение эксплуатационной эффективности может быть достигнуто за счет использования новых технологий, нового подхода к методам проведения внутрискважинных

описывает, как инструменты e-line помогли выявить препятствие в закрытой скважине и впервые успешно расфрезеровали керамическую заслонку EGF.

Ранее в этом году, в газовом месторождении на шельфе Восточной Малайзии, оператору необходимо было изучить возможный выброс песка из гравийной набивки в открытом стволе перед разработкой плана восстановления скважины для реактивации. Скважина представляла несколько проблем, таких как высокие углы, неизвестные ограничения, ограничения в пределах внутреннего диаметра (ID), потенциальный вынос песка и неопределенное состояние заслонок в скважине. Оператор выбрал трактор на e-line для транспортировки скважинной камеры для выявления препятствий и фрезерный инструмент на e-line в качестве резерва для фрезерования препятствий или неисправных клапанов.

Эта операция была завершена за шесть СПО и состояла из трактора на e-line, транспортирующего скважинную камеру для прохода или визуального осмотра заканчивания до успешного выхода на заданные интервалы. Во время первых двух СПО трактор провел камеру через боковую часть и обнаружил, что заслонка EGF для контроля водоотдачи частично открыта, но дальнейшее прохождение было невозможно из-за ограниченного внутреннего диаметра. При третьей СПО трактор работал на канате в попытке закрыть заслонку. Следующий запуск камеры показал в реальном времени, что заслонка закрыта. Затем в скважину был спущен фрезерный инструмент для фрезерования заслонки при четвертой СПО. При пятой СПО трактор и камера подтвердили, что клапан был успешно расфрезерован и инструменты могут пройти через внутренний диаметр. Наконец, трактор доставил каротажное оборудование на заданные интервалы и был поднят без регистрации чрезмерного усилия. Выполнение этой операции полностью на e-line позволило оператору получить доступ к препятствиям в скважине, несмотря на большие углы, просматривать изображение с камеры в реальном времени и расфрезеровать керамическую заслонку EGF.

Этот пример демонстрирует эффективность операций на e-line для достижения успеха в сложных скважинных условиях без затрат, риска или времени, необходимых для традиционных методов, таких как ГНКТ или бурильные установки. Трактор на e-line доставил камеру под большими углами, что позволило успешно идентифицировать препятствие, а фрезерный инструмент на e-line расфрезеровал керамическую заслонку EGF, чтобы восстановить доступ к горизонтальной секции. Оператор выполнил каротажные работы, которые были необходимы для будущих планов восстановления скважин, которые также включали установку заглушек для зональной изоляции.

Session 13: 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

работ, анализа исторических данных и сокращения временных издержек за счет использования данных в реальном времени. Эта секция посвящена уникальным решениям, успешно реализованным с использованием различных методов проведения внутрискважинных работ для повышения эксплуатационной эффективности.

Передовые подходы к внутрискважинным работам на ГНКТ в незаглушенных высокотемпературных геотермальных скважинах

Ishaan Singh, Danny Aryo Wijoseno, Kellen Wolf, Ignatius Sorman, Shaktim Dutta, Schlumberger

В этом документе рассказывается о передовых методах выполнения операций на колтубинге (ГНКТ) в высокотемпературных геотермальных скважинах с такими серьезными проблемами, как проблемы с действующими скважинами, кольматация при прокачке жидкости, высокие температуры поверхности, вызывающие повреждение устьевого оборудования, и проблемы с ГНКТ. Некоторые геотермальные скважины имеют очень высокую забойную температуру (ВНТ) от 550 до 600 °F и температуру у поверхности от 350 до 400 °F, что сопряжено со многими рисками для качества работ и здоровья, безопасности и окружающей среды.

При ограниченном опыте выполнения геотермальных внутрискважинных работ на ГНКТ по сравнению с традиционными операциями выполнение работ на ГНКТ в живых скважинах может быть очень рискованным. Поскольку материал уплотнений распространенного оборудования для регулирования давления (PCE) рассчитан на температуру 250 °F, наибольший риск представляет собой повреждение наземного оборудования ГНКТ, что может привести к ситуации, связанной с потерей контроля над скважиной. Как правило, время выполнения работ велико, а термозащитный материал, рассчитанный на температуру более 250 °F, является дорогостоящим. Для проверки выполнимости работ на ГНКТ в высокотемпературной геотермальной скважине была разработана обобщенная методология проектирования. Для получения углубленного понимания в данном исследовании сравниваются три конструкции охлаждающих контуров. Затем было смоделировано, реализовано и проверено лучшее решение на некоторых скважинах месторождения X. Эта конструкция доказала свою эффективность в эксплуатации и снизила риски притока пара в PCE.

При проведении работ на ГНКТ в геотермальных скважинах месторождения X было выявлено образование осадений, вызванное перекачкой флюидов при высоких температурах. Отложения на стенках ГНКТ вместе с перекачиваемой жидкостью были отправлены на лабораторный анализ твердости и растворимости. Приводится сравнение результатов, обсуждаются извлеченные уроки по предотвращению кольматации. Большинство геотермальных скважин имели заканчивание большого диаметра (7 дюймов, 9,625 дюйма и выше), которое имеет большую площадь проходного сечения для обеспечения высокого притока пара. Использование даже 2,875-дюймовой ГНКТ в этих скважинах, помимо прочего, представляет проблемы с натеканием ГНКТ на границе раздела заканчивания и хвостовика, более низкими скоростями в затрубном

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.

Best Practices on Live Well Coiled Tubing Interventions in High Temperature Geothermal Field

Ishaan Singh, Danny Aryo Wijoseno, Kellen Wolf, Ignatius Sorman, Shaktim Dutta, Schlumberger

This paper shares the best practices for performing coiled tubing (CT) operations in high-temperature geothermal wells with major challenges such as live well challenges, scaling of pumping fluid, high surface temperatures causing damage to wellhead stack, and CT tag issues. Some geothermal wells have very high bottomhole temperature (BHT) of 550 to 600 °F and surface temperature of 350 to 400 °F, which possess many service quality and health, safety, and the environment risks.

With limited CT geothermal interventions as compared to conventional operations, performing live well CT interventions can be highly risky. Because commonly available pressure control equipment (PCE) seal material is rated to 250 °F, the biggest risk is damage to the surface CT equipment, which may result in a well control situation. Generally, the lead time is high, and it is expensive to use temperature seal material rated more than 250 °F. A generalized design methodology was developed to check the CT job feasibility in a high-temperature geothermal well. To gain further understanding on the same, three cooling loop designs are compared in this study. Then, the best solution was simulated, implemented, and verified on some wells of "X" field. This design proved to be effective operationally and has reduced the risks for steam inflow into the PCE.

