

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 3)

## SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 3)

*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 15. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

Доклады, представленные в рамках данной секции, посвящены внутрискважинным работам, проводимым в условиях сильных осложнений. В каждом докладе представлено решение проблем, связанных с аномально высокими давлениями и температурой, труднодоступными локациями, длинными горизонтальными участками скважин и высокой стоимостью работ. Также описываются способы повышения эффективности работ. В рамках данной секции будут рассмотрены операционные задачи, разработка уникального оборудования и технологических подходов, а также широкий спектр различных условий как для внутрискважинных работ, так и для работ с трубопроводами.

### Проведение работ в горизонтальных скважинах длиной более 4 км с применением ГНКТ 60,3 мм

**Irma Irais Galvan, Genesis Mallanao, Garry McClelland, Jessica Perez, Global Tubing LLC; Jason Skufca, Mary Suarez, Nine Energy Services**

Текущий рост объемов добычи из залежей нетрадиционных запасов сланцев в Северной Америке происходит благодаря оптимизации конструкций скважин и технологии работ: большая длина горизонтальных участков, высокие объемы проппанта и применение жидкостей для гидроразрыва на водной основе. В целях повышения продуктивности и рентабельности скважин добывающие компании продолжают увеличивать длины горизонтальных участков с 3 до 4 км. Такие длины значительно повышают сложность работ, что приводит к необходимости расширения эксплуатационных границ применения технологий колтюбинга. В данной статье рассмотрены подробности технологического процесса, конструкция скважины, а также компоновка низа колонны, которая обеспечила успешное выполнение работ с применением ГНКТ диаметром 60,3 мм в скважинах с очень длинным горизонтальным участком.

*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 15: Intervention Solutions in Challenging Environments

Papers presented in this session represent some truly outstanding well interventions performed in difficult, hazardous environments. All face interesting challenges related to pressure and temperature, geographic location, extended reach, working environment, cost, and efficiency. This session will cover operational challenges, customization of approach and equipment, and a breadth of work environments, both well and flowline applications.

### Overcoming the Operational Challenges of +13,000-ft Well Laterals With 2.375-in Coiled Tubing

**Irma Irais Galvan, Genesis Mallanao, Garry McClelland, Jessica Perez, Global Tubing LLC; Jason Skufca, Mary Suarez, Nine Energy Services**

The latest growth of North American unconventional shale plays is supported by the shift towards improved well designs: extended well laterals, high-intensity proppant loadings, and adoption of slick water fluids for fracturing. To optimize well productivity and economics, producers continue to push the well lateral boundaries from 10,000-ft to over 15,000-ft, creating super lateral wells, which pose significant challenges and pushed the boundaries of extended reach Coiled Tubing (CT) operations. This document outlines field operational details, string design and downhole tool considerations that had a major effect on the success of extended reach CT interventions in super laterals with 2.375-in CT diameters.

Currently, several U.S. operators have succeeded with 7,500-ft to 10,000-ft range laterals using CT in post-fracture plug mill-out and clean-out operations. These well designs and successive service operations require larger CT diameters and higher pumping pressures to effectively complete job objectives. Generally, 2.375-in

На текущий момент несколько добывающих компаний в США успешно выполнили работы по разбурированию пробок и промывке после ГРП с применением колтюбинга. Конструкции этих скважин требуют применения ГНКТ большего диаметра и более высоких давлений закачки для решения поставленных задач. Как правило, для работы в условиях высоких давлений и больших глубин используются ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной более 7 км с повышенной толщиной стенки и более прочной маркой стали. Такие ГНКТ обеспечивают более высокий запас усталостной прочности на изгиб и стойкость к деформациям во время работ. Для оценки эффективности ГНКТ в скважинах с рекордными глубинами были проведены следующие расчеты: расчет нагрузок на ГНКТ, расчет на устойчивость при изгибе, гидравлические расчеты, а также расчет сил трения. Также при оценке были учтены такие операционные факторы, как доступность оборудования, логистика и инфраструктура месторождения.

Результаты полевых работ показали, что для успешного проведения работ в скважинах с длиной горизонтального участка более 4400 м необходимо использовать высокотехнологичные ГНКТ, инструменты для снижения трения, а также химические добавки и специальные технологии для повышения эффективности работ. Применение ГНКТ из высокопрочной закаленной стали со специальными конфигурациями толщины стенки, а также новейшей ГНКТ с переменной толщиной стенки (4 разных номинальных толщины на 60 м трубы) обеспечило увеличение максимальной глубины дохождения забойной компоновки и повышение срока службы трубы. Для успешного выполнения работ по промывке скважины с расходом более 600 л/мин и давлением свыше 500 атм необходимо использовать специальные инструменты для работы в скважинах с большим отходом от вертикали, а также специальные химические добавки для понижения трения.

Рекорды, установленные при выполнении работ, показывают высокий потенциал описанных технологий для работы в скважинах с большим отходом от вертикали. Инновационные решения при разработке устьевого оборудования, забойного оборудования, подборе материала и конфигурации ГНКТ, а также усовершенствование технологий и оптимизация логистики – все это в совокупности позволило успешно и безопасно выполнить работы и вывести технологию на новый уровень.

### **Промывка подводного трубопровода с применением ГНКТ с судна для добычи, хранения и отгрузки нефти**

**Eduardo Delgado, Vinicius Rodrigues, Luis Fagundes, Halliburton**

В статье рассмотрены работы по извлечению скребка для очистки трубопровода, оставленного в подводной выкидной линии в неизвестном месте после неудачных работ по очистке. Из-за оставленного скребка и отложений парафинов выкидная линия скважины самой крупной добывающей компании на северо-западном шельфе Бразилии была полностью заблокирована.

Необходимо было провести тщательное планирование для правильного расположения колтюбингового

CT diameters of over +23,000-ft in length, that feature a robust wall design and materials are being used to withstand the combined pressure loadings and access target depths, – while minimizing bend cycle fatigue accumulation and deformation during operations. Operational plans comparing CT forces, lock-up behavior and hydraulics analysis, along with friction matching of post-job data evaluations, were used to compare the CT performance in the newest well lateral records. Other operational factors, such as equipment availability, logistical issues, and field deployment, are also considered in the analysis of using CT in these complex wells.

Field results demonstrated that CT well interventions in over 14,500-ft laterals are feasible by using highly engineered 2.375-in CT, friction reduction tools accompanied by fluids chemical additives, and tailored operating techniques that improve efficiencies. The application of high strength quench and tempered material with specific wall configurations that feature the use of the thickest gauge used in a working CT string, and the newest taper technology that transitions through four nominal wall thicknesses within couple hundred feet, – have been found to maximize lateral reach capabilities and service life in extended reach operations. The inclusion of the latest technologies on extended reach tools and fluid additives is a must to maximize friction reduction and wellbore cleaning at rates of over 4 BPM and working pressures of over 7,000 psi.

These industry records demonstrate that the potential for longer laterals is far from being exhausted. Technological innovations on surface equipment, downhole tools, CT materials and highly engineered strings configurations, along with refined operational practices and logistics, are required to perform safe extended lateral completions on a larger scale.

### **Customized Subsea Production Flowline Cleanout with Coiled Tubing from a Floating Production Storage and Offloading Vessel**

**Eduardo Delgado, Vinicius Rodrigues, Luis Fagundes, Halliburton**

The recovery of a pipeline inspection gauge (PIG) left in a subsea production flowline in an unknown location after a failed cleaning and inspection operation is discussed. Combined with paraffin deposits, the production flowline of the best offshore producer in northeast Brazil was completely blocked.

Extensive planning was necessary to spot the coiled tubing (CT) equipment to accommodate the deck configuration of the floating production storage and offloading (FPSO) vessel and to overcome dimensional and load capacity limitations. A customized extendable jacking frame was manufactured to support the CT

оборудования с учетом конфигурации палубы плавучего судна для хранения и выгрузки продукции (FPSO), а также для преодоления ограничений по габаритам и грузоподъемности. Для установки инжектора ГНКТ и обеспечения места для рабочего окна была изготовлена специальная выдвижная подъемная установка. Такая конфигурация устьевого оборудования была необходима для проведения работ по промывке подводной выкидной линии скважины. Для анализа гидравлических сил и нагрузок было использовано программное обеспечение, которое позволило подтвердить дохождение ГНКТ до заданной глубины и обеспечить оптимальную эффективность струйной промывки.

Трубопровод был успешно очищен от отложений парафинов, скребок был извлечен на поверхность. Монтаж оборудования ГНКТ на судне FPSO был выполнен без простоев и осложнений.

В докладе показана возможность применения ГНКТ не только для традиционных внутрискважинных работ, но и для работ в выкидных трубопроводах скважин с возможностью монтажа устьевого оборудования в условиях ограниченной площади и грузоподъемности.

В данном случае была изготовлена специальная установка ГНКТ, которая позволила провести монтаж оборудования на судне с крайне ограниченным палубным пространством и грузоподъемностью, в результате чего после неудачных работ по очистке скребком добыча углеводородов из скважины была возобновлена.

### Успешное выполнение работ с колтюбингом в условиях ограниченной площади палубы

**Steven Henry Craig, Epsa Sharma, Ayed Guembri, Kevin Peter, Baker Hughes**

Промывка скважины от песка и пропанта остается одним из наиболее распространенных видов применения колтюбинга в нефтегазовой отрасли. Однако работы на шельфе являются более сложными в связи с ограниченностью палубного пространства, меньшей грузоподъемностью крана и низким пластовым давлением. В данной статье рассматривается одна из таких сложных работ на шельфе в условиях ограниченной площади палубы, неспособной разместить весь флот ГНКТ. В статье представлены все возникшие проблемы и технические решения, разработанные для успешной намотки концентрической ГНКТ с судна и последующего выполнения работ.

Первая задача по намотке ГНКТ с морского судна была выполнена с помощью двух инжекторов – один на судне, другой на платформе. Необходимость в намотке с судна возникла в связи с ограниченной грузоподъемностью платформы, которая была ниже веса концентрической ГНКТ (труба 25 мм в трубе 50 мм). После выполнения работ вымотка ГНКТ производилась аналогичным способом. В связи с ограниченным палубным пространством оборудование для подачи жидкости и азота (насосы, резервуары, оборудование для перемешивания) располагалось на судне снабжения.

