

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

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 1)

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

Секция 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Система изолирующего раствора без твердой фазы для повышения эффективности колтюбинговых работ: опыт применения в Украине

Михаил Питько, Павел Кучковский, Ибрагим Абделлайтиф, АО «Укргаздобыча»; Эрнесто Франко Дельгадо, Андрей Выслобницкий, Эрик Балабатир, Рауль Герман Рашид Аро, Насер Рида Ахмим, Вальтер Гарсия Кардона, Schlumberger

В данной статье описываются три способа применения гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в скважинах с истощенными коллекторами, где полная циркуляция флюида и точность размещения жидкости достигаются только с помощью новой изолирующей системы без использования твердой фазы, которая используется после перфорации. Также в статье описаны подготовительные работы: процедура смешивания раствора и результаты лабораторных исследований, которые были проведены для успешного внедрения технологии.

Исследования пластовых условий в Украине местными и международными проектно-техническими службами показали, что в сильно выработанной скважине гидropескоструйный метод перфорирования через ГНКТ был лучшим вариантом для эффективной перфорации ствола скважины. Однако такой подход может привести к дальнейшему сокращению объемов добычи газа, если абразивный материал (песок) извлечен не полностью. Данный риск был еще выше, поскольку скважины были истощены, а также произошли значительные поглощения раствора в пласт. Таким образом, для успешной реализации метода крайне важным является использование изолирующего раствора без твердых частиц, который можно было бы легко

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

Session 1. INTERVENTION SOLUTIONS

Solids-Free Loss-Control System Enables Efficient Coiled Tubing Workover Operations: Case Studies in Ukraine

Mykhailo Pytko, Pavlo Kuchkovskyyi, Ibrahim Abdellaitif, UkrGasVydobuvannya; Ernesto Franco Delgado, Andriy Vyslobitsky, Yerik Balabatyr, Raul German Rachid Haro, Nacer Ridha Ahmim, Walther Garcia Cardona, Schlumberger

This paper describes three coiled tubing (CT) applications in depleted reservoir wells, where full circulation and precise fluid placement were achievable only by using a novel solids-free loss-control system, such as abrasive perforating applications. It also describes the preparation work, such as laboratory results and mixing procedure performed to ensure successful implementation.

The analysis of Ukrainian reservoir conditions by local and global engineering teams showed that in a highly depleted well, abrasive jetting through CT was the best option to efficiently perforate the wellbore. However, this approach could lead to later impairment of the gas production if the abrasive material (sand) could not be entirely recovered. Such a risk was even higher as wells were depleted and significant losses to the formation occurred. The use of solids-free fluid-loss material that was easy to mix, pump, and remove after the operation, was, therefore, critical to the success of that approach.

In Ukraine, most of the brownfields have a reservoir pressure that varies between 50% and 20% of the original reservoir pressure.

смешивать, перекачивать и извлекать после работ.

В Украине на большинстве старых месторождений пластовое давление колеблется от 50 до 20% от исходного. Такие условия осложняют проведение работ с ГНКТ, а особенно работы по гидropескоструйной перфорации, где требуется полная циркуляция для вымывания твердых частиц. Также такие условия осложняют работы, в которых необходим точный контроль уровня жидкости, например, при цементировании, чтобы избежать поглощения раствора в пласте.

Изолирующая система без твердой фазы представляет собой состав со сшитыми полимерами гидроксиэтилцеллюлозы (ГЭЦ), разработанный для использования после перфорации, когда при больших объемах поглощений требуется маловязкий, не повреждающий, закупоривающий агент, который обычно необходим для предотвращения поступления песка. Он поставляется в виде гелевых частиц, которые легко диспергируются в большинстве жидкостей для заканчивания скважин. Частицы образуют податливую фильтрационную корку с низкой проницаемостью, которая прилегает к стенкам скважины и ограничивает поглощение жидкости. Система обеспечивает низкие потери давления на трение, что позволяет размещать ее с помощью ГНКТ. Внедрение этой системы в Украине впервые позволило полностью вымыть твердые частицы на поверхность без значительного ущерба для пласта; она также использовалась для установки цементных пробок при уравновешенном гидростатическом давлении.

В реализуемом проекте изолирующая система без твердой фазы была впервые использована при проведении колтубинговых операций. Ранее она применялась только для предотвращения поглощений раствора на этапе заканчивания скважин в песчаных пластах с применением буровых установок.

Цементирование перфорационных отверстий без буровой установки и насосов

Джефф Фулкс, Пол Каррагер, BiSN Oil Tools

Цементирование перфорированных интервалов в нефтяных и газовых скважинах часто проводится для изоляции с целью добычи из другого пласта и во время проведения ликвидации скважины с установкой мостовой пробки. Несмотря на то что обычно для таких работ используют тампонажный раствор, в некоторых случаях его применение некорректно, например:

1. Проницаемость пласта слишком мала, чтобы закачивать такую высоковязкую жидкость, как цементный раствор.
2. Температура ствола скважины превышает рабочую температуру раствора.
3. Затрубное пространство за обсадной колонной слишком велико, чтобы его можно было заполнить цементом.
4. Работы на удаленной местности, где размещение буровой установки или установки колтубинга затруднено или невозможно.

Существует альтернатива цементированию для «закупоривания» перфорационных отверстий, которая решает все эти проблемы – сплавы висмута. Сплавы висмута имеют вязкость, аналогичную вязкости воды, и не требуют прокачки или закачки в пласт. При рабочих температурах до 160 °C они подходят для большинства скважин. В отличие от тампонажного

This is a challenge for CT operations in general and especially for abrasive jetting, which requires full circulation to remove solids. It also complicates intervention when precise fluid placement control is required, such as spotting cement to avoid its being lost into the formation.

The perforation solids-free loss-control system is a highly crosslinked Hydroxy-Ethyl Cellulose (HEC) system designed for use after perforating when high-loss situations require a low-viscosity, nondamaging, bridging agent as is normally required in sand control applications. It is supplied as gel particles that are readily dispersed in most completion brines. The particles form a low-permeability filter cake that is pliable, conforms to the formation surface, and limits fluid loss. The system produces low friction pressures, which enable its placement using CT. Introduction of that system in Ukraine allowed the full circulation of sand or cuttings to surface without inducing significant damage to the formation for first time; it was also used for balanced cement plug placements.