For the case of scaling caused by pumping fluids at high temperatures, this was identified while performing CT operations in geothermal wells of X field. The scale deposited on the CT along with pumping fluid was sent for laboratory hardness and solubility analysis. The results were compared, and lessons learnt to prevent any scaling are discussed. Most of the geothermal wells are completed with a large-diameter completion (7-in., 9.625-in., and higher), which has a bigger flow area to accommodate high steam inflow. Using even a 2.875-in. CT in these wells presents issues of CT tagging at the completion-liner interface, lower annular velocities, and lifting capacity, among others. The best practices were developed on the job to identify the most

Отвечая на новые вызовы

Компания «ФИДМАШ» вывела на рынок колтюбинговую установку тяжелого класса МК40Т – многозадачный комплекс, способный откликнуться на новые технологические вызовы.

МК40Т полностью соответствует основным мировым трендам развития колтюбинговых технологий. Эта установка – представитель нового класса колтюбингового оборудования, существенно расширяющего набор и параметры технологических операций. Она способна не только выполнять практически все виды работ по капитальному ремонту скважин, но и благодаря мощному инжектору, увеличенному объему узла намотки, использованию гибкой трубы большого диаметра – обслуживать скважины значительных глубин с аномально высоким пластовым давлением, использоваться при направленном бурении, ГРП, исследовательских работах на скважинах всех типов, в том числе в горизонтальных участках.

Инновационный дизайн установки МК40Т позволяет разместить на одном полноприводном шасси IVECO-AMT 10x10 комплект оборудования с узлом намотки емкостью 7500 м ГНКТ $\varnothing$ 44,45 мм, 5400 м ГНКТ $\varnothing$ 50,8 мм, 2800 м ГНКТ $\varnothing$ 60,3 мм, инжектором с тяговым усилием 45 т и ПВО с условным проходом 100 мм.

Конструкторы установки МК40Т постарались учесть все основные требования заказчиков. Колтюбинговую установку МК40Т отличает:

- маневренность и проходимость: все оборудование размещено на одном специальном полноприводном шасси с клиренсом 435 мм;
- надежность – проверенный временем дизайн гидростанции и основных узлов обеспечит безотказную работу независимо от условий окружающей среды; в том числе при низких температурах -40°C , с возможностью хранения до -50°C ;
- просторная тепло- и шумоизолированная кабина оператора. Для увеличения эргономики работ кабина изготавливается с наклонным стеклом. Данное решение позволяет, находясь в кресле оператора, одновременно следить за инжектором, узлом намотки, приборами;
- эргономичный пульт управления с электронной системой сбора данных собственной разработки СЗАО «ФИДМАШ», реализованной на промышленных компьютерах с сенсорными экранами;
- подключение к сервису «Фидмаш-Онлайн».



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmarshsales@nov.com, www.fidmarshnov.by,
www.fidmarshnov.ru, www.fidmarshnov.kz





- пакерное оборудование
- оборудование для ГНКТ
- оборудование для МГРП
- фрезерный инструмент
- устьевое и скважинное оборудование



Офис в Москве:
+7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте:
+7 (3462) 556-322
Офис в Ноябрьске:
+7 (3496) 423-100
www.packer-service.ru
info@packer-service.ru

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении,
ГРП и ГНКТ**
Workover, CT & fracturing supervising



packer-tools.ru, contact@packer-tools.ru

пространстве и грузоподъемностью. В ходе выполнения были разработаны передовые методы для определения наиболее эффективной конструкции компоновки низа буровой колонны (КНБК), что снизило вероятность натекания ГНКТ на этих глубинах.

Эволюция и совершенствование внутрискважинных работ на ГНКТ в нестандартных проектах в Саудовской Аравии

Syed Muhammad Danish, Giuseppe Ambrosi, Roberto Vega, Halliburton

Изучены процедурные разработки, реализованные в нетрадиционном проекте на Ближнем Востоке, с более глубоким изучением конструкции гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), от металлургических свойств и спецификаций колонны до компоновки низа буровой колонны (КНБК) и выбора флюида, адаптированных для операций Plug & Perf, включающих использование специализированной пробки для гидроразрыва. Далее обсуждается полученный практический опыт с обозначением улучшений, достигнутых по «железному треугольнику» времени эксплуатации, стоимости и качества, со ссылкой на предметные исследования внутрискважинных работ, проведенных на нескольких горизонтальных скважинах.

Нетрадиционные методы проведения внутрискважинных работ на ГНКТ всегда были затруднены стремлением оператора пробурить как можно более длинный боковой ствол, чтобы максимизировать расчетную конечную добычу (EUR) на каждую скважину за счет максимального увеличения количества кластеров/стадий ГРП. Планирование работ на ГНКТ в рамках этих проектов обычно основывается на использовании ГНКТ с самым большим наружным диаметром (OD) с самыми большими доступными гидравлическими забойными двигателями, чтобы обеспечить самое глубокое прохождение, максимальную нагрузку на долото (WOB), крутящий момент и скорость циркуляции. Однако такой консервативный подход приводит к проектированию операций с чрезмерным запасом, что в конечном итоге ведет к чрезмерным эксплуатационным и временным затратам. Как показывает этот опыт, тщательно спроектированный процесс позволяет оператору выбирать правильные ресурсы для достижения эксплуатационных целей.

Была проведена успешная кампания с несколькими скважинами, включающая в себя шаблонирование перед ГРП, вытеснение флюида из ствола скважины, очистку цементной оболочки с последующей перфорацией с помощью НКТ и фрезерованием пробок 32–44 после ГРП при высоком давлении/высокой температуре (НР/НТ) в кислых, нетрадиционных скважинах на Ближнем Востоке. После проведения соответствующих внутрискважинных работ на ГНКТ скважин был успешно проведен гидроразрыв пласта и обеспечен обратный приток. На основании извлеченных уроков и реализованных различных корректирующих действий удалось добиться значительного повышения эффективности обслуживания (одна СПО) и сокращения времени выполнения работ (+50%). Эти улучшения были преимущественно связаны с пересмотром компоновки трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры (P&I), выбором

efficient bottomhole assembly (BHA) design, reducing the probability of CT getting tagged at these depths.

Evolution and Improvement of Coiled Tubing Interventions Across an Unconventional Project in Saudi Arabia

Syed Muhammad Danish, Giuseppe Ambrosi, Roberto Vega, Halliburton

The procedural development implemented across an unconventional project in Middle East is explored, delving deeper into coiled-tubing (CT) design, from metallurgical properties and string specification to bottomhole assembly (BHA) and fluid selection, tailored to plug-and-perf operations involving the use of a specialized frac plug. Further discussed is the "learning curve" generated, highlighting improvements achieved across the "iron triangle" of operating time, cost, and quality, referring to case studies of interventions conducted across multiple horizontal wells.

Unconventional CT interventions have always been challenged by an operator's quest to drill the longest possible lateral to maximize per-well estimated ultimate recovery (EUR) by maximizing the number of fractured clusters/stages. CT job designs across these projects usually rely on running the biggest outer diameter (OD) CT with the largest hydraulic downhole motors available to enable the deepest reach, highest weight on bit (WOB), torque, and circulation rate. However, this conservative approach causes operations to be oversized, ultimately resulting in excessive operational cost and nonproductive time. As observed from this experience, an engineered process enables an operator to select the correct resources to meet the operational objectives.