В ходе работ возникли многочисленные проблемы, которые были успешно решены без происшествий, связанных с охраной труда, промышленной

injector and provide room for a work window. This fit-for-purpose rigging was necessary to enable the viability of the cleanout in the production flowline of the well. CT operation modeling software was used to analyze the hydraulic and force simulations to verify that the CT would reach the target depth with optimal jetting efficiency and would tailor the cleanout methodology.

Paraffin was successfully cleaned from the flowline, and the PIG was released and recovered on surface. The CT was efficiently and safely rigged up on a FPSO without any nonproductive time or service quality issues.

The versatility of CT services to not only deliver intervention services on conventional wells but to also adapt to rig up in extreme geometries and environments are showcased along with how CT services can be applied to flowline interventions.

For this case, a customized CT frame was manufactured to overcome the challenges of rigging up on a vessel with extremely limited deck space and load capacities and restoring hydrocarbon production after a failed PIG procedure.

### Successfully Overcoming Small Platform Limitations to Conduct Coiled Tubing Operations

**Steven Henry Craig, Epsa Sharma, Ayed Guembri, Kevin Peter, Baker Hughes**

Sand cleanouts remain one of the most common applications of coiled tubing (CT) in the oil and gas industry. However, offshore operational complexity increases with deck space limitations, lower crane capacity and low reservoir pressures. This paper reviews one such challenging offshore scenario, with limited spatial capacity and not space for a full CT fleet. The paper describes the challenges encountered and the solutions formulated to conduct a successful concentric CT boat spooling and intervention.

The first operational task of boat spooling was completed from an offshore vessel to the platform using two injectors, one on the vessel and the other on the platform. The need for boat spooling arose due to the limited lifting capacity at the platform which was below the weight of the concentric coiled tubing (CCT), 1-in. CT constrained in a 2-in. string. At project end, the CCT was removed in a similar manner. Deck space was also limited and the fluid and nitrogen support equipment (pumps, tanks, chemical mixing) were located on a supply vessel.

Numerous challenges were faced during the operation, all of which were successfully tackled without health, safety or environmental (HSE) incident. Additionally, there was a provision of tanks and pumps on the platform to act as a back-up in the event of failure of supply from the vessel to the CT. This paper describes the methods

безопасностью и охраной окружающей среды. Кроме того, на платформе были предусмотрены запасные резервуары и насосы, которые можно было использовать в случае перебоев с подачей жидкости и азота с судна на платформу. В данной статье описываются методы, использованные для успешной намотки ГНКТ длиной 4520 м общим весом 27 тонн с судна, а также преимущества использования такого метода намотки по всему миру.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе работы с колтюбингом с использованием судна снабжения выполняются регулярно. Однако намотка ГНКТ с судна является достаточно редкой операцией. Предполагается, что это первая операция, при которой намотка концентрической ГНКТ производилась с судна, а насосное оборудование находилось на судне снабжения. Подробное изложение процесса работ, мер по снижению рисков, полученных результатов и извлеченных уроков будет представлять особую ценность для отрасли.

### **Тщательное планирование, моделирование и проведение ловильных работ с помощью ГНКТ в скважинах с аномально высокими давлением и температурой в условиях агрессивной среды на Ближнем Востоке позволило извлечь более 20 км труб ГНКТ**

**Ademola Lawal, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait; Khaled Saleh, Abdulaziz Al-khudari, Kuwait Oil Company, Kuwait; Joan Josep Vidal, Roy MacKenzie, Cesar Perozo, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait**

У одного из операторов на Ближнем Востоке было несколько скважин с аномально высокими давлением и температурой и агрессивной средой, которые были остановлены из-за прихвата гибкой трубы. Конструкция и состояние скважин исключили возможность применения традиционной установки КРС (капитальный ремонт скважин), поэтому аварийную трубу необходимо было извлечь на поверхность с помощью гидравлической установки КРС и специального ловильного оборудования. Для проведения безопасных и эффективных работ по фрезерованию и извлечению трубы требовался высококвалифицированный рабочий персонал, который смог бы подобрать правильное оборудование для каждой спуско-подъемной операции (СПО).

Работы были выполнены успешно благодаря тщательному планированию и применению внутрискважинного оборудования, подходящего для работ в скважинах с аномально высокими давлением и температурой. Для успешной работы необходимы высококвалифицированный рабочий персонал, надежная технология и правильная конфигурация забойной компоновки. В результате было обеспечено:

- План ликвидации аварий и контроль над скважиной.
- Подбор правильной марки стали оборудования для работы в коррозионно-активной среде.
- Учет всех возможных осложнений в ходе работ.
- Тщательное планирование работ. В 15 скважинах были выполнены более 1082 СПО. На поверхность было извлечено более 20 км труб ГНКТ диаметром 31,7–44,5 мм. В общей сложности работы заняли 42 664 человеко-часа без производственных травм и непроизводительного времени.

utilized to successfully boat spool 14,825-ft of pipe of total weight 27-tonnes and cascade the benefits to future boat spooling operations throughout the globe.

While catenary CT operations are common in the Asia Pacific, boat spooling remains a relatively rare operation in the industry. It is believed this is a first operation where a CT operation was conducted in this manner with the fluid and nitrogen pump on a supply vessel and boat spooling was conducted for CCT. Detailing the execution procedures, risk mitigations, operational results and lessons learning will be of value to the industry.

### **Meticulous Planning, Design, and Execution of Thru-Tubing Fishing Campaign in Corrosive HP/HT Wells for NOC in the Middle East Recovers more than 68,000-ft of Coiled Tubing**

**Ademola Lawal, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait; Khaled Saleh, Abdulaziz Al-khudari, Kuwait Oil Company, Kuwait; Joan Josep Vidal, Roy MacKenzie, Cesar Perozo, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait**

An operator in the Middle East had several corrosive high-pressure wells which were shut in due to stuck coiled tubing. The well design and status eliminated options for conventional workovers, so the fish had to be recovered to surface utilizing a Hydraulic Workover Unit and specialist Thru-Tubing fishing equipment. This required highly experienced fishing & milling personnel who could ensure the correct equipment was used for each run-in hole, thereby enabling a safe and efficient operation.

Successful execution was based on detailed up-front planning and application of thru-tubing well intervention services for high pressure/high temperature (HP/HT) conditions. The ideal operation would include selection of the right personnel, technology and bottom-hole assembly (BHA) configuration that would offer:

- Built-in contingencies for pressure control.
- Meet the material selection guidelines for operations in the corrosive environment.
- Allow for adequate consideration for all possible contingencies that may arise during the operation.
- Following this careful up-front planning, more than 1,082 runs were carried out in 15 wells. More than 68,000-ft of coiled tubing, with sizes ranging from 1.250 in. – 1.750 in, was recovered to surface. In total, more than 42,664 man-hours were completed with Zero LTIs and Zero NPT.

This paper serves to highlight the value that competent up-front planning, equipment selection and choice of personnel adds to an extremely high profile and complex fishing campaign. This allowed complex fish to be

В статье подчеркнута, что сложные ловильные работы в таких сложных условиях были выполнены успешно благодаря тщательному планированию, правильному выбору оборудования и рабочего персонала. Это позволило извлечь аварийный инструмент из скважин и восстановить добычу без дорогостоящих работ по капитальному ремонту. В конечном счете это избавило оператора от больших расходов.

### Применение технологии струйной осцилляции на колтюбинге для промывки от отложений в скважине с аномально высокими температурой и давлением, превышающими ограничения двигателя. Опыт работы в Северном море Соединенного Королевства

**Konstantin Ermakov, Richard Hampson, David Barclay, Halliburton**

В данном докладе представлены осложнения, которые воздействуют на забойные компоновки, спускаемые на колтюбинге, при работе в скважинах с аномально высокими температурой и давлением с наличием посторонних жидкостей. Также представлены способы решения указанных проблем.

В качестве запасного способа управления забойным клапаном-отсекателем была выбрана компоновка с гидравлическим инструментом переключения и ударным инструментом, спускаемая на колтюбинге. Конструкция такого типа клапана позволяет управлять клапаном путем определенной последовательности циклов изменения давления. Этот способ управления работает только в том случае, если на клапан воздействует дифференциальное давление. После возникновения осложнений с управлением клапаном циклами изменения давления было принято решение использовать колтюбинг. После переключения клапана в скважине с аномально высокими температурой и давлением с открытым стволом проводились работы на кабеле, однако кабель повис в скважине, и пройти заданную глубину не получилось. Первоначальные исследования показали, что причиной проблемы является образование пробки в скважине: металлическая стружка в сочетании с отложениями раствора на нефтяной основе и карбоната кальция. Было предпринято три попытки очистки пробки с двумя различными типами высоконапорных/высокотемпературных двигателей, однако после короткого воздействия экстремальных скважинных температур они закончились безуспешно.

В качестве альтернативного варианта устранения пробки было принято решение спустить жидкостный осциллятор на ГНКТ. В результате была проведена успешная промывка пробки с последующей кислотной обработкой открытого ствола за одну спуско-подъемную операцию с одной и той же забойной компоновкой.

### Применение скважинного трактора высокой мощности на ГНКТ для освоения скважин с большим отходом от вертикали с ЭЦН

**Hussain Alsaood, Abdulrahman Otaibi, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umud Aybar, Schlumberger; Andrew French, WWT International**

Зачастую для восстановления коллекторских свойств пласта после бурения и для обеспечения

recovered, restoring production without the need for a costly work-over operation and ultimately saved the operator from major expense.

### Using Fluidic Oscillation Technology with Coiled Tubing to Cleanout Scale from a High-Pressure/Extreme-Temperature Well Beyond the Limits of an HPHT Motor: A Case Study from the UK North Sea

**Konstantin Ermakov, Richard Hampson, David Barclay, Halliburton**

This paper explains some of the challenges that are faced with coiled tubing (CT) bottom hole assemblies (BHA) when working in high-pressure/extreme-temperature (HP/ET) environments with unfavorable fluids and how these challenges were successfully overcome.