This project was the first application of the solids-free loss-control system in combination with CT operations. It previously was used only for loss control material during the well completion phase in sand formations with the use of drilling rigs.

Squeezing Perforations Rigless – No Pumping or Injection Required

Jeff Fulks, Paul Carragher, BiSN Oil Tools

Squeezing perforated intervals is very common in oil and gas wells, either for isolation to produce from another zone or during P&A applications. Though cement is the common material used in this application, sometimes cement is not ideal. A few of these instances are: 1. The formation is too tight to inject a high viscosity fluid like cement. 2. The temperature of the wellbore exceeds the operating temperature of cement. 3. The "void" behind the casing is too large to fill with cement. 4. Remote locations where mobilizing a rig or coil tubing unit is difficult if not impossible.

There is an alternative to cement for "squeezing" perforations that addresses all of these issues, bismuth alloys. Bismuth alloys have a viscosity similar to water and require no pumping or injection into the reservoir. With operating temperatures up to 325°F, they are suitable for the majority of wells. Unlike cement, bismuth alloys solidify rapidly near the wellbore, isolating the perforations regardless of open volume behind the casing and they are deployed on wireline (rigless).



Fidmash | NOV

16-17 сентября 2021 г. в загородном комплексе "Робинсон Клуб" возле г. Минска прошла

16-я потребительская конференция СЗАО "ФИДМАШ"

20 лет на рынке инновационного оборудования для нефтесервиса

Присоединяйтесь к нам в 2022 году!





Fidmash | NOV

КОЛТЮБИНГ ВЫСШЕЙ ЛИГИ

Более 20 лет на рынке, более 230 колтюбинговых установок эксплуатируются более, чем в 15 странах, более 70 уникальных моделей оборудования.

Наш "бестселлер" - Установка колтюбинговая МК30Т-50 в складской программе

fidmashnov.by

fidmashsales@nov.com



раствора, сплавы висмута быстро затвердевают в стволе скважины, изолируя перфорационные отверстия независимо от объема свободного пространства за обсадной колонной. Кроме того, работы проводятся на кабеле (без буровой установки).

Разлагаемая изолирующая система для колтюбинговых работ

Кортни Пэйн, Серхио Рондон Фахардо, Schlumberger

Успех работ по фрезерованию и промывке на ГНКТ в значительной степени зависит от циркуляции флюидов и твердых частиц по стволу скважины. При проведении работ в субгидростатических горизонтальных скважинах невозможно поддерживать стабильный столб жидкости во время работы, что приводит к различным осложнениям. В основном это происходит из-за невозможности поддержания столба жидкости в скважине, что, соответственно, затрудняет или делает невозможной циркуляцию на большом удалении от вертикали и в узких кольцевых пространствах, особенно при наличии зоны поглощения. Некоторые последствия недостаточной циркуляции или ее отсутствия могут быть серьезными: от некачественной очистки ствола скважины и повреждения пласта до аварийных ситуаций прихвата труб.

На протяжении многих лет для оптимизации циркуляции жидкости в субгидростатических скважинах использовалось множество механических и химических решений, но осложнения возникали в каждой работе, что приводило к росту затрат. На текущий момент известны два метода для оптимизации удаления твердых частиц из ствола скважины с низким давлением: использование азота и создание депрессии в стволе скважины за счет притока пластовых флюидов. Первый метод является дорогостоящим, трудоемким и требует предварительного планирования компоновки низа колонны, тогда как второй метод может привести к сильному повреждению пласта или снижению проводимости трещин из-за вымывания проппанта из пристволенной зоны пласта.

Для усовершенствования существующих методов оптимизации циркуляции в субгидростатических скважинах в статье представлена разлагаемая изолирующая система с волокнами и частицами. Система временно предотвращает поглощения в пласт и обеспечивает вымывание твердых частиц из скважины. Данная система была использована в скважинах с низким давлением в Северной Америке. В результате система показала свою эффективность в оптимизации вымывания твердых частиц на поверхность в скважине, где были проблемы со снижением и полной потерей циркуляции.

Улучшение технологии разбуривания пробок ГРП в поврежденном хвостовике – результаты и полученный опыт

Саад Хамид, Saudi Aramco; Викрам Уникришнан, Baker Hughes; Абдулрахман Альджугайман, Saudi Aramco

В данной статье представлен систематизированный рабочий процесс и методология, разработанная для оценки эффективности работ по фрезерованию на ГНКТ для разбуривания пробок ГРП в скважине с

Degradable Loss Control System for Coiled Tubing Interventions

Courtney Payne, Sergio Rondon Fajardo, Schlumberger

Coiled tubing (CT) milling and cleanout interventions depend heavily on the circulation of fluids and debris throughout a wellbore. When these interventions are performed on lateral wells which are subhydrostatic or are not able to sustain a stable column of fluid during the operation, they pose unique challenges. This is mostly due to the inability of the well to support a column of fluid, which consequently causes circulation over long distances and along narrow annular spaces to be difficult or impossible, particularly when a thief zone is present. The many consequences of poor to nonexistent fluid circulation can be severe, ranging from poor hole cleaning and formation damage to inducing a stuck pipe scenario.

Over the years, many mechanical and chemical solutions have been employed to improve fluid circulation in subhydrostatic wells, but each comes with its own set of challenges and can be costly to implement. Two methods commonly used today to improve debris removal from a low-pressure wellbore include the use of nitrogen and the creation of an underbalanced condition in the wellbore by flowing formation fluids. The former is expensive, time consuming, and requires advance bottomhole assembly (BHA) planning whereas the latter can lead to significant formation damage or a reduction in fracture conductivity through the removal of proppant from the near-wellbore area.

A fiber- and particulate-laden degradable loss control system (LCS) is proposed as an improvement on the current techniques used to improve circulation in subhydrostatic wells. The LCS temporarily prevents losses to the reservoir and enables the circulation of debris out of the well. The system was applied to low-pressure wells in North America to demonstrate its effectiveness in addressing the reduction or loss of circulation throughout the wellbore and improving debris transport to surface.

Pushing the Boundaries of Plug Milling in Deformed Liners – Best Practices and Lessons Learned

Saad Hamid, Saudi Aramco; Vikram Unnikrishnan, Baker Hughes; Abdulrahman Aljughayman, Saudi Aramco

This paper presents a systematic workflow/methodology developed to evaluate the milling operations using

искривленным после гидроразрыва пласта хвостовиком. В работе также представлены проблемы, возникшие во время проведения работ, и способы их решения.