A successful multiwell campaign of prefrac-drift, wellbore fluid displacement, cement sheath cleanout, followed by tubing-conveyed perforation (TCP) and post-frac 32–44 plug millout was performed across high-pressure/high-temperature (HP/HT), sour, unconventional wells in Middle East. After respective CT interventions, the wells were successfully fractured and flowed back. Based on lessons learned and various corrective action items implemented, service efficiency (single run) and job time (+50% reduction) were substantially improved. This enhancement was mainly attributed to the revised surface piping and instrumentation (P&I) rigup, CT material and dimension selection, BHA components, including custom-built mill/motor and extended-reach vibrating tool, gel and friction reducer fluid placement,

материалов и размеров ГНКТ, компонентами КНБК, включая изготовленную на заказ фрезу/двигатель и виброинструмент для работы с большим отклонением от вертикали, размещением геля и жидкости для понижения трения, сниженной частотой прогона скребка и др.

Эти оптимизированные внутрискважинные работы на ГНКТ представляют собой более сбалансированный подход к нетрадиционным операциям, где «больше» не всегда значит «лучше». Процедура проектирования работ на ГНКТ эволюционировала от первоначальной опоры на передовой опыт аналогичных нетрадиционных месторождений к постепенному переходу на индивидуализированные специально спроектированные операции. Такой подход позволил оператору более эффективно достичь эксплуатационных целей.

Пример ликвидации шельфовой скважины без бурильной установки

Finlay Thom, Paul Angell, Shell UK Ltd.; Neil Greig, Neil Robertson, Helix WellOps UK; Hamish Hogg, Shell UK Ltd.

Первоначальное предложение по закрытию подводного месторождения в Северном море заключалось в проведении работ перед ликвидацией с судна для безрайзерного обслуживания скважин (LWIV) с последующей полной операцией изоляции и ликвидации (P&A), проводимой мобильной морской буровой установкой (MODU). Во время детального проектирования рабочего объема четыре скважины на месторождении были определены как кандидаты на ликвидацию через насосно-компрессорные трубы (TTA). Чтобы максимально использовать LWIV и оптимизировать последовательность использования MODU, операции TTA планировалось выполнять с LWIV. Цементная пробка TTA устанавливается путем циркуляции цемента по эксплуатационной колонне и забора цемента из затрубного пространства для размещения цементной пробки над эксплуатационным пакером и глубокой пробкой. В эксплуатационной колонне установлена мешалка для улучшения покрытия цемента затрубного пространства. Поскольку LWIV не имеет постоянно установленной системы цементирования, на судне была установлена временная система, что оказалось сложной задачей, учитывая ограничения по пространству на палубе. Две из четырех скважин-кандидатов на TTA включали в заканчивании скважинный измерительный кабель, проходящий через зону, которую требовалось зацементировать. Чтобы обеспечить долговременную целостность цементной пробки TTA с измерительным кабелем, был использован самовосстанавливающийся цемент.

Ценность метода открытого гидравлического доступа с ГНКТ

Mike Avery, Robert Greenaway, Robert Large, Phillip Rice, Schlumberger

По мере роста глобальной базы скважин становится очевидным, что недостаточные инвестиции в техническое обслуживание способствовали снижению средней добычи на подводную скважину. Для борьбы с этой тенденцией появились более целенаправленные и

reduced wiper trip frequency, etc.

These optimized CT interventions created a more balanced approach to unconventional operations, wherein bigger is not always better. The CT procedure evolved, initially referencing best practices from analogue unconventional plays, while slowly progressing into a tailored fit-for-purpose operation. This approach enabled the operator to achieve operational objectives more efficiently.

Case Study for Rig-Less Subsea Well Abandonment

Finlay Thom, Paul Angell, Shell UK Ltd.; Neil Greig, Neil Robertson, Helix WellOps UK; Hamish Hogg, Shell UK Ltd.

The initial proposal for abandoning a subsea field in the North Sea was to carry out the pre-abandonment work from the Light Well Intervention Vessel (LWIV) followed by the complete Plug and Abandon (P&A) operation conducted by a Mobile Offshore Drilling Unit (MODU). During the detailed design of the workscope, the four wells in the field were identified as through-tubing abandonment (TTA) candidates. To maximise the use of the LWIV and optimise the MODU sequence these TTA operations were planned to be executed from the LWIV. The TTA cement plug is installed by circulating cement down the production tubing and taking returns from the annulus to place the cement plug above the production packer and deep-set plug. An agitator tool is installed in the production tubing to improve the cement coverage in the annulus. As the LWIV does not have a permanently installed cementing system, a temporary system was fitted on the vessel which proved to be challenging given the deck limitations of the installation. Two of the four TTA candidate wells included a downhole gauge cable in the completion design across the zone that was required to be cemented. To ensure the long-term integrity of the TTA cement plug with the gauge cable, an expanding self-healing cement was utilised.

The True Value of Open-Water Hydraulic Access Using Coiled Tubing

Mike Avery, Robert Greenaway, Robert Large, Phillip Rice, Schlumberger

As the global well base continues to increase, it is becoming apparent that under-investment in maintenance has helped contribute to a decreasing average production per subsea well. To combat this trend, more focused and cost-effective intervention techniques have emerged such as open-water hydraulic access (OWHA) using coiled tubing (CT).

OWHA using CT provides operators with

экономически эффективные методы внутрискважинных работ, такие как открытый гидравлический доступ (OWHA) с использованием гибких труб (СТ).

OWHA на ГНКТ предоставляет операторам подходящее решение для доставки флюидов в подводную скважину без необходимости механических внутрискважинных работ. В сценариях, которые соответствуют требованиям, изложенным в этом документе, OWHA с использованием компьютерной томографии предлагает привлекательную альтернативу традиционным подходам к проведению внутрискважинных работ.

Очевидны три преобладающие конфигурации систем OWHA на СТ, каждая из которых разработана на основе различных драйверов: обычная система, использующая головку инжектора СТ (ИН), специализированная система, использующая СТ ИН, и приводной намотчик со шкивом спуска инструмента. В работе рассматриваются как преимущества, так и ограничения каждого из методов, чтобы читатель мог выбрать правильную конфигурацию для своих целей.

Основным фактором затрат на гидравлическое вмешательство является выбор судна. Факторы, включая региональную доступность, требования к мобилизации и спецификации, являются ключевыми для процесса выбора. Преимуществом OWHA на СТ является возможность использовать имеющиеся в наличии суда в силу уменьшения площади, занимаемой оборудованием, и требований к нему; это напрямую увеличивает гибкость обслуживания и экономическую эффективность.