CT was selected as a contingency to operate a downhole completion isolation valve with a hydraulically activated shifting tool and impact tool. By design, this type of valve is operated using a sequence of pressure cycles, working only when a certain differential pressure is present across the valve. CT became the primary option when problems occurred during the pressure cycle operation. After shifting the valve, wireline operations also encountered problems when they hung up prematurely and could not pass a depth in this new HP/ET well with an open hole completion. Initial investigations found that a blockage of swarf combined with settled oil-based mud and calcium carbonate fallout was the source of the problem. Three attempts with two different types of high-pressure/high-temperature (HP/HT)-rated motors ended unsuccessfully after only short exposure to the extreme downhole temperatures.

As an alternative solution, a fluidic oscillation tool was run on the CT in an attempt to clear the blockage. This method resulted in a successful cleanout followed by an acid treatment of the open hole section in a single run with the same BHA.

### Powerful Hydraulic Coil Tubing Tractor Facilitates Stimulation Application in Extended Reach Wells Thru Completion Operations

**Hussain Alsaood, Abdulrahman Otaibi, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umud Aybar, Schlumberger; Andrew French, WWT International**

Matrix acid stimulation in carbonate formations can often be vital to remove formation damage post drilling and achieve a more uniform production profile. Reaching well total depth (TD) is critical for an effective treatment in extended reach wells (ERWs) completed with an electrical submersible pump (ESP). The ESP completion with minimum restriction of 2.44-in. limits

однородного притока в карбонатных пластах используют матричную кислотную обработку. Для эффективной обработки скважин с большим отходом от вертикали с электроцентробежным насосом (ЭЦН) очень важно довести забойную компоновку до забоя скважины. Наличие в скважине ЭЦН с проходным диаметром 62 мм ограничивает максимальный наружный диаметр ГНКТ и забойной компоновки. Для доведения ГНКТ до забоя лучше всего подходят гидравлические тракторы (Saiood и др., 2018).

Для работы в скважине с таким проходным диаметром можно использовать только ГНКТ с диаметром 50,8 мм и гидравлические тракторы с наружным диаметром 54,0 мм и максимальным тяговым усилием 1,45 т. Предварительное моделирование работ показало, что ГНКТ 50,8 мм и гидравлический трактор размера 54,0 мм не достигнет забоя из-за неблагоприятной траектории, что не позволит успешно провести обработку. В качестве альтернативы можно до установки ЭЦН провести кислотную обработку с использованием ГНКТ размера 73 мм и гидравлического трактора размера 89 мм.

Это позволяет повысить максимальное тяговое усилие до 4,2 т, что гарантирует дохождение до забоя и обеспечивает эффективную обработку. Также ГНКТ размера 73 мм обеспечивает более высокий расход закачки – до 800 л/мин (расход для ГНКТ размера 50,8 мм – 320 л/мин), что позволяет сократить время кислотной обработки, быстрее достичь оптимального расхода закачки, создать сеть протяженных каналов в карбонатном пласте и сократить время работы насосов на 50%. После бурения буровая вышка остается на скважине во время проведения кислотной обработки. Затем производится установка компоновки верхнего заканчивания с ЭЦН с минимальным проходным диаметром.

Данное техническое решение является альтернативой для стандартных работ с колтюбингом в скважинах с большим отходом от вертикали и сужениями в компоновке заканчивания, поскольку основной задачей является проведение обработки по всему интервалу. Данный метод с использованием гидравлического трактора 89 мм на ГНКТ 73 мм позволил успешно провести обработку открытого ствола до забоя на глубине 8230 м в условиях агрессивной скважинной среды.

### **Повышение объема закачки газа на 30% в нагнетательной газовой скважине путем изоляции интервалов в условиях ограничения по проходному диаметру**

**Maria Camila Laguado, Robert Allan Murphy, Weatherford**

Нагнетательная газовая скважина № 31 использовалась для добычи газового конденсата из пластов Барко, Гуадалупе и Мирадор. Нагнетательная скважина обеспечивала закачку 420 000 м<sup>3</sup> газа в день в пласты Барко, Гуадалупе и Мирадор. После определенного периода работы скважины было проведено несколько исследований, которые показали, что газ распределялся неравномерно между тремя пластами, и основной объем газа уходил в верхний пласт Мирадор.

После тщательного изучения проблемы добывающей компанией было принято решение провести работы

the coil tubing (CT) and downhole tools size. Hydraulically powered CT tractors are an ideal solution to pull the CT to TD (Saiood et al. 2018).

The completion minimum restriction only allows for 2-in. CT with 2-1/8-in. OD hydraulically powered CT tractors and a maximum pulling force of 3,200 lbs. Pre-job CT design-aided simulations predicted the 2-in. CT size and a 2-1/8-in. CT tractor would not reach well TD due to unfavorable trajectory and therefore potentially jeopardizing a successful stimulation treatment. An alternative method is to utilize 2-7/8-in. CT combined with a 3.5-in. hydraulically powered tractor to conduct matrix acid stimulation prior to installing the upper ESP completion with restricted ID.

This alternative arrangement allows for a maximum pulling force of 9,200 lbs, ensuring a greater reach in ERWs and effective treatment. It also tolerates higher pumping rates with 2.875 in. CT (up to 5 bbl/min as compared with 2 bbl/min for 2-in. CT), reducing the exposure time of acid on surface, reaching optimum rates faster creating favorable wormholes in the carbonate formation and reducing the pumping operation time by up to 50%. Matrix acid stimulation is then completed with the drilling rig still in position post drilling operations. Thereafter, the upper ESP completion with restricted ID is installed.

This engineered solution provides an alternative for CT interventions in extended-reach horizontal wells featuring completion restrictions, where the main challenge is to maximize the reach for optimum stimulation. The approach of combining the 3.5-in. hydraulically powered tractor with 2.875-in. CT pipe successfully enabled effective stimulation of the openhole section to a 27,000-ft. TD in a challenging downhole environment.

### **Gas Injection Well Zonal Isolation Achieved Despite Wellbore Restrictions, Increases Gas Injection by More than 30%**

**Maria Camila Laguado, Robert Allan Murphy, Weatherford**

A gas injection well 31 was being utilized to aid in the condensate production from the Barco, Guadalupe and Mirador formations. The injection well utilized 15 MSCFD into the Mirador, Barco and Guadalupe formations. After some time in operation and following several injection evaluations, it became clear that most of the gas injected was entering the upper Mirador formation rather than being equally distributed across the three formations as planned.

After an extended review of the situation, the operator decided to work the well over in order to improve the condensate base curve that is associated with the Barco/Guadalupe formations of the neighboring wells. By closing off the perforations in the Mirador, all of the gas

в скважине для повышения эффективности добычи конденсата из пластов Барко и Гуадалупе в соседних скважинах. Было принято решение изолировать перфорационные отверстия в пласте Мирадор, в результате чего газ будет закачиваться в пласты Барко и Гуадалупе, а конденсат будет добываться из двух соседних скважин 40Z и H38. В интервале пласта Мирадор было необходимо изолировать три участка перфорационных отверстий: 4724–4764 м, 4694–4724 м, 4660–4691 м.

#### Секция 16. Обмен знаниями на стендах VIII

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

### Инновационная система механического сдвоенного пакера позволила провести повторную 8-стадийную обработку скважины за одну спуско-подъемную операцию с последующим увеличением приемистости на 2000%. Опыт работ в Индии

**Nikita Kothari, Vikram Unnikrishnan, Matthew Solfronk, Baker Hughes**

После нескольких месяцев эксплуатации нагнетательной скважины на недостаточно высоком расходе закачки по сравнению с соседними скважинами на большом месторождении в Индии приемистость упала практически до нуля. Как правило, на данном месторождении обработка скважин производится прямой закачкой соляной кислоты в НКТ с высоким расходом. Однако результаты таких обработок были неэффективными из-за разных величин проницаемости, пористости и давления в разных продуктивных интервалах.

Первые на данном месторождении для точечной обработки и изоляции интервалов была использована инновационная система сдвоенного пакера с двумя механическими уплотнительными элементами. Система сдвоенного пакера с высоким расходом и давлением была выбрана для проведения точечной обработки нескольких интервалов за одну спуско-подъемную операцию с целью минимизации временных затрат.

В конструкцию компоновки для данной скважины входило два механических пакера с двумя уравнительными клапанами, порт ГРП, а также промысловая секция. Сначала производилась активация нижнего пакера сжатием, затем активация верхнего пакера натяжением, что в результате обеспечивало изоляцию межпакерной зоны. При этом открывался порт ГРП и производилась закачка жидкости по трубам в межпакерную зону. После проведения обработки целевого интервала система сдвоенного пакера деактивировалась по аналогичной процедуре в обратном порядке. Уравнительные клапаны обеспечивали сообщение между всеми секциями компоновки, что позволяло передвигать компоновку вверх по скважине для обработки следующего интервала.

В данной статье представлено описание системы сдвоенного пакера, анализ проведенных работ и извлеченные уроки по итогам первого применения

injection would enter the Barco and Guadalupe formations and be produced in the two adjacent wells, 40Z and H38. The Mirador had three sets of perforations requiring isolation, which are the intervals (15,500-ft – 15,630-ft) / 15,500-ft – 15,400-ft) / (15,290-ft – 15,390-ft).

#### Session 16: Knowledge Sharing ePosters VIII

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

### An Innovative Mechanical Straddle Packer System Enabled Single-Trip, Targeted Re-Stimulation of Eight Stages, Increasing Post-Treatment Injectivity by 2000%: A Case Study from India

**Nikita Kothari, Vikram Unnikrishnan, Matthew Solfronk, Baker Hughes**

After months of sub-optimal injection rates compared to offset wells, injection in an operator's well in a large oil field in India declined to almost zero. The wells in this field have traditionally been stimulated with high-rate bull heading of hydrochloric acid down the production tubing, however, post-treatment results using this technique have demonstrated inefficient stimulation due to permeability, porosity and pressure differences of the heterogeneous pay zones.