В скважине был проведен пятистадийный гидроразрыв пласта, при этом каждый интервал изолировался пробкой. После проведения ГРП для подготовки ствола скважины для дальнейшей эксплуатации был произведен монтаж установки ГНКТ с компоновкой для разбуривания пробок. Первая операция по фрезерованию заняла много времени, поэтому было принято решение о подъеме и осмотре компоновки низа колонны. На боковой поверхности фреза были обнаружены следы значительного износа, при этом на торце следов износа не было, что позволило сделать вывод о смятии колонны хвостовика. Для устранения этой проблемы была разработана специальная стратегия. Было проведено несколько диагностических спусков ГНКТ с компоновками для промывки, скважинной съемки и кавернометрии с контролем параметров в реальном времени.

Результаты каждого проведенного спуска ГНКТ тщательно анализировались для определения характера повреждения хвостовика. Спуски каверномера и забойной камеры были проведены для замера внутреннего диаметра хвостовика и определения характера повреждения. Первоначально была предпринята попытка разбуривания фрезом с наружным диаметром 84 мм, что является наименьшим размером из рекомендованных производителем пробки. Однако инструмент не прошел интервал повреждения хвостовика. В ходе дальнейших обсуждений было принято решение пойти на риск и использовать фрез с наружным диаметром 79 мм, что значительно меньше, чем рекомендованный производителем пробки размер. При таком диаметре существовала угроза того, что фрез может пройти через середину пробки, оставив при этом нетронутыми края. Однако этого не произошло, и все четыре пробки в хвостовике были успешно разбурены, что обеспечило полнопроходной диаметр ствола и дальнейший запуск скважины.

Данная статья может использоваться в качестве руководства по планированию и выполнению внутрискважинных работ в поврежденном хвостовике.

Использование в рабочей бригаде специалистов различных профилей позволяет сократить затраты, количество персонала на рабочей площадке и площадь работ

Джилл Хиллер, Уэйн Брюс, Джеймс Арнольд, Марк Делот, Schlumberger

В данной статье рассмотрены преимущества многопрофильной подготовки персонала для проведения работ на морских установках. Члены бригады являются специалистами в различных областях, включая испытания на кабеле, канатные работы, колтюбинг и газлифт (заканчивание скважины). В статье рассмотрен процесс формирования многопрофильной бригады, конкретные примеры ее использования, а также рекомендации по развитию и поддержке уровня компетенций персонала. ►

coiled tubing to remove frac plugs in a well with deformed liner, post hydraulic fracturing. This paper also presents the challenges encountered during intervention and steps on how they were mitigated.

The well was completed by hydraulic fracturing of five stages, each separated by a frac plug. Post stimulation, coiled tubing was mobilized to mill the plugs and provide a full bore to begin production. After spending substantial time while attempting to mill in the initial run, decision was made to POOH and inspect the BHA. It was observed that the mill had significant metal loss on the outer periphery with no damage to the mill face, which thereby concluded the presence of liner damage. A strategy was developed on how to remediate this challenge. Multiple coiled tubing diagnostic runs were performed with real-time coiled tubing capabilities, which included cleanout, camera and caliper runs.

Results of each coiled tubing run performed was carefully evaluated to estimate the extent of liner damage. The caliper and video camera runs were important to determine the new reduced ID of the liner. An initial milling attempt with a 3.33" OD mill was performed, which was the smallest size based on the plug manufacturers recommendation. However due to the specific nature of liner damage it could not pass through the restriction. After further discussions, a calculated risk was taken to run with a 3.125" OD mill, which was significantly smaller than the manufacturer's recommendation, and posed an inherent threat of milling through the core of the plug, while leaving the slips intact. This however did not happen, and all four plugs were successfully milled out from the liner, allowing full bore access and well to be flowed back.

This paper will act as a guideline on how to design and execute an intervention operation in deformed liners.

Intervention Multi-Skilled Crew Reduces Personnel on Board, Footprint and Costs

Jill Hillier, Wayne Bruce, James Arnold, Marc Delot, Schlumberger

This paper will highlight the advantages of multi-skilling intervention personnel on offshore installations. Crew members are from different service lines including Wireline, Slickline, Coiled Tubing and Gas Lift (completions). It will discuss how a multi-skilled crew is formed, specific scenarios on how they are utilized and how to develop and maintain the competencies of these personnel.

Through Multi-skilling personnel there ►

Благодаря многопрофильной подготовке персонала возможно сократить численность рабочих бригад платформ до 50% для некоторых стандартных внутрискважинных работ. Подготовка специалистов разных областей во время пандемии 2020/2021 годов оказалась критически важной, поскольку перемещение работников стало ограниченным или в некоторых случаях представлялось невозможным.

Сокращение численности рабочих на рабочей площадке имеет ряд преимуществ: снижение затрат на содержание персонала и логистику, уменьшение уровня выбросов углекислого газа при транспортировке персонала, более эффективное использование рабочей силы, а также мотивирование и удержание высококвалифицированных специалистов по мере приобретения ими новых навыков. Это также дает возможность использовать местных рабочих для проведения различных операций, позволяющих снизить стоимость внутрискважинных работ во время крупного глобального кризиса.

Секция 2. СБОР И АНАЛИЗ ДАННЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Вибрации колонны ГНКТ и ее преждевременный выход из строя

Брюс Райхерт, Себастьян Краверо, Мартин Вальдез, Хорхе Бунхе, Tenaris

В последние два-три года возникла новая причина повреждений ГНКТ при колтюбинговых работах. Как правило, повреждения колонны происходят в ГНКТ, используемых для разбуривания пробок ГРП в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали. Цель данной работы – исследовать возможные причины этих повреждений. Основное внимание уделяется анализу динамической реакции ГНКТ на осевые вибрации, вызванные скважинным инструментом для работ с большим отходом от вертикали [1], и результирующей реакции материала ГНКТ, приводящей к разрушению.