По сравнению с альтернативными источниками нефти сравнительная стоимость барреля нефти, добываемой с OWHA, как минимум на 43% ниже, чем у ближайшей альтернативы. По сравнению с альтернативными подходами к внутрискважинным работам упрощенное оборудование и более низкие требования приводят к снижению общей стоимости, что повышает окупаемость инвестиций и ускоряет выход на рентабельность.

Используя средние мировые ставки на фрахт судов и обобщенные допущения, общие затраты на внутрискважинные работы в одной скважине могут составлять приблизительно: плавучая буровая установка 9–16 миллионов долларов США, легкая скважина 6–10 миллионов долларов США, OWHA 2–5 миллионов долларов США. Используя средний прирост добычи в 1950 баррелей в сутки, это дает типичный период окупаемости ~ 9 месяцев для буровой установки и ~ 3 месяца для OWHA.

В сценариях, которые соответствуют требованиям, изложенным в этом документе, OWHA предоставляет собой наиболее экономичное решение с возможностью выхода на положительную прибыль в том же финансовом году.

Похожий на вызываемый разницей давления прихват ГНКТ в горизонтальных скважинах с высоким давлением – пласт Vaca Muerta

Diego Hernán Cippitelli, Baker Hughes

Располагая запасами в 300 триллионов кубических футов извлекаемого газа и имея пластовое давление свыше 9000 фунтов на квадратный дюйм, Vaca Muerta (Аргентина) является вторым по величине месторождением

a fit-for-purpose solution to deliver fluids to a subsea well without the requirement for mechanical intervention. In scenarios which meet the requirements outlined within this paper, OWHA using CT offers an attractive alternative to conventional intervention approaches.

Three predominant configurations of OWHA CT systems are apparent, all developed around differing drivers: a conventional system using a CT injector head (IH), a specialized system using a CT IH, and a powered reeler with deployment sheave. Both the benefits and limitations of each are considered to guide the reader in selecting the correct configuration for their application.

The primary cost driver for hydraulic intervention is vessel selection. Factors including regional availability, mobilization requirements, and specification are key to the selection process. An advantage of OWHA using CT is the ability to use a vessel of opportunity due to the decreased equipment footprint and specification; this directly enhances service flexibility and cost management.

When compared to alternative oil sources, the comparative cost per barrel of oil unlocked by OWHA is at least 43% less than the closest alternative. When compared to alternative intervention approaches, the simplified equipment and requirements result in a reduced total cost thus enhanced return on investment with accelerated payback.

Using average global vessel rates and generalized assumptions, for a single well intervention the total costs can be in the order of the following magnitudes: floating rig USD 9-16M, light well USD 6-10M, OWHA USD 2-5M. Using an average well production gain of 1,950 BOPD this gives a typical payback time period of ~9 months for a rig and ~3 months for OWHA.

In scenarios which meet the requirements outlined within this paper, OWHA provides the most economical solution with the ability to provide positive returns in the same financial year.

Coiled Tubing Differential Pressure-Like Sticking in High-Pressure Horizontals Wells – Vaca Muerta Formation

Diego Hernán Cippitelli, Baker Hughes

With over 300 trillion cubic feet of recoverable gas and a formation pressure that exceeds 9,000 psi, "Vaca Muerta" (located in Argentina) is the second-largest shale gas reservoir in the world.

To increase production efficiency and reduce production costs, oil and gas companies

сланцевого газа в мире.

Чтобы повысить эффективность добычи и снизить производственные затраты, нефтегазовые компании изменили траекторию своих скважин с вертикальной на горизонтальную, увеличивая со временем боковую длину до более чем 9800 футов, что создает все более серьезные проблемы с заканчиванием скважин. Самый распространенный метод заканчивания – Plug & Perf. Следовательно, использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) требует глубокого понимания коэффициента трения (CoF) между колонной ГНКТ и заканчиванием, а также различных сил, действующих в колонне. Это понимание стало жизненно важным для прогнозирования возможности достижения забоя скважины при необходимости фрезерования пробок и очистки скважины после интенсификации притока и на стадии добычи.

В этой работе с помощью двух тематических исследований демонстрируется существование эффектов прихвата, вызванных перепадом давлений между стволом скважины и пластом, в конкретном перфорационном узле горизонтальных скважин высокого давления на месторождении Vaca Muerta.

Поскольку это горизонтальные скважины с высоким давлением, все кластеры перфорации нацелены на один и тот же пласт, и на них действует одно и то же гидростатическое давление, это могло привести к неправильному пониманию коэффициента трения ГНКТ и/или прихвата трубы.

В этой работе также описывается успешный набор маневров для преодоления ситуаций, связанных с прихватом трубы, похожим на вызванный перепадом давления, после диагностирования.

Для понимания этих эффектов будут описаны две операции, при которых произошел похожий на вызванный перепадом давления прихват ГНКТ. Первая – операция очистки на самых ранних стадиях освоения, а вторая – при фрезеровании пробки, обе выполнялись в горизонтальных скважинах с высоким давлением.

Правильное определение этого эффекта является ключом к предотвращению рисков для здоровья, безопасности и окружающей среды и ситуаций, связанных с контролем скважин, а также увеличения затрат сервисных компаний и компаний-операторов.

Секция 14. Решения для горизонтальных и многоствольных скважин

По мере бурения более длинных стволов достигается значительный успех в разработке методов их заканчивания и повторного входа, начиная от повышения смазывающей способности материалов и заканчивая улучшением использования вибрационного инструмента и совершенствованием моделирования. Однако в качестве побочного эффекта отмечаются неожиданные механические воздействия на трубу, которые необходимо смягчать. Как только на таких скважинах будет обеспечена устойчивая добыча, станет очевидной сложность сбора полезной информации об их продуктивных характеристиках, что приведет к появлению новых методов сбора качественных данных при разумных временных и финансовых затратах и с минимальными потерями добычи.

Система входа в многоствольные скважины для наблюдения: проектирование, реализация и резюме 40 операций на месторождении

Abubaker Saeed, Saudi Aramco PE&D; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

have developed their well's trajectory from vertical to horizontal, increasing over time the lateral length to over 9,800 ft. and bringing greater completion challenges. The most common method of completions is "Plug and Perf". Consequently, the use of coiled tubing (CT) requires a thorough understanding of the friction coefficient (CoF) between the CT string and the completion and the different forces exerted in the string. This understanding has become vital to predict the feasibility of reaching the bottom of the well, because the plugs must be milled out and the well cleaned out after the stimulation treatment and during its producing stage.

This document demonstrates, through two case studies, the existence of sticking effects, caused by the differential pressures between the wellbore and the formation, in a particular perforation cluster of high-pressure horizontal wells targeting the "Vaca Muerta" formation.

Because these are high-pressure horizontal wells, with all the perforation clusters targeting the same formation, and they are affected by the same hydrostatic pressure, it might have led to a misunderstanding of the CT CoF and/or stuck pipe situation.

This document will also describe a successful set of maneuvers that are designed to overcome these differential pressure-like stuck pipe situations, once diagnosed.