An innovative straddle packer system that uses two mechanically activated sealing elements was deployed for the first time in this basin to provide discrete stage isolation. The main objectives of introducing this high-rate, high-pressure straddle system was to perform multiple stimulation treatments, ensuring accurate placement in a single trip; thus minimizing intervention time.

The system used in the subject well was comprised of mechanical packers with double equalizing valves, a treating port, and a cleanout/debris removal section. The lower mechanical packer was set first in compression and the upper mechanical packer was then set in tension, creating zonal isolation for the straddled zone. At the same time, the treating port opened, enabling fluid flow from inside the workover pipe and into the straddle section. When the treatment was placed in the desired zone, the straddle packer was retrieved with the reversed procedure. The equalization ports enabled pressure and fluid communications between all sections, allowing the assembly to move up hole in preparation for the next stage.

This paper provides the description of the mechanical straddle system, operational review and lessons learned during the first deployment of a novel straddle packer system in stimulating eight stages of an injection well. Comparative pre- and post-treatment results are discussed as a measure

инновационной системы для обработки 8 интервалов в нагнетательной скважине. Для оценки эффективности технологии приводится сравнительный анализ показателей до и после обработки. В статье также представлены практические рекомендации по оптимизации временных затрат и сравнение технологии с другими методами обработки.

### Закачка изолирующего раствора для изоляции истощенных интервалов

James Brown, Amr Hassan, Matthew Hall, Halliburton

Истощенные интервалы могут представлять серьезные осложнения для процесса заканчивания или внутрискважинных работ по нескольким причинам, в том числе: поглощения, межпластовые перетоки и низкое давление при ГРП. На текущий момент существует несколько способов проведения обработки или изоляции истощенных интервалов для дальнейшего проведения внутрискважинных работ.

Крупный оператор в Северном море планировал провести перфорацию в пластах В и С после исследований, которые показали, что давление в этих пластах еще может быть высоким. Для этого было необходимо изолировать истощенный интервал пласта А. После проведения второй спуско-подъемной операции по перфорации на кабеле был произведен замер высоты подъема забойной компоновки. Высота подъема соответствовала высоте перетока между только что проперфорированным интервалом и уже существующим истощенным интервалом А. Это не позволило спустить перфорационную компоновку на заданную глубину.

Сервисной компанией было предложено использовать трехмерную систему твердого геля, включающую изолирующий реагент на основе органически сшитого полимера с частицами. Было принято решение закачать данный реагент в призабойную зону с помощью колтюбинга. Глубина проникновения реагента в пласт регулировалась объемами закачки и концентрацией частиц в гелевой системе. Объем закачки был рассчитан исходя из требуемой глубины проникновения 152 мм. Лабораторные испытания показали, что отверждение полимера происходит после 12 часов при статичной забойной температуре, а остаток геля в стволе скважины можно вымыть с помощью колтюбинга.

В общей сложности в скважину было закачено 4,75 м<sup>3</sup> гелевой системы двумя отдельными пачками. Частичная изоляция и сокращение объема поглощения были зафиксированы после прокачки первой пачки объемом 3,2 м<sup>3</sup>. Затем для полной изоляции была прокачана вторая пачка объемом 1,6 м<sup>3</sup>. Опресовка и величина объема поглощений после обработки показали, что почти 90% открытых перфорационных отверстий в истощенном интервале были изолированы с незначительными утечками. До обработки в истощенный интервал уходило более 80% добываемой продукции. Компания-оператор была довольна результатом. После промывки скважины от оставшегося геля была успешно проведена работа по перфорации.

В данной статье представлены: подробности технологического процесса работ; насосное оборудование и ГНКТ, которые были специально

of treatment effectiveness. The paper also includes relevant notes on operational time optimization derived from the field implementation and comparison of other re-stimulation methods.

### Conformance Sealant Slurry Squeeze to Stop Production

James Brown, Amr Hassan, Matthew Hall, Halliburton

Highly depleted zones could represent a major challenge for well completion or intervention because of several issues, including high losses, crossflow, and low fracturing pressure. However, nowadays, there are several options to treat or isolate depleted zones to allow further well completion or intervention.

A major North Sea operator had plans to perforate in Formations B and C formation on a well after determining that they could still be at original pressure and separated from the already producing and depleted Formation A. Following a second perforation run on wireline, tool lift was measured. This tool lift correlated with crossflow from the newly perforated zone to the existing depleted A zone, and did not allow the perforation guns to reach the required total depth (TD).

The service company proposed a three-dimensional rigid gel system comprised of an organically crosslinked polymer (OCP) conformance sealant with particulates. The system, deployed with coiled tubing (CT), was designed to be squeezed into the near-wellbore matrix. The depth of penetration is controlled by adjusting the particulates concentration in the gel system and squeeze volumes. Fluid volumes were calculated to achieve 6 in. of formation penetration. Laboratory tests suggested that the polymer would cure after 12 hours at bottomhole static temperature (BHST) and excess in the wellbore could be jetted out using CT.

A total of 30 bbl of gel system were pumped in two separate batches, with partial isolation and reduction in fluid loss achieved after the first 20-bbl batch. An additional 10-bbl batch was pumped to help ensure isolation. Pressure tests and fluid loss after the second treatment indicated almost 90% of the open perforations in the depleted zone were isolated with minor losses observed compared to a loss of more than 80% in the wellbore before the treatment. The operator was satisfied with the results and, after jetting the excess gel from the wellbore, perforation operations were performed successfully.

This paper discusses in detail the job execution, including CT and pumping equipment which were selected specifically for this operation, and including cleaning and pumping, bottomhole assemblies, running in hole procedures, the pumping schedule; fluid recipe used, and laboratory testing performed to define curing time and rheology.

This paper also highlights challenges faced



подобраны под данную операцию; процесс промывки и закачки геля, забойные компоновки, описание каждой спуско-подъемной операции, график закачки; состав гелевой системы; результаты лабораторных испытаний для определения времени отверждения полимера и реологических характеристик.

Также в данной статье освещаются проблемы, возникшие в ходе работ из-за высокой степени истощения интервала, технические решения этих проблем, а также методы оценки эффективности изоляции во время нахождения ГНКТ в скважине.

#### Секция 17. Обмен знаниями на стендах IX

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

### Контроль обводнения в горизонтальной скважине с помощью технологии тиксотропного раствора. Анализ механизма обводнения

**Andrea Quintero, Eduardo Delgado, Alex Orozco, Halliburton; Mayra Lagos, Jacobo Lopez, Jairo Centeno, Ecopetrol**

Водоизоляционные работы выполняются для снижения обводненности скважин, повышения коэффициента нефтеотдачи, а также для решения широкого спектра различных задач как с точки зрения экологии, так и с точки зрения разработки пласта. Заказчику было необходимо изолировать водоносные горизонты и снизить обводненность в горизонтальном участке скважины. Сначала была определена зона обводнения в нефтедобывающей скважине. Затем было проведено моделирование пласта для определения необходимого количества и типа обработок.

В зависимости от разницы плотностей жидкостей и траектории ствола скважины в процессе традиционных водоизоляционных работ может возникнуть высокая неравномерность обработки по всей длине горизонтального или сильно искривленного участка, что может снизить точность обработки и повлиять на общую эффективность. В данном проекте была использована технология с реагентом с тиксотропными свойствами (способности изменять вязкость). Эта технология позволяет резко увеличить вязкость во время закачки в пласт, что обеспечивает удержание реагента на одном месте, пока происходит сшивание. Это обеспечивает надлежащую изоляцию целевого интервала. Для оптимизации процесса водоизоляционных работ и оценки эффективности изолирующего раствора было проведено моделирование пласта.

Во время закачки изолирующего раствора для изоляции нижнего интервала было замечено повышение давления закачки при входе двух пачек раствора в пласт, что было индикацией начала изоляции. Кроме того, тиксотропные свойства изолирующего раствора позволили удержать пачки раствора в требуемом интервале до тех пор, пока не произойдет полное сшивание для полной изоляции.

После водоизоляционных работ обводненность скважины снизилась почти на 65%, что соответствовало предварительным расчетам.

Успешные водоизоляционные работы в горизонтальном

during execution caused by high depletion, techniques used to overcome these challenges, and methods used to evaluate the success of the isolation while CT is still in hole.

#### Session 17: Knowledge Sharing ePosters IX

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.

### Successful Control of High Water Production with Thixotropic Conformance Technology in a Horizontal Well: Diagnosing the Water Production Mechanism

**Andrea Quintero, Eduardo Delgado, Alex Orozco, Halliburton; Mayra Lagos, Jacobo Lopez, Jairo Centeno, Ecopetrol**

Conformance technology is the application of processes to reservoirs and boreholes to reduce water production, enhance recovery efficiency, or satisfy a broad range of reservoir management and environmental objectives. An operator desired to isolate aquifer zones and reduce water production in a horizontal section. First discussed is problem identification in the oil producing well; following, the application of reservoir simulation to determine the amount of and the most appropriate treatment application is discussed.

Depending on fluid density differences and wellbore deviation, conventional conformance treatments can tend to slump/rise along horizontal or highly deviated sections, compromising the placement accuracy and overall treatment success. The stress-dependent (thixotropic) rheological properties of the conformance technology service used in this project provides rapid viscosity increase during placement, allowing the treatment to remain in place until in-situ crosslinking occurs at a predicted time, helping to provide a competent seal across the targeted area. A reservoir simulator was used to optimize the design of a conformance treatment and to evaluate the efficiency of the conformance solution.

During pumping of the conformance system for the isolation of the lower zone because of water problems, it was observed that the entrance of the two sealing systems to the formation increased the pumping pressure, showing the sealing effect. Additionally, the thixotropic characteristic of the conformance sealant could help keep the systems in place until they acquired the consistency to complete the isolation of the water zone.

Water production after conformance treatment was reduced by almost 65%, aligned to the expected results from diagnostics.

A successful conformance operation was completed in a horizontal section, overcoming the natural tendency of standard fluids to slump/rise along horizontal or highly deviated sections. The proper conformance diagnostics with a reservoir

участке скважины позволили решить проблему, характерную для стандартных изолирующих растворов, – неравномерное распределение по длине горизонтального или сильно искривленного участка. Важную роль в успехе проекта сыграли точное определение интервалов обводнения и моделирование пласта.