Последние достижения в области физического моделирования пластичности и усталости колонны ГНКТ

Жанке Лю, Schlumberger; Стивен М. Типтон, Университет Талсы; Динеш Сукумар Schlumberger

Целостность колонны ГНКТ имеет решающее значение для проведения внутрискважинных работ на месторождении. За последние десятилетия в отрасли был разработан ряд компьютерных моделей для контроля и управления напряжениями, возникающими в ГНКТ. Среди них моделирование малоциклового усталости играет первостепенную роль в обеспечении целостности ГНКТ. Развитие данной технологии началось еще в 1980-х годах. В последнее время новые алгоритмы способствовали развитию физического моделирования усталости и пластичности ГНКТ. При спуско-подъемных операциях колтюбинг проходит через циклы изгиба и выпрямления с высокими перепадами давления. Такие жесткие условия приводят к мало- или

is a potential to reduce crew sizes up to 50% for some standard intervention operations. Multi-skilling personnel during the 2020/2021 global pandemic has become critical as personnel movements across regions have become limited or nonexistent in some cases.

Reducing personnel on board has several benefits including lower personnel and logistics costs, lower carbon footprint of transportation of personnel, higher utilization of personnel, and motivating and retaining high skilled personnel as they learn new skills. It also allows for local personnel to be used for multiple operations permitting lower cost interventions to continue during a major global crisis.

Session 2. DATA ENHANCED INTERVENTIONS AND DIAGNOSTICS

Coiled Tubing Vibration and Premature Failure

Bruce Reichert, Sebastian Cravero, Martin Valdez, Jorge Bunge, Tenaris

A new coiled tubing (CT) failure mechanism has appeared in the past two to three years. The failures occur in CT strings used for frac plug milling in extend reach horizontal wells. The objective of this paper is to investigate a possible cause for these failures. The primary emphasis is analyzing the dynamic response of the CT to axial vibrations induced by a downhole extended reach tool [1], and the resulting tubing material response leading to failure.

Latest Development in Physics-Based Modeling of Coiled Tubing Plasticity and Fatigue

Zhanke Liu, Schlumberger; Steven M. Tipton, The University of Tulsa; Dinesh Sukumar, Schlumberger

Coiled tubing (CT) integrity is critical for well intervention operations in the field. To monitor and manage tubing integrity, the industry has developed a number of computer models over the past decades. Among them, low-cycle fatigue (LCF) modeling plays a paramount role in safeguarding tubing integrity. LCF modeling of CT strings dates back to the 1980s. Recently, novel algorithms have contributed to developments in physics-based modeling of tubing fatigue and plasticity. As CT trips into and out of the well, it goes through bending-straightening cycles under high differential pressure. Such tough conditions lead to low- or ultralow-cycle fatigue, limiting CT useful life. The model proposed



ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

- ✓ заказчик оплачивает только стоимость газа;
- ✓ заказчик не несет капитальные затраты, связанные со строительством установки;
- ✓ конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- ✓ блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- ✓ отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- ✓ эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.

8(343)318-21-71



www.comgas.ru



сверхмалоцикловой усталости, ограничивая срок службы ГНКТ. Модель, предложенная в данном исследовании, разработана на основе предыдущей и основана на строго выверенных параметрах материала для расчета изменения ключевых показателей состояния колонны ГНКТ в широком диапазоне условий нагружения. С помощью новых параметров пластичности и деформации модель повреждения, основанная на физике данного процесса, предсказывает усталостную долговечность ГНКТ, а также прогнозные увеличение диаметра и истончение стенок. Рассмотренный подход к моделированию предоставляет данные по накоплению повреждений ГНКТ, увеличению диаметра труб и истончению стенок в реалистичных условиях эксплуатации с экспериментальным подтверждением. Было зафиксировано, что для 20 различных сплавов ГНКТ модель повысила общую точность измерений примерно на 18,8%, а целостность данных – на 14,0%, используя набор собранных при постоянном давлении данных, включающий более 4500 фиксированных состояний системы. Результаты моделирования дают представление о нелинейной природе накопления усталостных повреждений. Данное исследование позволило разработать рекомендации для проведения аналитического моделирования и экспериментальных испытаний, обобщить теоретические выводы в области физического моделирования явления малоцикловой усталости и предоставить практические рекомендации по работе с колонной ГНКТ в полевых условиях. Данное исследование обеспечивает фундаментальное понимание явления малоцикловой усталости ГНКТ и вводит новые алгоритмы изменения пластичности и прочности материала.

Определение прогнозных диапазонов коэффициента трения на месторождениях Пермского и Аппалачского бассейнов при разбурировании пробок ГРП

Джон Э. Маккормик, Янхуа Сян, Pegasus Vertex; Мэтт Туриньи, Кевин Дж. Холлерич, Аарон Берардуцци, Витторио Орсини, Deep Well Services

Операции по заканчиванию скважин, особенно во все более распространенных протяженных наклонных стволах, сопровождаются осложнениями, связанными со спуском инструмента на заданную глубину, обеспечением необходимых значений разгрузки и натяжения колонны, а также ее вращением. Поскольку десятки стадий гидроразрыва пласта в горизонтальных участках длиной более 3000 м стали распространенным явлением, появилось множество технологий, используемых для безаварийного проведения работ по заканчиванию в таких протяженных горизонтальных скважинах. В данной статье рассматривается сочетание трех технологий, которые чаще всего применяются при разбурировании пробок ГРП в длинных горизонтальных скважинах в США: гидравлические установки, программное обеспечение для моделирования скручивающих и осевых нагрузок, а также системы сбора данных.

За последние 20 лет установки ГНКТ использовались для разбурирования пробок ГРП в горизонтальных

in this study is derived from a previous one and based on rigorously derived material parameters to compute the evolution of state variables from a wide range of loading conditions. Through newly formulated plasticity and strain parameters, a physics-based damage model predicts CT fatigue life, along with diametral growth and wall thinning. The revised modeling approach gives results for CT damage accumulation, diametral growth, and wall thinning under realistic field conditions, with experimental validation. For 20 different coiled tubing alloys, it was observed that the model improved in accuracy overall by about 18.8% and consistency by 14.0%, for constant pressure data sets of more than 4,500 data points. The modeling results provide insights into the nonlinear nature of fatigue damage accumulation. This study allowed developing recommendations to guide future analytical modeling and experimental investigations, to summarize theoretical findings in physics-based LCF modeling, and to provide practical guidelines for CT string management in the field. The study provides a fundamental understanding of CT LCF and introduces novel algorithms in plasticity and damage.