To understand these effects, two operations where the CT string experienced differential pressure-like sticking will be described. The first, from a clean-out operation during the earliest stages of flowback and the second, from a plug milling operation, both performed in high-pressure horizontal wells.

Correctly identifying this effect is key for preventing HSE risks, well-control situations and cost increases for the services and operator companies.

Session 14: Horizontal and Multilateral Solutions

As longer laterals are drilled, considerable success has been encountered in developing techniques to complete and re-enter them, ranging from improvements in lubricity, to improvements in vibratory tool usage and modeling. However some unexpected mechanical effects on the pipe as a side-effect have been noticed, and mitigation is required. Once these wells have sustained production, the difficulty of gathering useful information about their producing characteristics has become apparent, driving new methods of gathering good, quality data at a reasonable cost, time, and with minimal lost production

Multilateral Reentry System for Well Surveillance: Design, Implementation and Summary of 40 Jobs Performed in Fields

Abubaker Saeed, Saudi Aramco PE&D; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

Многоствольные скважины – популярный выбор для месторождений, где требуется максимальное использование основных средств. Хотя методы бурения и внутрискважинных работ (стимуляции) для таких скважин являются отработанными и надежными, для наблюдения за коллектором потребовался новый метод бокового доступа. Такая технология была разработана и использована на более чем 40 скважинах на Ближнем Востоке. В данной работе приводится краткое изложение опыта, описание инструментов и методов, извлеченные уроки и видение дальнейшего развития.

Чтобы допускать возможности повторного бокового входа и каротажа, система внутрискважинных работ должна соответствовать следующим минимальным требованиям:

- совместимость с каротажными инструментами и системами, предоставляемыми различными сервисными компаниями, и с различными методами транспортировки;
- работа с каротажными системами без запасованных кабелей;
- небольшие диаметральные размеры для использования в различных видах заканчивания;
- наличие диагностических систем для обнаружения боковых стволов и подтверждения успешного входа.

Все эти требования были реализованы в новой системе входа для многоствольных скважин. После ввода в эксплуатацию система оказалась надежной и полезной для каротажа в многоствольных скважинах в различных условиях эксплуатации.

Система входа для многоствольных скважин, состоящая из моторизованного поворотного переводника, шины беспроводной связи и диагностической секции, была разработана, протестирована и в дальнейшем развернута в полевых условиях. При 40 выполненных работах произведена эксплуатация в различных средах (на суше, на море); в заканчиваниях открытого и обсаженного ствола; в нефтяных, газовых и водяных скважинах в сочетании с большинством широко используемых систем каротажа. Несмотря на то что на протяжении большей части работ транспортировка осуществлялась с использованием гибкой НКТ, доступ к некоторым скважинам осуществлялся на кабеле с использованием технологии Well Tractor. Система доказала свою надежность, накоплен практический опыт для успешной эксплуатации этой и любой другой системы повторного входа для многоствольных скважин, которая может быть спроектирована в будущем. Применение этой системы позволило получить важные данные, необходимые для разработки месторождений, а в некоторых случаях позволило оптимизировать системы заканчивания. Хотя в целом применение системы повторного входа для многоствольных скважин было успешным, были определены области дальнейшего улучшения для расширения портфеля операций – будут представлены в этой статье. Будут также представлены рекомендации по проектированию скважин с учетом последующих внутрискважинных работ.

Поскольку здесь описан уникальный опыт использования системы повторного входа для каротажных исследований многоствольных скважин, а также даны практические рекомендации по

Multilateral wells are a popular choice for fields where maximum fixed asset utilization is required. Although Drilling and Intervention (Stimulation) techniques for such wells are mature and reliable, reservoir surveillance required novel method for lateral access. Such technology was developed and used in more than 40 wells in Middle East. Summary of experience, description of tools and methods, lessons learned and vision for further development will be described in this work.

In order to be useful for lateral reentry and logging, intervention system should comply with following minimum requirements:

Be compatible with logging tools and systems provided by various Service companies and with various conveyance methods.

Operate with logging systems, not equipped with wired through capability.

Be of slim design so it can be used in variety of completions.

Be equipped with diagnostics systems to detect laterals and confirm successful entry.

All these requirements were implemented in new Multilateral reentry system. Once in field, system was proven reliable and useful for logging intervention in multilateral wells in various operating conditions.

Multilateral reentry system, consisting of motorized bend sub, wireless communication bridge and diagnostic section was designed, tested and further deployed in field. Within 40 jobs performed it was operating in variety of environments (onshore, offshore); open hole and cased hole completions; was run in oil, gas and water wells, in conjunction with most of commonly used logging systems. Although during most of jobs conveyance was performed using electric line Coiled Tubing, some of wells were accessed on wireline using Well Tractor technology. The system was proven reliable and practical experience was gathered for successful operation of this and any other multilateral reentry system to be designed in future. Application of this system allowed to receive important data needed for fields development and allowed optimization of completion systems in some cases. Although overall application of multilateral intervention system was a success, improvement areas were identified in order to increase operational portfolio; and will be presented in this paper. Recommendations of intervention friendly well design will be shared as well.

As unique experience of running Multilateral reentry system for logging purpose is described here, with practical recommendations on well construction, surveillance planning, execution and evaluation, this paper will be interesting to wide category of practicing engineers of various specialties.

строительству скважин, планированию, проведению и оценке наблюдения, данная статья будет интересна широкому кругу практикующих инженеров различных специальностей.

Главное – динамика! Планирование операций при использовании пульсационных инструментов для работы с большим отклонением от вертикали на ГНКТ

Ken Newman, Patrick Kelleher, Athena Engineering Services

В последние годы произошло значительное количество отказов гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) во время операций по фрезерованию пробок ГРП. Эти отказы чаще всего возникают, когда в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) включен инструмент для работы с большим отклонением от вертикали с осевой вибрацией/пульсацией. В отрасли предпринимаются значительные усилия, чтобы сначала понять, а затем минимизировать такие отказы. В данной статье исследуются динамические осевые колебания, вызываемые этими инструментами, и то, как эти колебания усиливаются в стволе скважины, что может привести к повреждению материалов, что впоследствии вызывает разрушение. В некоторых случаях эти усиленные вибрации приводили к повреждению наземного оборудования.

История успеха: использование различных переменных при проектировании и выполнении фрезерования с большим отклонением от вертикали на ГНКТ

Kaveh Yekta, Benjamin Stang, Essential Energy Services; Scott Hilling, Chris Schwartz, Bettina Cheung, Shell Canada Limited; Kevin J. Elliott, Cedric D. Williams, NOV Quality Tubing

Актив Shell Canada Fox Creek расположен в западной части центральной провинции Альберта, и его разработка сосредоточена на резервуаре Duvernay. Эффективные горизонтальные, пробковые и перфорированные скважины являются ключом к обеспечению рентабельной добычи этой нетрадиционной легкоплотной нефти. Увеличение площади каждой скважины за счет применения более длинных стволов значительно способствует сокращению капитальных затрат. Несмотря на то что заканчивание без внутрискважинных работ является перспективой в будущем, для удаления пробки по-прежнему требуются внутрискважинные работы для обеспечения беспрепятственного потока в интервале стимуляции. Поставщики услуг и группы по эксплуатации скважин совместно реализовали ряд инициатив, направленных на поддержку внутрискважинных работ по фрезерованию на колтюбинге (ГНКТ) на скважине FC734 D.