### Интегрированный подход к повышению эффективности и снижению операционных затрат при проведении исследований на ГНКТ с оптоволоконным кабелем

Stephen Butz, Troy Williams, Caitlin McCarthy, Halliburton

В статье представлен отчет о способе повышения операционной эффективности путем использования ГНКТ с оптоволоконным кабелем для проведения распределенного измерения температуры и акустических колебаний одновременно с разбуриванием. В скважинах с нестандартными компоновками заканчивания (Plug & Perf или сдвижные муфты) перед запуском скважины в эксплуатацию проводится разбуривание и промывка ствола скважины на КРС или ГНКТ. Как правило, разбуривание и промывка – это отдельная спуско-подъемная операция. В случае необходимости исследований после разбуривания выполняется вторая спуско-подъемная операция на КРС, ГНКТ или кабеле. Стремление добывающих компаний сократить денежные и временные затраты при вводе скважины в эксплуатацию делает актуальным поиск альтернатив вышеописанному методу.

Объединение операций разбуривания и исследований в одну позволило значительно повысить операционную эффективность работ для компании-оператора. Это позволило сократить время проведения работ и минимизировать количество спуско-подъемных операций, необходимых для ввода скважины в эксплуатацию. Данный метод обеспечивает сокращение длительности останова скважины и времени обработки данных исследований. За 2018 год совместная операция по разбуриванию и исследованиям была выполнена в 31 скважине. Разбуривание пробок ГРП/седел муфт/песчаных пробок было выполнено до забоя на ГНКТ с оптоволоконным кабелем. Для сбора данных исследований всего интервала скважины была использована та же ГНКТ во время той же спуско-подъемной операции. Эти данные предоставили оператору всю необходимую информацию о конструкции компоновки заканчивания и интервалах ГРП. Объединение операций исследования и разбуривания позволило повысить операционную эффективность, снизить денежные затраты на \$ 100,000, а длительность работ – в среднем на 36 ч.

#### Секция 18. Обмен знаниями на стендах X

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

### Применение инструмента для корреляции глубин на трубах с беспроводным модулем гамма-каротажа

Elias Temer, Sebastien Catheline, Nahomi Zerpa-Mendez, Carlos Merino, Schlumberger

simulator was vital to the success of this project.

### Using Simultaneous Services to Provide Operational Efficiency Gains and Reduce Operational Costs for Coiled Tubing/ Fiber Diagnostic Services

Stephen Butz, Troy Williams, Caitlin McCarthy, Halliburton

A case study is presented on increasing operational efficiencies using fiber optic-equipped coiled tubing to perform distributed temperature sensing (DTS) and distributed acoustic sensing (DAS) in conjunction with millout operations. In unconventional with plug-and-perf or sliding-sleeve completions, hydraulic workover or coiled tubing is deployed to millout and clean the wellbore to total depth (TD) before the well can be put on production. Traditionally, the millout and cleanout process is a standalone operation. In the event a diagnostic service is performed on the well, a workover rig, coiled tubing unit, or wireline would be deployed in a second intervention after the initial millout is performed. This method presents a challenge to operators who want to bring wells online in a timely and economical manner.

By combining the millout and diagnostic capabilities into a single operation, operational efficiencies were significantly increased for the operator. Operators were able to minimize exposure to in-well operations and reduce the number of interventions necessary to bring a single well online. This resulted in a reduction of well shut-in time and faster data turnaround time on diagnostic evaluation. Simultaneous milling and diagnostic services were completed on 31 wells throughout 2018. Plug/Sleeve/Sand millouts were performed to well TD with a fiber-optic capable coil-tubing unit. Then the same work string was used to gather diagnostic data on the entire completion interval during the same run. These diagnostic data were collected and provided to the operator in an effort to better understand the completion design and hydraulic fracture placement. The operational efficiency gained by deploying diagnostic services in conjunction with the millout services lowered the operator's operation costs by USD 100,000 and operations time by 36 hr on average.

#### Session 18: Knowledge Sharing ePosters X

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.

### Smart Reservoir Depth Correlation with Tubing Conveyed Wireless Gamma Ray Position Tool – Case Studies

Elias Temer, Sebastien Catheline, Nahomi Zerpa-Mendez, Carlos Merino, Schlumberger

Корреляция глубин перед перфорацией является необходимым этапом испытания пласта, чтобы свести к минимуму неопределенность данных о пласте. На текущий момент существуют три основных метода корреляции глубин: подсчет труб, физическое определение глубины известного элемента в скважине и гамма-каротаж на кабеле, который является наиболее распространенным методом благодаря точности и объему записанной информации. Однако корреляция глубин с помощью гамма-каротажа требует дополнительного времени (от 6 до 8 часов), что приводит к повышению затрат для компании-оператора. В статье представлен новый инструмент для корреляции глубин, который устанавливается непосредственно в компоновку пластоиспытателя. Питание инструмента осуществляется с помощью беспроводной акустической забойной системы телеметрии, которая обеспечивает определение глубины в режиме реального времени, что исключает необходимость в отдельной спуско-подъемной операции на кабеле. Установка беспроводного модуля гамма-каротажа в пластоиспытатель радикально меняет процесс проведения испытания пласта и позволяет значительно сократить время работ. Это показано на примере последней работы в Катаре.

### Новая забойная компоновка колтюбингового бурения для вырезки окон малого диаметра в обсадной колонне в условиях высоких температур

**Stefan Krueger, Kai Schoenborn, Baker Hughes Germany**

В данной статье представлена новая компоновка колтюбингового бурения в условиях высоких температур техническими усовершенствованиями, которые позволяют расширить границы допустимых температур и работать в более агрессивных средах. В статье представлены первые результаты полевых испытаний компоновки для вырезки окон в обсадной колонне в условиях высоких температур.

Представленная компоновка включает в себя модули электроники нового поколения с усовершенствованными техническими характеристиками для работы в сложных условиях. Разработанная конструкция обеспечивает защиту от воздействия высоких температур на модули электроники, различные встроенные датчики и такие механические компоненты, как модуль гидравлики. В статье описаны подробности технических усовершенствований и обзор тренда перехода сегмента рынка бурения на колтюбинге к скважинам с высокими температурами. В статье представлены результаты первых испытаний новой компоновки на Ближнем Востоке, а также способы применения компоновки.

#### Секция 19. Обмен знаниями на стендах XI

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

### Гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени. Обзор проблем и технических возможностей для полевых работ

**Vanessa Vera, Carlos Torres, Halliburton; Josue Higuera, Equion**

Depth correlation before perforation is crucial in reservoir testing, to minimize the uncertainties about the reservoir being tested. Currently, three main methods are used to correlate to depth: simple pipe tally, tag of a known element in the well, or a wireline gamma ray (GR) log – which is the most accepted method, owing to its precision and track record. Wireline GR correlation, however, requires additional time (6 to 8 hours), translating into cost for the operator. We describe a new depth correlation tool, which is mounted directly in the drillstem test (DST) string and is enabled by a downhole wireless acoustic telemetry system, that provides correlation algorithm in real time without the need for extra wireline intervention. The introduction of a wireless-enabled GR measurement into the DST string radically changes the workflow for DST operations and results in significant reduction of rig time, as shown by one of our latest job campaigns in Qatar.

### New High Temperature Coiled Tubing Drilling Bottom Hole Assembly Enables Slimhole Re-Entry Drilling in Challenging High Temperature Wells

**Stefan Krueger, Kai Schoenborn, Baker Hughes Germany**

The following paper presents a new high temperature Coiled Tubing Drilling (CTD) Bottom Hole Assembly (BHA) with its technical improvements and adjustments needed, to operate beyond previous temperature limitations and in more challenging formations. It summarizes the field-test results and first achievements of the BHA in the increasing High Temperature (HT) re-entry drilling environment.

The introduced HT CTD BHA incorporates a new generation of electronics and adjusted technical solution to operate in this challenging environment. The developed designs address the increased temperature impact to the downhole electronics, the various integrated sensors and mechanical components like the oil hydraulic system of the BHA. Details on these technical improvements are provided in combination with an overview on the changing CTD market segment to higher temperature application. The results and performance of the new CTD BHA within the first deployments in the Middle East are presented, and details of the associated application are provided.

#### Session 19: Knowledge Sharing ePosters XI

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.

### Real-Time Hybrid Coiled Tubing Technology: A Review of Challenges and Opportunities in Field Operations

**Vanessa Vera, Carlos Torres, Halliburton; Josue Higuera, Equion**

Осложнения в ходе внутрискважинных работ открывают возможности для разработки новых технологий с целью повышения эффективности. Революционная гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени представляет собой новую эру внутрискважинных исследований. В данной статье описаны результаты трех лет полевых работ с использованием гибридной технологии ГНКТ. Возможность анализа и принятия решений в режиме реального времени позволила усовершенствовать технологический процесс с точки зрения денежных затрат, логистики, операционной эффективности и технологии.

Ранее для работы с данными в реальном времени использовался кабель. При работе с таким кабелем зачастую необходимо остановить скважину и выполнить несколько спуско-подъемных операций во избежание технических проблем (например, подъем инструмента в скважинах с высоким дебитом). Технология ГНКТ с электрическим кабелем позволяет снизить время остановки скважины. Однако при этом накладываются ограничения на тяговое усилие гибкой трубы, а также на расход и тип прокачиваемой жидкости. Технология ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволяет полностью исключить необходимость в остановке скважины и не накладывает ограничения на тяговое усилие, расход и тип прокачиваемой жидкости. Однако ресурс источника питания накладывает ограничение на время спуско-подъемной операции.

За три года было выполнено более 300 км проходки ГНКТ в скважинах на восточном предгорье Колумбии. Гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени позволила выполнить работу в таких сложных условиях, как высокий дебит по газу и высокая степень искривления ствола скважины.