Establishing Predictive Friction Factor Ranges in the Permian and Appalachia: Frac Plug Drill Outs

John E. McCormick, Yanghua Xiang, Pegasus Vertex, Inc.; Matt Tourigny, Kevin J. Hollerich, Aaron Berarducci, Vittorio Orsini, Deep Well Services

Completions operations, especially in modern day extended laterals, presents challenges related to tripping to total depth, applying weight down and pull up, and rotating. As dozens of stages in laterals exceeding 10,000 ft stepout have become frequent, numerous technologies have risen to assist with pushing the envelope for reliable completions operations in these long laterals. This paper examines a combination of three technologies that are more commonly being applied when drilling out frac plugs in long horizontals in the USA: hydraulic completion units, torque and drag software, and data acquisition systems.

Coiled tubing units (CTU) have historically been used to drill out frac plugs in shorter horizontal shale wells for the last two decades, and where coil has mechanical limitations, Hydraulic Completion Units (HCU) have taken over drilling out frac plugs in the longer laterals of >10,000 ft. As the limits of drilling out frac plugs have been tested for HCUs, accurate real time data

НОВИНКА

ПВУ РИАТ - ПЕРЕДВИЖНАЯ

ВОДОГРЕЙНАЯ УСТАНОВКА

«ШТОРМ»

Разогрев жидкости для технологий ГРП, ГНКТ, ЗБС, ЧС ситуаций



Шасси КАМАЗ-РИАТ 43118-RR – больше мощности, выносливости и экономичности
(смотрите подробнее на сайте www.riatauto.ru)

НОВОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И КОМПЛЕКТАЦИЯ С ПОВЫШЕННЫМ КПД:



**УВЕЛИЧЕННАЯ
МОЩНОСТЬ**
до 2,5 мВт



**УВЕЛИЧЕННАЯ
СКОРОСТЬ НАГРЕВА**
до $t +40^{\circ}\text{C}$ 50'м воды
составляет ~ 40 мин



**ЭКОНОМИЯ
СТОИМОСТИ
ЭНЕРГОЗАТРАТ**



ОАО РИАТ

ksm@riat.ru
ab@riat.ru

riatauto.ru
+7 (8552) 30-51-03



сланцевых скважинах меньшей длины. В скважинах, где установки ГНКТ не применимы из-за механических ограничений, используются гидравлические установки для разбуривания пробок ГРП в боковых стволах длиной более 3000 м. Мониторинг данных в реальном времени при испытании технологии разбуривания пробок ГРП на гидравлических установках позволил бригадам максимально эффективно использовать оборудование для заканчивания скважин со все более длинными горизонтальными участками.

Программы моделирования скручивающих и осевых нагрузок обычно используются для прогнозирования осевого усилия и крутящего момента колонны во время спуска оборудования заканчивания скважины. Они позволяют определить максимально допустимую нагрузку на крюк и требуемые значения вращающего момента. На этапе планирования самым сложным для расчета параметром является коэффициент трения для проектируемой скважины, поэтому именно точный расчет коэффициента трения является залогом успешного и безаварийного проведения работ.

Начиная с 2019 года на гидравлических установках заканчивания скважин используются системы управления и сбора данных, позволяющие автоматически рассчитывать ключевые показатели эффективности. Программа обеспечивает передачу данных в режиме реального времени сервисной компании и оператору, что обеспечивает возможность при необходимости оперативно вносить изменения в рабочий процесс. В дополнение к отслеживанию ключевых показателей эффективности в режиме реального времени для обеспечения обратной связи о ходе работы с полевой бригадой коэффициенты трения могут быть сопоставлены с прогнозируемыми графиками крутящего момента для определения вероятности возникновения проблем.

Для получения точных прогнозных коэффициентов трения горизонтальных скважин необходим анализ работ, проведенных на других скважинах. Двумя основными компонентами успешного анализа являются компьютерная модель, которая правильно описывает проведенные в скважине работы, и качественные эксплуатационные данные для сравнения с этой моделью. К сожалению, при работе с такими моделями компании сталкиваются с ограничениями в виде необходимых допущений в отношении входных данных, таких как скорость вращения и скорость спуска, а промысловые данные, собранные для сравнения, зачастую представлены в необработанном виде.

Квалифицированный персонал, использующий передовой инженерный опыт, может комбинировать существующие технологии, чтобы преодолеть ограничения, которые обычно осложняют точное планирование и прогнозирование производительности скважин. Внедрение системы управления и сбора данных на гидравлических установках по заканчиванию скважин значительно повысило качество и объем собранных данных, которые затем могут быть использованы в работе для точного планирования и выполнения операций по заканчиванию скважины.

С помощью программного обеспечения формировался постоянный поток данных с интервалом в одну

минуту, что позволило экипажам максимально эффективно использовать свое оборудование для надежного завершения скважин с более длинными боковыми участками.

Torque and drag software modeling is a tool commonly used to predict axial force and torsional values during completions that result in the available hook load and the rotary torque requirements. The largest unknown in the planning phase is the appropriate friction factor to use for the upcoming well, with accurate friction factor prediction therefore the key to accurate prejob analysis.

As of 2019 remote telemetry data acquisition systems (DAS) have been used on the HCU's, which has allowed key performance indicators (KPIs) to be automatically calculated. The program provides live feed to the service company and operator so that real time changes can be made if necessary. In addition to tracking KPIs in real time to provide the field crew positive or negative feedback, friction factors can be matched to predictive torque plots to identify trends prior to problems arising.

Post-job analysis is needed to produce accurate predictive friction factors for future offset wells. The two main components to a successful post-job analysis are a software model that correctly represents the prior wellbore operations and accurate field data to compare with that model. Unfortunately, the software models in use are commonly limited by necessary assumptions with input data, such as rotary speed and tripping speed, and field data collected for comparison is often rudimentary.

Experienced field personnel using engineering best practices can make use of current tools in combination to overcome the limitations commonly inhibiting accurate performance planning and predictive modeling. The inclusion of the DAS present on the HCU has greatly enhanced the accuracy and amount of rig data gathered, which can then be used in conjunction with operational procedures and torque and drag software to accurately plan and execute completions operations in the wellbore.

Using data acquisition software, a constant stream of data was collected in one-second intervals in over two dozen wells. This system has the ability to measure both rotary speed and rotary torque, which are critical parameters when drilling out frac plugs. By removing these assumptions in the post-job analysis over a number of wells, a range of friction factors have been established for the Appalachian Basin in the Utica and Marcellus plays.