Учитывая длину этой скважины (7349 м измеренной длины), потребовалась новая конструкция колонны для достижения максимальной глубины, а также для обеспечения требуемой нагрузки на долото для фрезерных операций. Горизонтальные скважины с длинными боковыми стволами, как в данном случае, требуют наличия толстостенных труб в вертикальном разрезе для выхода за нижнюю точку вертикального

Be Dynamic! Job Planning for Coiled Tubing Conveyed Extended Reach Pulsation Tools

Ken Newman, Patrick Kelleher, Athena Engineering Services

In recent years there have been a significant number of coiled tubing (CT) failures during frac-plug drill-out operations. These failures occur most often when an axial vibration/pulsation extended reach tool (ERT) is included in the bottom hole assembly (BHA). There are significant efforts in the industry to first understand and then mitigate these failures. This paper examines the dynamic axial vibrations caused by these tools, and how these vibrations are amplified in the wellbore, possibly causing the material damage that later causes the failures. In some cases, these amplified vibrations have damaged surface equipment.

A Success Story: Utilizing Different Variables in Design and Execution of Coiled Tubing Extended Reach Milling Operations

Kaveh Yekta, Benjamin Stang, Essential Energy Services; Scott Hilling, Chris Schwartz, Bettina Cheung, Shell Canada Limited; Kevin J. Elliott, Cedric D. Williams, NOV Quality Tubing

The Shell Canada Fox Creek asset is located in West Central Alberta and has development activities focused on the Duvernay reservoir. Efficient, horizontal, plug and perf wells, are key to delivering economic production from this unconventional light tight oil play. Unlocking more acreage per well, through the application of longer laterals, contribute significantly to CAPEX reduction. Although intervention-less completions are a future aspiration, well intervention is still required for plug removal to assure stimulated intervals are able to flow unimpeded. A number of initiatives were actioned collaboratively across service providers and well delivery teams, to support well intervention to the limits of Coiled Tubing (CT) milling operations on the FC734 D well.

Considering the length of this well (7349 m MD), a new string design was required to achieve the maximum depth as well as to provide the required WOB for milling operations. Horizontal wells with long laterals, such as in this case, require heavy wall tubing in the vertical section to beyond the heel into the lateral. Using a special custom-designed transition section in the Coiled Tubing string enabled the CT to reach the maximum depth. Utilizing fluid rheology application provided a means to keep track of Reynold's number in a real-time fashion to

участка и захода в боковой ствол. Использование специальной переходной секции в колонне гибких НКТ позволило ГНКТ достичь максимальной глубины. Использование приложения для реологии флюидов позволило отслеживать числа Рейнольдса в режиме реального времени для обеспечения режима турбулентного потока в скважине и, в свою очередь, для оптимизации переноса твердых частиц, а также расхода химикатов. Применение жидкой реологии привело к безочистному фрезерованию с большим отклонением от вертикали. В этой операции использовалась флагманская единица флота. Установка ГНКТ четвертого поколения была спроектирована таким образом, что она может нести до 8345 м гибкой трубы диаметром 60,3 мм (2 3/8 дюйма). В конструкции этого устройства использовались различные технологические достижения, ведущие в отрасли решения и индивидуальные разработки. К таким решениям относятся настраиваемая автоматизация ПЛК, удобное удаленное управление, современные информативные дисплеи человеко-машинного интерфейса, а также сбор и хранение данных в реальном времени с огромных массивов работающих датчиков.

Увеличение общей измеренной глубины оказывает двоякое влияние на план разработки месторождения. Во-первых, это позволяет оператору увеличить отклонение от вертикали, создать траектории, оптимизированные для бурения, без ущерба для боковой длины. Во-вторых, увеличение измеренной длины на 400 м/скважину в случае боковых стволов привело к среднему увеличению на 250 м в исследуемой области и к уменьшению количества скважин на 4% (уменьшение количества на кусте на 10%).

Эффект синергии от использования нескольких переменных обеспечил успех операций. К этим переменным относятся: план разработки месторождения (конструкция скважины), нестандартная конструкция колонны (отклонение ГНКТ от вертикали), реология жидкости в реальном времени (перенос твердых частиц) и применение усовершенствованной установки ГНКТ (усовершенствование оборудования). Успешная реализация на скважине FC734 D убедительно продемонстрировала ценность совместного проектирования и обмена передовым опытом и расширила технический предел длины скважин для Shell Unconventional.

Первый в мире пример успешного эксплуатационного каротажа в трехствольной кислой высокотемпературной газовой скважине, пробуренной на ГНКТ, – одна СПО с инновационной системой повторного входа без направляющих отклонителя

Abubaker Saeed, Saad Hamid, Saudi Aramco SAOO; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

Представлены результаты работы с использованием инструмента для доступа к боковым стволам (LAT) на кабеле, с инструментом для эксплуатационного каротажа (PLT) на E-coil. Задача заключалась в том, чтобы успешно идентифицировать, войти и получить данные о добыче в каждом боковом необсаженном стволе, а также в

ensure turbulent flow regime downhole, and in turn, to optimize solid transport as well as chemical consumptions. The application of fluid rheology resulted in wiperless milling operation in the extended reach applications. The flagship unit in the fleet was utilized in this operation. Generation four of the CT unit was designed in such a way that it can carry up to 8,345 m of 60.3 mm (2-3/8in) CT pipe. There were different technological advancements, industry-leading features, and custom engineering used in the design of this unit. Such features include customized PLC automation, user-friendly remote operation, advanced informative human-machine interface displays, and real-time data acquisition and data storage from vast arrays of operational sensors.

There is a twofold impact on the field development plan when the total measured depth (MD) was increased. First, this enables the operator to increase step out/generate drilling optimized trajectories without sacrificing lateral length. Second, the 400m/well increase in MD when applied principally to the lateral length netted an average increase of 250 m/lateral in the subject area and reduced the well count by 4% (pad count reduction of 10%).

The synergy impact of utilizing several variables resulted in successful operations. Those variables are field development plan (well design), custom string design (CT reach), real-time fluid rheology (solid transport), and the application of an advanced CT unit (equipment advancement). The successful delivery of the FC734 D well demonstrated the value of collaborative design and best practice sharing and has extended the technical design limit of well lengths across Shell Unconventional.