Технология включает в себя архитектуру открытых систем, которая дает возможность прокачивать любой тип жидкости на разных расходах через гибкую трубу и гибридный забойный инструмент. Кроме того, данная система совместима с любыми электрическими или механическими инструментами. Соединение выполняется через адаптер, который позволяет собрать компоновку за один монтаж. Таким образом, технология не требует дополнительного монтажа и демонтажа для проведения различных работ. Непрерывная подача питания позволяет проводить работы без ограничений по времени или питанию.

Статья описывает результаты предыдущих работ, в рамках которых с помощью гибридной технологии ГНКТ со сбором данных в реальном времени за одну спуско-подъемную операцию было выполнено несколько задач: изоляция интервалов, каротаж во время закачки, исследование компоновки заканчивания, перфорация на депрессии с очень длинными забойными компоновками.

Гибкость описанной технологии открывает широкий спектр возможностей для решения новых отраслевых проблем без эксплуатационных ограничений.

### Успешный опыт применения волновой технологии в нагнетательной скважине в песчанике на севере Кувейта

Abdulaziz Sajer, Ali Alsabec, Ahmad Eldaoushy, Adel Attia, Manayer Al-Sardi, Shouq Al-Abdulmuhsen, Kuwait Oil Company

Well intervention challenges present opportunities to develop new technologies that increase operation efficiency and effectiveness. A revolutionary real-time hybrid coiled tubing (CT) service marks a new era of informed interventions. This paper highlights the results from 3 years of field operations using this real-time hybrid CT technology to improve well interventions economically, logistically, operationally, and technically by performing analysis and making decisions in real time.

Previous techniques used wireline units to perform real-time operations, which often required production shut-in and multiple runs to avoid operational issues (i.e., tool lifting in wells with high production rates). CT electric line units mitigate the shut-in requirement, but reduce the pipe pulling capabilities and limit the fluids and rates to be pumped through the pipe. CT with fiber-optics technology helps eliminate the shut-in requirement and the fluids and rates restrictions, without affecting the CT pulling capabilities. However, operating time is limited because of the power source life.

During the 3-year period, more than 1 million running feet of CT well interventions were performed in the eastern foothills of Colombia, where challenging conditions, such as high gas production rate, high tortuosity, and dogleg severity, were overcome using the real-time hybrid CT service.

The real-time hybrid CT service includes an open architecture system that provides the capability to pump any fluid type at different rates through the CT and hybrid downhole tool. Additionally, the system is compatible with all electric and mechanical tools using a plug-and-play adapter to attach tools in a single rig up, which helps eliminate additional rig up and rig down of units to perform other types of well interventions. A continuous power supply allows operations to be performed without time or power constraints.

This paper reviews previous case histories in which multiple interventions were successfully performed in a single run using real-time hybrid CT technology, including zonal isolation, well surveillance, access recovery, stimulations, production logging, injection logging, completion visualization, and perforating under extreme underbalanced conditions with extremely long bottomhole assemblies (BHAs).

The flexibility of the real-time hybrid CT technology provides multiple opportunities to address new challenges in the oil industry without limits.

### Successful Application of Power-wave Stimulation Technology In a Dumpflood Injector In Sandstone Reservoir In North Kuwait

Abdulaziz Sajer, Ali Alsabec, Ahmad Eldaoushy, Adel Attia, Manayer Al-Sardi, Shouq Al-Abdulmuhsen, Kuwait Oil Company

Повышение нефтеотдачи является сложной задачей для добывающих компаний по всему миру. Решение данной задачи требует непрерывного поиска и внедрения новых технологий и изучения передового опыта. Заводнение – один из самых надежных методов добычи, который в течение многих лет использовался во всем мире для поддержания давления в пласте и максимального охвата в истощенных коллекторах без водоносного горизонта.

В данной статье представлен опыт проведения работ на нагнетательной скважине, предназначенной для поддержания давления в нефтеносном пласте, из которого добывается наибольший объем нефти всего месторождения. С самого этапа заканчивания скважины была отмечена низкая приемистость пласта из-за загрязнения призабойной зоны. Стандартные способы обработки не оказали длительного эффекта. Поэтому было принято решение провести интенсивную кислотную обработку для повышения приемистости с использованием технологии нагнетания с помощью осциллятора. Эта технология обеспечивает более глубокое проникновение в пласт и более равномерное распределение нагнетаемой жидкости. Для планирования работ и подбора рецептуры кислотного раствора были проведены: причинно-следственный анализ, исследования керна, анализ истории эксплуатации скважины. В процессе работ с осциллятором использовалась та же рецептура кислотного раствора, которая использовалась при стандартном методе обработки ранее.

В результате кислотной обработки с осциллятором было отмечено значительное повышение приемистости по сравнению со стандартными методами обработки. Анализ проведенной работы показал повышение расхода нагнетания жидкости в 2 раза. В соседних добывающих скважинах было отмечено повышение пластового давления, что подтверждает эффективность нового способа обработки. Такие многообещающие результаты открывают новые возможности для оптимизации добычи в соседних скважинах и значительного повышения нефтеотдачи.

В данной статье представлен нестандартный метод технологии кислотной обработки, который обеспечивает повышение приемистости в нагнетательных скважинах по сравнению с традиционными методами. Данная технология открывает новые возможности для повышения приемистости нагнетательных скважин. В дальнейшем технологию можно применить на всем месторождении для повышения нефтеотдачи из истощенного пласта.

### Секция 20. Обмен знаниями на стендах XII

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

## Применение ГНКТ с методом контроля столба жидкости в скважине

Ben Talbot, Shell

Проект по восстановлению добычи Nelson N-20 был разработан для восстановления уровня добычи в 240 м<sup>3</sup>/сут после того, как скважина была остановлена в

Maximizing oil recovery is a very challenging assignment to oilfield operators worldwide. This requires additional and continuous adoption of new technologies and best practices. Water flooding is one of the most reliable recovery technique and been used for many years around the world to pressure support to the reservoir and minimize the bypassed oil in depleted reservoirs with no aquifer support.

This paper is presenting a case of well that was drilled and completed as a dumpflood well to provide pressure support to an oil-bearing zone that contributes most of the field's production. Dumping rates have showed poor performance due to near wellbore damage since completion. Many conventional stimulation trials were carried out with no sustained success. The well was selected for an advanced acid stimulation technique to improve the dumping rate by using the concept of Oscillating Fluid Injection. This process achieves deeper treatment penetration and more uniform fluid distribution. Root cause analysis, core analysis and well history have been used to optimize the job procedures and acid recipe to remove the suspected damage. The above-mentioned process treated the target zone with the same acid recipe that has been used in the previous conventional acid stimulation job.

The results of this advanced process showed a significant improvement in well injectivity compared with previous acid stimulation techniques. The post treatment evaluation showed an increased dumping rate by two times. The increased flowing bottomhole pressures observed in the surrounding producing wells confirm the direct benefit of the improved injectivity and consequent pressure support. These promising indications have opened new production optimization opportunities in the nearby wells to add significant oil gain.

This paper presents an unconventional method of acid stimulation technology in the improvement of injectivity in surface injection and dumpflood injectors compared with conventional techniques. This technology has opened new opportunities for improving the injectivity of the dumpflood wells, and go for full field implementation to maximize the oil recovery from depleted reservoir.

### Session 20: Knowledge Sharing ePosters XII

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.

## Deploying Coiled Tubing Using the Low Head Method of Well Control

Ben Talbot, Shell

The Nelson N-20 production restoration project was created to restore >1,500 bopd after the well was shut in in May 2018 due to excessive sand

мае 2018 года из-за большого выноса песка в результате повреждения фильтров в компоновке заканчивания открытого ствола. Была поставлена задача провести перфорацию интервала горизонтального участка длиной 150 м и установить компоновку фильтров длиной 580 м в текущую компоновку заканчивания. Изначально рассматривался метод спуска перфораторов и фильтров в работающую скважину, однако из-за высоких затрат было принято решение отказаться от этого метода. Уровень жидкости в скважине был ниже устья, поэтому было принято решение контролировать столб жидкости не на устье, а в скважине. Это позволило произвести спуск перфораторов и фильтров эффективно и безопасно. Проведение такой работы без полноценного бурового оборудования на устье было первым опытом для компании Shell в Соединенном Королевстве. Поэтому перед работой было проведено тщательное планирование. Техническая реализация контроля за скважиной была выполнена с привлечением лучших отраслевых специалистов компании Shell, что дало уверенность в успехе операции. Работы были выполнены в июне 2019 года. В процессе промывки было зафиксировано повреждение хвостовика на участке продуктивного интервала, в результате чего получилось провести перфорацию длиной только 42 м и установить компоновку фильтров длиной 480 м. Тем не менее работа была выполнена успешно, что подтверждает эффективность метода контроля столба жидкости в скважине для упрощения технологического процесса внутрискважинных работ такого типа и снижения затрат.

### Диагностика и устранение утечек в сложных условиях для восстановления добычи в ключевой газовой скважине в дельте Нила в Египте

**Maria Leticia Vazquez, Schlumberger; Mostafa Marie, Ehab Salama, Ahmed Abdel Rahman, Bronislav Vago, SUCO; Khaled Ziada, Mahmoud Sharab, Nader Sabaneh, Meirbek Ikhsanov, Schlumberger**

В газовой скважине в районе города Дисук в дельте Нила в Египте компания Suez Oil Company обнаружила проблемы с целостностью из-за предполагаемой утечки в НКТ размером 89 мм. Утечка привела к остановке скважины и полной остановке добычи. Спуск многорычажного каверномера показал, что на стенках образовалась коррозия, однако точное местоположение утечки определить не удалось. Для восстановления добычи компания Suez Oil Company начала поиск технологии определения точной глубины утечки и дальнейшего ремонта без привлечения бурового станка. Однако проведение стандартных работ с канатной техникой не позволило бы определить точную глубину утечки и обеспечить сбор данных в реальном времени для подтверждения успешного ремонта. Для определения точной глубины утечки в НКТ в режиме реального времени были проведены работы по спуску каротажных инструментов на электрическом кабеле (кварцевый манометр, термометр и расходомер). После определения глубины утечки в скважину была спущена система сдвоенного пакера на канате с кабелем. После устранения утечки скважина была снова запущена в эксплуатацию.

production from a failed open hole standalone sand screen completion. The aim was to perforate ~490 ft of the horizontal reservoir section and install a 1900 ft screen assembly inside the completion. To deploy the guns and screens a live well deployment system was considered however ruled out due to the high project costs. As the well is sub-hydrostatic, the low head method of well control was utilized, managing a column of fluid subsurface, rather than at surface. This enabled the guns and screens to be deployed safely and cost effectively. As this was the first time Shell UK would carry out this operation without a functioning drilling package, a sharp focus was put on the planning stage to ensure success. Technical assurance on the well control aspects of the operation from across the wider Shell company and across the industry gave the team confidence to proceed. The operation was executed in June 2019, unfortunately encountering a liner damage in the reservoir section during the well clean up stage and resultantly were only able to perforate 138 ft and deploy a 1,571 ft screen assembly. However, the operation was completed safely, with technical success and proves that the low head method can be used for intervention activities of this sort and can simplify and take cost out of complex operations.