The authors will present field data from two wells as representative case studies,

секунду в более чем 20 скважинах. Эта система позволяет измерять как скорость вращения, так и вращающий момент, которые являются важнейшими параметрами при разбуривании пробок ГРП. После устранения допущения в ходе анализа проведенных работ в нескольких скважинах был установлен диапазон коэффициентов трения для Аппалачского бассейна на месторождениях Ютика и Марселлус.

В статье представлены промысловые данные по двум скважинам в качестве репрезентативных примеров, а также диапазон прогнозных коэффициентов трения, установленных в 13 скважинах для определенных работ по заканчиванию скважин, проводимых на месторождениях Пермского и Аппалачского бассейнов. Задачей данной статьи является распространение технической информации о методологии и практическом опыте моделирования скважин после проведения работ, калибровки коэффициентов трения и определения прогнозных диапазонов для использования в будущих проектах.

Искусственный интеллект для интегрированных работ по капитальному ремонту скважин

Сания Карник, Суприя Гупта, Джейсон Байхли, Schlumberger

Благодаря последним достижениям в области обработки естественного языка и машинного обучения существует потенциальная возможность обработки информации, накопленной за десятилетия истории освоения месторождений и различных производственных записей. В данной статье предлагается процесс анализа данных, использующий искусственный интеллект для обработки тысяч отчетов капитального ремонта скважин (рукописных и электронных), извлечения важной информации и изучения закономерностей производственной деятельности. Также в статье описаны процессы обучения машинного интеллекта количественной оценке эффективности ремонта скважин, а также выработке оптимальных методов эксплуатации месторождения. Были разработаны библиотеки обработки естественного языка для получения и структурирования гигабайтов полевых данных, выявления наиболее полезных источников информации о ремонте скважин, данных о КРС и стоимости проведения работ из неструктурированных отчетов. Система машинного интеллекта для прогнозирования необходимых видов внутрискважинных работ была разработана и обучена на основе текста из отчетов КРС. Эта модель определяет языковую конструкцию и контекст определенных повторяющихся слов, относящихся к типу операции (например, установка инструментов механизированной добычи, ремонтно-изоляционные работы и т. д.), и классифицирует отчеты соответствующим образом. Были построены статистические модели для определения возврата инвестиционных вложений от проведения капитального ремонта скважины и их ранжирования на основе повышения уровня добычи и уменьшения срока окупаемости. Сегодня специалист нефтегазовой отрасли может тратить 80% времени на ручную

along with the range of predictive friction factors established from 13 wells for the particular completions operations evaluated in the Permian and Appalachia plays. It is the goal of the authors to disseminate technical information on the methodology and practice of modeling wells post-job, calibrating friction factors, and establishing predictive ranges for successful use in future projects.

Machine Intelligence for Integrated Workover Operations

Saniya Karnik, Supriya Gupta, Jason Baihly, Schlumberger

Because of recent advancements in the field of natural language processing (NLP) and machine learning, there is potential to ingest decades of field history and heterogeneous production records. This paper proposes an analytics workflow that leverages artificial intelligence to process thousands of historical workover reports (handwritten and electronic), extract important information, learn patterns in production activity, and train machines to quantify workover impact and derive best practices for field operations. Natural language processing libraries were developed to ingest and catalog gigabytes of field data, identify rich sources of workover information, and extract workover and cost information from unstructured reports. A machine learning (ML) model was developed and trained to predict well intervention categories based on free text describing workovers found in reports. This ML model learnt pattern and context of repeating words pertaining to a workover type (e.g. Artificial Lift, Well Integrity, etc.) and to classify reports accordingly. Statistical models were built to determine return on investment from workovers and rank them based on production improvement and payout time. Today, 80% of an oilfield expert's time can be spent manually organizing data. When processing decades of historical oilfield production data spread across both structured (production timeseries) and unstructured records (e.g., workover reports), experts often face two major challenges: 1) How to rapidly analyze field data with thousands of historical records. 2) How to use the rich historical information to generate effective insights to optimize production. In this paper, we analyzed multiple field datasets in a heterogeneous file environment with 20 different file formats (PDF, Excel, and other formats), 2,000+ files and production history spanning 50+ years across and 2000+ producing wells. Libraries were developed to extract workover files from complex folder hierarchies through an

обработку данных. При обработке данных, собранных за десятки лет добычи нефти на месторождении, распределенных по структурированным (по временной последовательности) и неструктурированным записям (например, отчеты КРС), специалисты часто сталкиваются с двумя основными проблемами: 1) как быстро проанализировать данные месторождения с тысячами исторических записей; 2) как использовать такой большой объем данных для оптимизации работ. В данной работе проанализированы несколько наборов данных по месторождению из различных источников с 20 различными форматами файлов (PDF, Excel и другие форматы), более 2000 файлов и историей добычи, охватывающей более 50 лет и более 2000 добывающих скважин. Были разработаны библиотеки для извлечения файлов о КРС из сложных иерархий папок с помощью интеллектуального автоматического поиска. Информация из отчетов была извлечена с помощью библиотек Python и технологии оптического распознавания символов для создания основного источника данных с историей освоения, капитального ремонта каждой скважины и информацией о затратах. Нейросеть была обучена прогнозировать необходимые операции ремонта скважины для каждого отчета с точностью >85%. Затем обширный набор данных был использован для анализа определенных работ КРС по скважинам и расчета ключевых показателей эффективности (KPI) для выявления скважин с потенциалом для повышения дебита. Модель включала в себя два компонента: количественную оценку перспектив добычи и расчет возврата инвестиций для различных ремонтных работ. Компании нефтегазовой отрасли располагают огромными объемами неструктурированных данных и используют менее 1% из них для получения информации о работе месторождения. Представленный рабочий процесс описывает методику получения структурированных и неструктурированных документов, сбора информации, количественной оценки перспективности добычи, анализа капитальных затрат и выявления наилучших сценариев проведения работ КРС с помощью автоматизации. Этот процесс помогает оптимизировать план операционных расходов, снизить затраты и сократить время принятия решений.