Worldwide First Successful Production Logging of Tri-Lateral High Temperature Coiled Tubing Drilled Sour Gas Well, Performed in a Single Run Using Innovative Reentrance System Without Whipstock Guides

Abubaker Saeed, Saad Hamid, Saudi Aramco SAOO; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

The job results from an operation using a wireline-operated lateral access tool (LAT) with a production logging tool (PLT) on E-coil are presented. The objective was to successfully identify, enter and acquire production data in each of the openhole laterals as well as the main borehole in order to quantify production and identify any cross-flow.

This operation is enabled by the use of a

основном стволе скважины для количественной оценки добычи и выявления перетоков.

Эта операция возможна за счет использования LAT на кабеле. Инструмент может определить, где находится боковое окно в скважине, и предоставить данные ориентации. С помощью LAT можно проиндексировать нижний элемент колонны для входа в боковой ствол, в то время как пакет датчиков обеспечит положительное подтверждение и идентификацию конкретного целевого бокового ствола. Система совместима с рядом инструментов для каротажа с использованием монокабеля и может быть развернута как с использованием E-line, так и с использованием гибкой НКТ. В этом документе подробно описывается операция, обсуждаются и оцениваются результаты, которые демонстрируют эффективность и точность обнаружения и входа в боковые стволы.

Операция проводилась на скважине в Саудовской Аравии, которая была пробурена методом бурения на ГНКТ на депрессии (UBCTD) в 2013 году и включала три необсаженных боковых ствола малого диаметра. В начале 2014 года скважина была введена в эксплуатацию с неизвестным притоком от каждого из боковых стволов, однако предполагалось наличие межстороннего перетока, что привело к необходимости внутрискважинных работ. Был рассмотрен ряд подходов при особом внимании к новой местной технологии, которая успешно использовалась на ряде других нефтяных и водяных скважин в регионе. Ранее эта технология не применялась в необсаженных скважинах малого диаметра с преимущественно газовой добычей. Ожидались проблемы, связанные с тем, как некоторые датчики будут работать в двух критических областях: идентификация боковых стволов и подтверждение успешного входа в боковой ствол. Результаты этой операции показывают, что датчики могут успешно работать в этой среде. Оператор смог получить критическую информацию о коллекторе по каждому необсаженному боковому стволу, а также по основному стволу, что позволило лучше понять производительность скважины и эффективность выработки коллектора.

Это практическое исследование демонстрирует инновационное применение LAT для проведения эксплуатационного каротажа (PLT) и оценки боковых стволов малого диаметра в необсаженной газовой скважине, пробуренной с помощью ГНКТ на депрессии, по сравнению с предыдущими случаями, которые касались преимущественно нефтяных и нагнетательных скважин.

Новое лабораторное исследование смазочных материалов для операций на ГНКТ в необсаженных скважинах и обсаженных скважинах с песком или проппантом

Epsa Sharma, Silviu Livescu, Baker Hughes

Требования к интервенционным работам в скважинах с большим отходом от вертикали продолжают расти. По оценкам, во всем мире около 30–40% концевых секций скважин с большим отходом от вертикали недоступны для нынешних технологий снижения трения гибких труб (ГНКТ), таких как смазочные материалы,

wireline-operated LAT. The tool can identify where the lateral window is located in the well and provide orientation data. With the LAT, the bottom sub can be indexed to enable entry into the lateral, while sensors package would provide positive confirmation and identification of a particular, targeted lateral. The system is compatible with a number of mono-cable logging tools and can be deployed using both E-line as well as Coiled Tubing. This paper describes the operation in detail and discusses the output and evaluates the results, which demonstrate the efficiency and accuracy of finding and entering the laterals.

The operation was conducted on a well in Saudi Arabia which was drilled using underbalanced coiled tubing drilling (UBCTD) technique in 2013 and included three, slim openhole laterals. In early 2014, the well was put on production with unknown contribution from each of the lateral sections, but interlateral cross-flow was suspected, leading to the need for intervention. A number of approaches were considered with special consideration given to a new technology that had been developed locally and run with success on some other oil and water wells in the region. This technology had not been utilized previously in slim openhole wells with predominantly gas production. Challenges were anticipated regarding how some of the sensors would perform over two critical areas: identification of the lateral windows and confirmation that the lateral had in fact been entered successfully. The results of this operation demonstrate that the sensors can operate successfully in this environment. The operator was able to acquire critical reservoir information about each of the openhole laterals as well as the main bore, enabling further understanding of well production and reservoir depletion efficiency.

This case study demonstrates the innovative application of LAT to enable the production logging (PLT) and evaluation of slim openhole laterals in a gas well drilled with UBCTD compared to previous cases which were predominantly oil producers and water injectors.

New Laboratory Lubricity Research on Coiled Tubing Operations in Open-Hole Wells and Sand- or Proppant-Filled Cased-Hole Wells

Epsa Sharma, Silviu Livescu, Baker Hughes

The requirement for intervention operations in extended-reach wells continues to grow. It is estimated that globally around 30–40% of the end sections of the extended-reach wells are inaccessible by the current coiled tubing

вибрационные инструменты и тракторы. Хотя многие из скважин с увеличенным отходом от вертикали являются открытыми, в отрасли отсутствует понимание предсказуемой и последовательной эффективности снижения трения в скважинных условиях с помощью существующих технологий ГНКТ в этих скважинах с открытым стволом.

Традиционные методы уменьшения трения для ГНКТ были сосредоточены на механических или химических методах для обсаженных скважин. Например, после обширной программы лабораторных исследований недавно была разработана смазка, которая снижает коэффициент трения ГНКТ на 40–60% в новых, чистых скважинах (Livescu et al. 2014; Livescu and Craig 2015; Livescu and Craig 2018). Такое снижение трения примерно означает удвоение отклонения ГНКТ от вертикали. Однако эффективность снижения трения смазочными материалами падает в скважинах, заполненных песком или проппантом. Кроме того, по необсаженным скважинам имеется лишь ограниченное число исследований. Для прохождения остающихся недостижимыми 30–40% длины необсаженных и обсаженных скважин с песком или проппантом необходимо сочетание смазочных материалов с другими технологиями, такими как вибрационные инструменты и тракторы.

Инструмент, ранее использовавшийся для исследования снижения трения металл о металл, был модифицирован для имитации скважинных условий скользящего движения ГНКТ в необсаженных и обсаженных скважинах с песком или проппантом. Это позволяет измерять коэффициенты трения между металлической поверхностью ГНКТ и неметаллической поверхностью породы и слоя песка или проппанта. Этот прибор был разработан для исследования влияния температуры, давления, скорости скольжения ГНКТ, шероховатости поверхности и состава жидкости на коэффициент трения. Для чистых скважин с обсаженными стволами влияние давления и скорости скольжения было слабым в лабораторных испытаниях, в то время как влияние температуры, шероховатости поверхности, типа и состава жидкости оказалось существенным. Для оценки снижения трения в необсаженных скважинах использовалось несколько образцов породы, взятых из пластов и коллекторов с различными свойствами, такими как пористость, проницаемость, размер пор и т. д. Для лучшего понимания факторов, влияющих на смазывающую способность в необсаженных скважинах, испытания проводились с несколькими образцами ГНКТ разных марок и смазочными материалами как собственной разработки, так и сторонних производителей. Было обнаружено, что в скважинных условиях характеристики трения ранее разработанной смазки снижаются с 40–60% для обсаженных скважин до 30–40% для необсаженных скважин.