### Diagnose and Remediate Leak on Constrained Operating Conditions Brings Back to Production Important Gas Well in Egypt Delta Region

**Maria Leticia Vazquez, Schlumberger; Mostafa Marie, Ehab Salama, Ahmed Abdel Rahman, Bronislav Vago, SUCO; Khaled Ziada, Mahmoud Sharab, Nader Sabaneh, Meirbek Ikhsanov, Schlumberger**

Suez Oil Company in Egypt encountered well integrity issues due to a suspected leak in a 3 ½-in completion, in a gas well in Desouq, Nile Delta Region. This led to well closure and consequent loss of production. The memory multi-finger caliper was showing pitting but was not conclusive on identifying the leak point. Suez Oil Company required a rig-less solution to diagnose and pinpoint the leak and repair the well, so production could resume. However, conducting well intervention techniques on conventional slickline could not provide precise depth placement, much less real-time control and monitoring capabilities to confirm operations. Production logging services were deployed on E-line to detect the leak point in the tubing in real time by the variation of the quartz gauge's pressure and temperature measurements and spinner rotation associated with the flow. Once the Leak point was properly identified, Straddle system was deployed to remediate the leak, utilizing digital slickline, and the well was placed back into production.

## Секция 21. Обмен знаниями на стендах XIII

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

### Сравнение скважинного трактора малого диаметра на ГНКТ различного размера в трех скважинах. Анализ проведенных работ

A. Saeed, Saudi Aramco; A. French, N. B. Moore, WWT International

Для проведения внутрискважинных работ используются различные размеры ГНКТ, каждый из которых имеет свои преимущества и ограничения, в том числе: максимальный расход закачки, логистика, усталостный ресурс трубы. Скважинные тракторы используются в скважинах с большим отходом от вертикали для обеспечения дохождения гибкой трубы до требуемой глубины в горизонтальном участке скважины. Задачей данного исследования было сравнение эффективности скважинного трактора малого диаметра на ГНКТ двух размеров: 50,8 мм и 60,3 мм.

На нескольких скважинах с помощью программного обеспечения был проведен анализ нагрузок на ГНКТ с различными коэффициентами трения, рассчитанными по данным с предыдущих работ на этом месторождении. Для исследования были подобраны три скважины-кандидата, в которых без применения трактора происходил прихват ГНКТ. Достижение забоя было возможным только с применением трактора на ГНКТ размером 50,8 мм и 60,3 мм. Для оценки эффективности скважинного трактора в забойную компоновку были включены датчики давления и натяжения со сбором данных в реальном времени.

В ходе работ было зафиксировано, что ГНКТ 60,3 мм достигла большей глубины до момента активации трактора по сравнению с ГНКТ 50,8 мм. Также проведенные работы подтвердили, что применение трактора позволило обеспечить дохождение ГНКТ до глубины, значительно превышающей расчетную глубину прихвата, как для размера 50,8 мм, так и для 60,3 мм. Затем на каждой из трех скважин были успешно проведены кислотные обработки. Результаты исследования показали, что гидравлический скважинный трактор малого диаметра обеспечивает увеличение дохождения ГНКТ размером 50,8 мм и 60,3 мм для проведения дальнейшей кислотной обработки в открытом стволе.

Результаты исследования подтверждают эффективность применения гидравлического трактора для увеличения дохождения ГНКТ 50,8 мм и 60,3 мм в скважинах с большим отходом от вертикали.

### Внутрискважинные работы в скважинах с компоновками заканчивания с системой контроля притока

Vladimir Stepanov, Pierre Ramondenc, Adnene Mhiri, Dmitriy Abdrazakov, Konstantin Burdin, Yerzhan Konysbayev, Alexander Slobozhaninov, Anvar Amangeldiyev, Schlumberger; Campbell Kinnear, Bauken Sultanov, Tengizchevroil

Добывающие компании по всему миру все чаще используют компоновки заканчивания с системой контроля притока для управления процессом добычи и мониторинга профиля притока. При внедрении систем контроля притока важно проводить анализ

## Session 21: Knowledge Sharing ePosters XIII

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.

### Analysis and Case Study: Comparing CT Slim Tractor Performance Using Different CT Sizes in 3 Wells

A. Saeed, Saudi Aramco; A. French, N. B. Moore, WWT International

For coiled tubing stimulations each CT size offers various advantages and limitations, including but not limited to; maximum pump rate, logistics, fatigue life and cost. In extended reach (ERD) wells CT Tractors can be utilized to improve coiled tubing (CT) access of the horizontal section of the well-bore. The objective of this study was to compare the performance of a slim CT tractor with various sizes of CT, namely 2" and 2-3/8".

Tubing Force Analyses (TFA) were performed for a group of wells using CT modeling software with friction coefficients back modeled from previous CT interventions in the same field. Three similar candidate wells were chosen where CT was predicted to lockup prior to reaching Total Depth (TD) without the use of a tractor, and where TD was able to be reached with the use of a tractor for both 2" and 2-3/8" CT. During field operations down-hole pressure sensors and tension compression sub were included in the BHA to verify the effectiveness of the CT tractor with live readings.

The field operations demonstrated that 2-3/8" CT reached further in the wellbore prior to activating the tractor. The operations confirmed that the slim hydraulic CT Tractor was able to pull both 2" and 2-3/8" CT a significant distance past CT lockup depth. Matrix stimulations were successfully performed on each of the 3 wells. The study concludes that both 2" and 2-3/8" CT combined with a hydraulic slim tractor were both appropriate solutions to access extended reach open hole for Matrix stimulation operations.

Production engineers have case study results to show the effectiveness of using 2" vs 2-3/8" CT with a slim hydraulic tractor to access ERD wells for stimulation operations.

### Shedding Light Upon Interventions in Wells with Conformance Control Completion

Vladimir Stepanov, Pierre Ramondenc, Adnene Mhiri, Dmitriy Abdrazakov, Konstantin Burdin, Yerzhan Konysbayev, Alexander Slobozhaninov, Anvar Amangeldiyev, Schlumberger; Campbell Kinnear, Bauken Sultanov, Tengizchevroil

It is becoming more common for operators around the world to use alleged conformance control completions as a means of managing

эффективности на самых ранних стадиях проекта. Это позволит обеспечить максимальный приток из всех продуктивных интервалов и правильное разобщение пластов, поскольку это оказывает значительное влияние на дальнейший процесс разработки всего месторождения. Всесторонний анализ должен включать в себя определение точных глубин изоляции интервалов до и после кислотной обработки, распределение флюидов в скважине во время обработки, а также анализ целостности компоновки заканчивания.

Анализ целостности компоновки заканчивания с помощью установки систем забойного мониторинга является дорогостоящим методом, который подходит для длительного мониторинга. Другим методом является проведение исследований на кабеле. Однако такие исследования предоставляют ограниченный объем данных. Альтернативным методом является использование специальной интегрированной системы ГНКТ для сбора и анализа данных. Предлагаемый метод использует систему распределенного измерения температуры и технологию передачи данных в реальном времени. Это позволяет быстро получить информацию о текущем состоянии ствола скважины и межпластовых перетоках для принятия правильных решений по оптимизации обработки скважины.

В данной статье приведен пример успешного применения данной технологии в 10 скважинах с разобщением 40 интервалов в карбонатном пласте в Каспийском регионе. Данные по результатам распределенного измерения температуры позволяют определить уникальный профиль притока в каждой точке ствола скважины. В статье представлены данные, собранные по результатам распределенного измерения температуры длительностью от 30 минут до 6 часов. Измерения проводились до и во время кислотной обработки каждого интервала. Данные о температуре позволяют определить характер притока флюидов в скважине: зоны межпластовых перетоков, глубины утечек, интервалы успешно проведенной обработки и другую информацию. Затем определенный по результатам исследований характер притока флюидов подтверждается с помощью точечных исследований. Важным выводом является то, что существует несколько типов межпластовых перетоков и утечек (например, через пласт/матрицу или через колонну). Полученные данные можно использовать для оптимизации технологического процесса обработки и повышения эффективности.

Данные о профиле распределенной температуры и результаты точечных исследований в совокупности предоставляют точную информацию о скважине и характере притока, что позволяет оптимизировать стратегию проведения обработок.

#### Секция 22. Обмен знаниями на стендах XIV

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

**Исследования скважины с полностью контролируемым инструментом переключения на электрическом кабеле позволили исключить необходимость в капитальном ремонте. Отчет о работе**

inflow zones and controlling production.

When this type of completion is introduced in a field, it is extremely important to analyze its effectiveness at very early stages of the project to achieve maximized zonal contribution together with proper compartmentalization in current and subsequent completions, since this will have a significant impact on the future life of the entire field. A thorough analysis should include understanding zonal isolation before and after acid stimulation, fluid distribution inside the compartments during the treatment, and confirmation of completion integrity.

Analyzing completion performance by introducing additional downhole monitoring systems or devices is costly and is more appropriate for the long term. Another option, surveillance with wireline technology, may not provide definite conclusions due to limited acquisition extent. Alternatively, coiled tubing (CT) can provide a fit-for-purpose integrated solution to data acquisition and analysis challenge. The proposed approach uses distributed temperature sensing technology along with real-time data streaming capabilities to provide an instantaneous insight on wellbore dynamics, thus enabling informed decisions on treatment optimization, as well as yielding reliable information on interzonal communication.