Успешное перекрытие интервала газопроявлений с помощью телеметрии на ГНКТ: опыт использования технологии

А. Амиров, Ф. Хадияман, ВР; Д. Парра, Baker Hughes; Ж. Зейналов, А. Кок, Schlumberger

В 2017 году в наклонно-направленной скважине в Каспийском море был зафиксирован резкий рост газового фактора. В результате произошло снижение дебита нефти и несколько раз приходилось останавливать скважину. После проведения двух каротажных исследований было определено, что 76% газа поступало из четырех верхних перфорационных отверстий. Основная задача заключалась в проведении процедуры перекрытия интервала газопроявлений в два этапа: закачка полимера в пласт и установка пакеров в обсадной колонне диаметром 244 мм

intelligent automated search. Information from reports was extracted through Python libraries and optical character recognition technology to build master data source with production history, workover, and cost information. A neural network model was trained to predict workover class for each report with >85% accuracy. The rich dataset was then used to analyze episodic workover activity by well and compute key performance indicators (KPIs) to identify well candidates for production enhancement. The building blocks included quantifying production upside and calculating return of investment for various workover classes. O&G companies have vast volumes of unstructured data and use less than 1% of it to uncover meaningful insights about field operations. Our workflow describes methodology to ingest both structured and unstructured documents, capture knowledge, quantify production upside, understand capital spending, and learn best practices in workover operations through an automated process. This process helps optimize forward operating expense (OPEX) plan with focus on cost reduction and shortens turnaround time for decision making.

Successful Gas Shut Off Operation using a Coiled Tubing Telemetry System: A Case History

A. Amirov, F. Hadianman, BP; D. Parra, Baker Hughes; J. Zeynalov, A. Kok, Schlumberger

In a deviated well in Caspian Sea gas oil ratio (GOR) increased rapidly in 2017. The result was an oil rate decline with several choke backs to manage GOR build-up. After performing two production-logging jobs, it was confirmed that 76% of the gas production was coming from four upper perforations. The main objective was to perform a Gas Shut off (GSO) treatment in two stages to reduce gas production by squeezing polymer into the formation and setting packers at 59° deviation inside 9-5/8 in. casing for temporary isolation of middle and lower production sands.

Fifteen runs were performed with a tube wire-enabled CT telemetry (CTT) system which consists of a customized bottomhole assembly (BHA) that instantaneously transmits differential pressure, temperature, depth data to surface through a non-intrusive tube wire installed inside the CT. For the first time in the region, a tension, compression and torque (TCT) sub-assembly was deployed to control the entire set/retrieve process with accurate downhole upward/downward forces. CTT technology was a key element to successfully set two Thru Tubing Inflatable

при угле наклона 59° для временной изоляции среднего и нижнего продуктивных пропластков.

Было проведено 15 спуско-подъемных операций с использованием системы телеметрии на ГНКТ с проводным каналом связи. Система состоит из специальной компоновки низа колонны, мгновенно передающей данные о перепаде давления, температуре и глубине на поверхность через кабель, установленный внутри ГНКТ. Впервые в данном регионе для управления процессами установки и извлечения оборудования и точного регулирования веса колонны был применен прибор для мониторинга растяжения, сжатия и крутящего момента. Именно благодаря такой системе телеметрии была проведена успешная установка двух надуваемых извлекаемых пакеров на ГНКТ. Определение глубины установки проводилось с помощью корреляции глубин башмака НКТ согласно показаниям локаторов муфт – на 133 м (по вертикали) и 228 м (по стволу) выше глубины установки. Кроме того, во время второй стадии закачки полимера было подобрано более точное время сшивания на основе данных о фактической температуре на забое, зарегистрированной системой телеметрии. На третьей стадии закачки полимера раствор был размещен также на участке обсадной колонны, что позволило избежать возможных осложнений в будущем.

После успешного внедрения системы изоляции интервалов газопроявлений было зафиксировано снижение уровня добычи газа с 0,43 до 0,13 млн м³/сутки, снижение газового фактора с 1958 до 134 млн м³/м³ и увеличение дебита нефти с 0,22 до 0,96 тыс. м³/сутки. После снижения газового фактора компания-оператор начала добывать от 0,24 до 0,32 тыс. м³/сутки из других скважин, которые были остановлены из-за высокого газового фактора.

Система телеметрии на ГНКТ и модуля измерения растяжений, сжатий и крутящего момента для мониторинга состояния низа колонны в режиме реального времени подтвердила свою новизну и эффективность для установки двух надуваемых извлекаемых пакеров, подбора времени сшивания полимерного раствора, его точного размещения в целевых интервалах и последующего извлечения пакеров, что в конечном итоге обеспечило значительное сокращение затрат для оператора.

Секция 3. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИБКИХ ТРУБ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Первый в мире опыт применения каротажного трактора малого диаметра на колонне ГНКТ

Лори С. Дути, Хусейн А. Сайуд, Абдулазиз А. Аль-Анизи, Saudi Aramco; Норман Б. Мур, Кэрол Коррейя, WWT International Engineering Services

Мониторинг параметров пласта и показателей добычи является важнейшим компонентом эффективной эксплуатации месторождения. При проведении каротажа в открытом стволе горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали возникают серьезные осложнения. При такой длине скважины проведение каротажа в обсаженной части ствола уже

Retrievable Packers (TTIRP) by doing casing collar locator (CCL) correlations at tubing end which was 133 m and 228 m (MD) shallower from setting depths. In addition, during second GSO operation, polymer crosslink time was modify based on actual bottomhole temperature recorded with CTT system. Finally, during third GSO treatment placement was improve spotting more GSO system in casing section avoiding further treatments.

After successful placement of the GSO system, a drop from 15.5 to 4.5 MMscf/day in gas production was observed along with GOR reduction from 11,000 to 750 MMscf/bbl and oil rate increment from 1.4 to 6.04 Mbpd. Furthermore, after gas reduction operator was able to produce between 1.5 to 2.0 Mbpd from other wells that were choke back based on gas handling capabilities limitations

The novelty of using the CTT system and TCT sub-assembly for real-time monitoring of BHA data was proven for not only positioning two TTIRP, modifying polymers crosslink design, placing polymer precisely across target intervals and retrieve two TTIRP that at the end provide direct and positive financial impact for the operator.