Это первое доступное в литературе исследование, состоящее из лабораторных испытаний на трение, выполненных со смазочными материалами для имитации операций ГНКТ в необсаженных скважинах и скважинах с обсаженными стволами, заполненных песком/проппантом. Детальное описание процедур и результатов испытаний существенно помогает отрасли

(CT) friction reduction technologies, such as lubricants, vibratory tools, and tractors. Although many of the extended-reach wells are open-hole, there is a lack of understanding in the industry regarding the predictable and consistent friction reduction performance at downhole conditions of the existing CT technologies in those open-hole wells.

Conventional friction reduction techniques for CT operations have been focused around mechanical or chemical methods for cased wells. For instance, following an extensive laboratory testing research program, a lubricant was recently developed that lowers the CT coefficient of friction between 40 and 60% in new, clean wells (Livescu et al. 2014; Livescu and Craig 2015; Livescu and Craig 2018). Friction reduction of this magnitude roughly translates in doubling the CT lateral reach. However, the friction reduction performance of lubricants is diminished in wells filled with sand or proppant. In addition, very limited studies are available for open-hole wells. To reach the remaining 30–40% un-reachable length of open-hole wells and cased-wells with sand or proppant, lubricants are required to work in conjunction with other technologies such as vibratory tools and tractors.

The instrument previously used for metal-on-metal friction reduction research was modified to mimic the downhole conditions of CT sliding movement in open-hole wells and cased-hole wells with sand or proppant. That is, the coefficients of friction between the CT metal surface and the non-metal surface of a rock and sand or proppant layer can be measured. This instrument was designed for researching the effects of temperature, pressure, CT sliding speed, surface roughness, and fluid composition on the coefficient of friction. For clean cased-hole wells, the effects of pressure and sliding speed were weak in the laboratory tests, while the effects of temperature, surface roughness, and fluid type and composition were strong. For the friction reduction in open-hole wells, several rock samples taken from formations and reservoirs with different properties, such as porosity, permeability, pore size, etc., were used. The tests were performed with several CT coupons of different grades and both proprietary and third-party lubricants, to better understand the factors affecting the lubricity in open-hole wells. It was found that, at downhole conditions, the friction performance of the lubricant previously developed decreases from 40–60% for cased wells to 30–40% for open-hole wells.

This is the first study available in literature consisting of laboratory friction tests performed with lubricants to mimic the CT

в понимании внутрискважинных факторов, влияющих на трение ГНКТ в необсаженных скважинах с большим отклонением от ствола, и для получения предсказуемых и последовательных результатов снижения трения для операций на ГНКТ в этих скважинах.

Использование системы входа в многоствольные скважины и промывочного инструмента медленного вращения для повышения эффективности промывки боковых стволов на ГНКТ

Rob Crawford, Adam Wright, Downhole Tools International

В связи с растущей отраслевой тенденцией к многоствольному заканчиванию скважин становятся очевидными преимущества в части затрат и производительности за счет повышения эффективности входа и очистки боковых стволов скважин. Доказано, что операции по очистке улучшают производительность боковых стволов, и на рынке существует множество различных вариантов промывочных инструментов. Среди этих промывочных инструментов медленно вращающиеся промывочные инструменты обладают доказанной более высокой эффективностью по сравнению с традиционными промывочными форсунками. Новый и коммерчески жизнеспособный подход сочетает в себе гидравлически активируемую систему входа в многоствольные скважины с медленно вращающимся промывочным инструментом для повышения эффективности очистки боковых стволов с использованием технологий и инструментов, имеющихся сегодня на рынке.

В этой статье представлен улучшенный метод очистки боковых стволов с системой, состоящей из инструмента индексации с высоким крутящим моментом для ориентации, гидравлического шарнирного сочленения с отверстием для стравливания для создания индикации падения давления, срезаемого дроссельного элемента для обеспечения высокой скорости очистки и вращающегося промывочного инструмента с доработанным корпусом центратора и сменными насадками. Для повышения эффективности очистки скважины длину сочленения колонны инструментов и наружный диаметр центратора можно оптимизировать для обеспечения максимальной централизации медленно вращающегося носика промывочного инструмента.

Система была настроена на базе расчетного сценария работы, была выполнена пробная очистка для моделирования операций. Продемонстрирована работа системы входа в многоствольную скважину и изменения давления подтверждения, которые, как ожидается, будут наблюдаться во время работы. Высокая скорость очистки была достигнута за счет срезания дроссельного элемента, описываются соображения по компоновке и конфигурации. Потребность во входе в боковые стволы и эффективной очистке будет только возрастать, поскольку большее количество боковых стволов потребует внутрискважинных работ по интенсификации притока, в этой статье представлен вариант обеспечения рентабельной и эффективной операции по очистке.

operations in open-hole wells and sand/proppant-filled cased-hole wells. Detailing the testing procedures and results are of significant help to the industry for understanding the downhole factors affecting the CT friction in extended-reach open-hole wells and for obtaining predictable and consistent friction reduction results for CT operations in those wells.

Using a Multilateral Entry System and Slow Rotating Wash Tool to Increase Efficiency of Lateral Cleanouts with Coiled Tubing

Rob Crawford, Adam Wright, Downhole Tools International

With the rising industry trend in multilateral completions, there is a cost and productivity benefit resulting from increasing the efficiency of entry and cleanout of lateral wellbores. Cleanout operations are proven to improve production from laterals and there exists a variety of different options of wash tools on the market. Among these wash tools, slow rotating wash tools have been proven to be more efficient during cleanout operations when compared to traditional wash nozzles. A new and commercially viable approach combines a hydraulically activated multilateral entry system with a slow rotating wash tool to increase the efficiency of downhole lateral cleanouts while utilizing technology and tools that are on the market today.

This paper presents an improved method of lateral cleanout with a system consisting of a high torque indexing tool for orientation, a hydraulic knuckle joint with a bleed port to generate a pressure drop indication, a shearable choke sub to enable high rate cleanout and a rotating wash tool with modified centralizer body and interchangeable nozzles. For well cleanout efficiency, the articulated length of the toolstring and the centraliser OD can be optimised to ensure the slow rotating wash tool nose is as centralised as possible.

The system was set up in an example job scenario and a mock cleanout performed to simulate operations. The job demonstrated the operation of the multilateral entry system and the confirmation pressure changes expected to be witnessed during the job. High rate cleanout rates were achieved by shearing the choke sub and considerations for setup and configurations discussed. The need for lateral entry and efficient cleanout will only increase as more laterals require stimulation intervention and this paper presents an option for providing a cost-effective, efficient cleanout operation.

Окончание в следующем (75-м) номере журнала

To be continued in our next (75) issue