This study is based on a success story of intervening with CT on 10 wells, with a total of 40 compartments in a carbonate reservoir in the Caspian region. Distributed temperature evolution models are used to build a signature library characteristic of specific flow events in the wellbore. The study consists of distributed temperature surveys lasting from 30 minutes to 6 hours that were acquired before and during the acid stimulation of each conformance compartment. Unique temperature features are identified in specific flow events, such as communication between compartments, loss of completion integrity, and effective stimulated area determination, to name a few. Those events are hypothesized and corroborated using downhole point measurements. A significant finding is that communication between zones occurs through several possible paths (i.e., through the formation/matrix or via the completion). The stimulation strategy can be modified accordingly, leveraging downhole data to maximize completion efficiency.

This combination of transient distributed temperature and point measurement data provides an insight into wellbore and reservoir flow dynamics and facilitates an optimized stimulation strategy.

#### Session 22: Knowledge Sharing ePosters XIV

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.



**Mark Milkovich, Amanda Olivio, Brandon Christa, Thomas Mauchien, Jesse West, Schlumberger; Ronnie Burger, Hess; Clement Laplane, Ben Durand, Schlumberger**

В скважине произошло повреждение сдвижной муфты, управляемой с устья. Данные, полученные с помощью инструмента переключения на электрическом кабеле, позволили выбрать метод восстановления гидравлического контроля за муфтой без необходимости извлекать всю компоновку заканчивания.

Компания-оператор спроектировала компоновку умного заканчивания, включающую управляемые сдвижные муфты, активируемые гидравлически с устья. Такая конструкция позволяет закрыть муфту при необходимости. На данной скважине сдвижные муфты не удалось открыть. Кроме того, было невозможно определить глубину установки этих муфт. Вывод о возможной неисправности муфт был сделан после того, как скважину не удалось запустить в эксплуатацию после спуска компоновки заканчивания. Перед проведением дорогостоящих работ по извлечению и замене компоновки заканчивания в скважину был спущен инструмент переключения муфт малого диаметра для исследования состояния управляемых сдвижных муфт.

Инструмент позволил успешно войти в зацепление с профилем сдвижных муфт и провести несколько циклов открытия/закрытия со сбором данных с инструмента и скважинных датчиков в реальном времени. Это позволило провести детальный анализ полученных данных и принять обоснованное решение по выбору варианта ремонта без необходимости длительной и дорогостоящей операции по извлечению компоновки заканчивания.

Данное исследование показало эффективность полностью управляемого инструмента переключения на электрическом кабеле для устранения неисправностей и выявления причин неработоспособности оборудования заканчивания. Возможность контроля за усилием переключения и расходом жидкости с помощью встроенных датчиков позволила получить детальную информацию для анализа состояния скважины в реальном времени и эффективного устранения неисправностей. В результате применение инструмента переключения позволило избежать работ по капитальному ремонту и сэкономило компании-оператору 60 миллионов долларов.

### **Разработка технологии электрогидравлического трактора с механическими компонентами обеспечила проведение точного, полностью управляемого, высокоэффективного фрезерования элементов компоновки заканчивания**

**Stuart Murchie, Gerald McInally, Bård Tinnen, Kristine Gabrielsen, Altus Intervention**

Компоновка заканчивания скважины является неотъемлемой частью конструкции скважины. Каждый элемент компоновки подбирается под требуемые задачи. Существует широкий выбор различного оборудования заканчивания: от простых посадочных профилей для извлекаемых пробок до клапанов с конструкцией различной сложности для этапов заканчивания или

### **Well Diagnostics Led to Preventing Well Workover Using Fully Controllable Electrical-Line Powered Shifting Intervention Tool: A Case Study**

**Mark Milkovich, Amanda Olivio, Brandon Christa, Thomas Mauchien, Jesse West, Schlumberger; Ronnie Burger, Hess; Clement Laplane, Ben Durand, Schlumberger**

Through the utilization of the feedback from an electric-line shifting tool, the operator was able to design an intervention to restore hydraulic control of a failed surface-controlled adjustable sliding sleeve without pulling the entire completion.

The smart well completions designed by the operator incorporated adjustable sliding sleeves activated hydraulically from the surface to provide downhole choking capability. In this case study, the adjustable sliding sleeves had failed closed and its position could not be determined. The sliding sleeves appeared to fail hydraulically as the well could not be brought onto production after the running of the initial completion. The fully instrumented slim electrical-line shifting tool was deployed to diagnose the condition of the adjustable sliding sleeves, in-situ, before committing to a major workover intervention to pull and replace the completion.

With the slim electrical-line shifting tool, the operator was able to successfully latch into the shifting profile and perform a series of shifting operations capturing the real-time data from the shifting tool and the production platform hydraulics and well sensors. This enabled analyzing, diagnosing, and making an informed decision on the best options on how to intervene without the time and cost intensive operation of pulling the completion.

This case study demonstrated the value of a fully controllable instrumented electrical-line powered shifting tool for the purposes of troubleshooting and diagnosing of completion problems. Its ability to adjust force and displacement with on-board sensors provided feedback for effectively troubleshooting and diagnosing the condition of well components downhole in real time. Ultimately, the deployment of the instrumented slim shifting tool mitigated a full workover and saved the operator USD 60 million.

### **Electrohydraulic Tractor and Associated Mechanical Technology Platform Developments Deliver Precise, Controlled and Highly Effective Capability for Efficient Completion Component Milling**

**Stuart Murchie, Gerald McInally, Bård Tinnen, Kristine Gabrielsen, Altus Intervention**

Completion components integral to well design are selected for their required functionality. These components range from simple profiles used for

эксплуатации. Часто производятся работы по удалению элементов заканчивания, если они неисправны либо представляют препятствие для дальнейших работ или для притока флюидов. В данной статье представлены два отчета о работах по фрезерованию элементов заканчивания, которые были успешно выполнены благодаря применению новейших разработок в области совмещения технологии скважинного трактора и механических инструментов.

Электрогидравлические тракторы были разработаны в середине 1990-х. Изначально они предназначались для спуска инструментов на электрическом кабеле в сильно искривленных участках скважин. Затем в конструкцию тракторов была включена возможность передачи вращения, что позволило проводить фрезерование обломков породы или элементов заканчивания. При этом трактор служит не только для передачи полезной нагрузки, но и для передачи осевой нагрузки на фрез во время фрезерования. Новейшие разработки обеспечивают повышенный уровень контроля за процессом, что дает возможность эффективного и надежного разбуривания более сложных элементов заканчивания. Такие элементы (створчатые клапаны, посадочные ниппели) изготовлены из различных стальных сплавов разной формы и размеров. Для эффективного разбуривания таких элементов необходимо подобрать оптимальную конструкцию фреза и оптимальные параметры разбуривания (например, нагрузку на долото и частоту вращения). В статье описаны новые разработки в области фрезерования и основные проблемы, возникающие при фрезеровании с ограничением по максимальной нагрузке. Также в статье показано, что возможность сбора данных о фрезеровании в реальном времени является важным фактором успеха операции.

В статье представлены новые электронные и гидравлические разработки технологии фрезерования с трактором. Результаты проведенных работ показывают высокую точность измерения, независимое управление и оптимизацию всех основных параметров, регулируемых в ходе работы, что обеспечивает эффективное фрезерование на всех стадиях операции. Также результаты работ показывают высокий технологический уровень имеющегося оборудования для фрезерования в рамках расчетных и испытанных пределов. Технологические параметры процесса фрезерования в скважине были абсолютно идентичны значениям, полученным при испытании технологии в лабораторных условиях. Также была усовершенствована конструкция фреза. Для этого проводилась программа интенсивных испытаний с целью сокращения случаев заклинивания фреза и образования металлических обломков во время разбуривания, что может случайно привести к другим осложнениям.

Данная технология открывает возможность для использования функционала трактора и функционала вращающегося модуля, что обеспечивает непрерывное вращение фреза и возможность проработки расфрезерованного участка во избежание заклинивания инструмента. Проведенные работы показывают, что описанная разработка позволила достичь феноменальных результатов при фрезеровании в обсаженном стволе. ©

securing retrievable plugs, to valves of varying complexity and design used during the completion or production phases. Often, remedial work is required to remove these components if they are no longer working or needed when they are a hinderance to well access or its productivity. This paper presents two case histories of completion component milling operations that were efficiently carried out by applying recent developments in combined tractor and mechanical application technologies.

Electrohydraulic tractors were developed in the mid-1990s initially as means to convey electric line tools in highly deviated sections of wells. Applications were soon developed to include rotational capability run in conjunction with the tractor, enabling milling of well debris or completion components. For this, the tractor is used not only for payload conveyance, but also to provide weight on bit (WOB) during a milling operation. Recent technology developments are providing an increased level of control, enabling more complex component milling to be carried out efficiently and with greater degree of confidence. Such components, including flapper valves and nipple profiles, are made from a variety of steel alloys, shapes and dimensions. Efficient milling of these requires an optimal bit design, coupled with optimised milling parameters, for example, WOB, torque and RPM. The challenges of milling with limited available power are discussed, new milling solutions are disclosed, and the importance of real time feedback of milling parameters to ensure success are illustrated.

This paper discusses new electronic and hydraulic developments applied to the tractor-milling platform. Case histories will demonstrate the hi-fidelity measurement, independent control and optimisation of all relevant milling parameters adjusted on the fly, delivering performance across all stages of the milling operation. They will show the high level of instrumentation now available which ensures the milling operation is conducted within prescribed and tested limits and allow performance parameters, designed and demonstrated in the lab, to be replicated one-to-one in the downhole environment. Improvements also include specific bit designs that have been developed through a rigorous testing program to minimise tool jamming and the metal debris created during the milling process, which could inadvertently cause other issues in the well.

The technology enables switching between the tractors driven and rolling rotational anchor functionality whilst providing continual rotation and back-reaming capability to minimise the possibility of a stuck tool scenario. The case histories show that these developments have delivered unprecedented success in challenging cased hole milling operations. ©