Session 3. COILED TUBING AND PIPE DEVELOPMENT, APPLICATIONS, AND SOLUTIONS

First Worldwide Slim Coiled Tubing Logging Tractor Deployment

Laurie S. Duthie, Hussain A. Saiood, Abdulaziz A. Al-Anizi, Saudi Aramco; Norman B. Moore, Carol Correia, WWT International Engineering Services

Successful reservoir surveillance and production monitoring is a key component for effectively managing any field production strategy. For production logging in openhole horizontal extended reach wells (ERWs), the challenges are formidable and extensive; logging these extreme lengths in a cased hole would be difficult enough, but are considerably exaggerated in the openhole condition. A coiled tubing (CT) logging run in open hole must also contend with increased frictional forces, high dogleg severity, a quicker onset of helical buckling and early lockup. The challenge to effectively log these ERWs is further complicated by constraints in the completion where electrical submersible pumps (ESPs) are installed including a 2.4" bypass section.

Although hydraulically powered coiled tubing tractors already existed, a slim CT tractor with real-time logging capabilities was not available in the

является достаточно сложным процессом, а в условиях открытого ствола сложность значительно возрастает. При спуске ГНКТ в открытом стволе возникают такие осложнения, как повышенное трение, высокая степень искривления ствола, винтовое изгибание колонны и непроход инструмента в скважине. Проведение эффективного каротажа в открытом стволе в таких скважинах еще больше усложняется наличием сужений в компоновках заканчивания, в которых устанавливаются электроцентробежные насосы с байпасной системой диаметром 61 мм.

Скважинные тракторы с гидравлическим приводом уже представлены на рынке, однако трактора малого диаметра, спускаемого на ГНКТ, с возможностью мониторинга в режиме реального времени на рынке не было. В партнерстве с производителем колтюбинговых внутрискважинных тракторов была разработана и изготовлена модель трактора малого диаметра, способная доставить ГНКТ на необходимую глубину. Трактор является полностью гидравлическим без использования электрической энергии, что обеспечивает непрерывную регистрацию параметров во время спуска. Скважинный трактор приводится в действие дифференциальным давлением между колонной ГНКТ и стволом скважины и управляется регулированием расхода насоса на устье.

Трактор разработан для повышения эффективности каротажа в открытом стволе горизонтальных скважин. Перед полевой работой трактор прошел множество заводских испытаний. На скважине произвели монтаж трактора с прибором для эксплуатационного каротажа и начали спуск в скважину. Активацию трактора произвели после первого прихвата ГНКТ. В результате трактор прошел более 90% открытого участка ствола скважины, создавая тяговое усилие 1450 кг. Каротаж в реальном времени проводился по ходу движения трактора с момента его активации. Для снятия профиля притока из целевых интервалов исследования были проведены как в работающей, так и остановленной скважине. Исследования в режиме реального времени с помощью трактора позволяют сократить затраты на логистику и мгновенно принять решения о необходимости повторных операций для повышения качества данных.

Новый скважинный трактор малого диаметра – самый компактный в мире и первый в своем роде скважинный трактор, позволяющий проводить каротажные работы в горизонтальных скважинах с протяженным открытым стволом. Возможность успешного проведения геофизических исследований в скважинах с большим отходом от вертикали нельзя недооценивать. Моделирование пласта и геолого-технические мероприятия могут быть эффективны только при высоком качестве имеющихся данных. Преимущества бурения скважин с большим отходом от вертикали: увеличение площади контакта с продуктивным пластом, сокращение площади работ на поверхности и меньшее количество пробуренных скважин. Эти преимущества могут быть потеряны, если не будет обеспечен эффективный мониторинг параметров пласта. Чтобы максимально использовать преимущества горизонтальных скважин, необходимо постоянно разрабатывать креативные технические решения и инновационные конструкции.

market. In partnership with a specialist CT tractor manufacturer, a slim logging CT tractor was designed and built to meet the exceptional demands to pull the CT to target depth. The tractor is 100% hydraulically powered, with no electrical power allowing for uninterrupted logging during tractoring. The tractor is powered by the differential pressure from the bore of the CT to the wellbore, and is operated by a pre-set pump rate from surface.

Developed to improve the low coverage in open hole ERW logging jobs, the tractor underwent extensive factory testing before being deployed to the field. The tractor was rigged up on location with the production logging tool and ran in hole. Once the coil tubing locked up, the tractor was activated and pulled the coil to cover over 90% of the open hole section delivering a pulling force of up to 3,200 lb. Real-time production logging was conducted simultaneously with the tractor activated, flowing and shut-in passes were completed to successfully capture the zonal inflow profile. Real-time logging with the tractor is logistically efficient and allows instantaneous decision making to repeat passes for improved data quality.

The new slim logging tractor is the world's slimmest most compact, and the first of its kind CT tractor that enables production logging operations in horizontal extended reach open hole wells. The ability to successfully log these extended reach wells cannot be understated, reservoir simulations and management decisions can only as good as the quality of data available. Some of the advantages of drilling extended reach wells such as increased reservoir contact, reduced footprint and less wells drilled will be lost if sufficient reservoir surveillance cannot be achieved. To maximize the benefits of ERWs, creative solutions and innovative designs must continually be developed to push the boundaries further.

Advanced Intervention Technology Platform Provides Increased Capability Enabling Efficient High-Volume Wellbore Cleanout Solutions on Electric Line

Maša Brankovic, Stuart William Murchie, Odd Einar Magnussen, Espen Osaland, Altus Intervention; Niels Erik Sørensen, Lars Hørsaker, Equinor

Electric line deployed well intervention technologies are continuing to grow in use and relevance, this is due to the value provided by a highly efficient and effective means of intervention. It

Передовая технологическая платформа для эффективной промывки ствола скважины в больших объемах на электрическом кабеле

Маша Бранкович, Стюарт Уильям Мерчи, Одд Эйнар Магнуссен, Эспен Осаланд, Altus Intervention; Нильс Эрик Сёренсен, Ларс Хорсакер, Equinor

Технологии внутрискважинных работ с использованием электрических кабелей становятся все более актуальными и распространенными, поскольку являются высокоэффективным методом проведения работ. Они не требуют больших затрат на оборудование, специалистов и доставку материалов, легко контролируются, обеспечивают точное выполнение работ в скважине. Также работы на кабеле менее агрессивны по воздействию на ствол скважины, продуктивный горизонт и окружающую среду. Благодаря этим важным характеристикам системы с применением электрического кабеля становятся предпочтительным выбором заказчиков для многих видов работ, как, например, заканчивание новой скважины, восстановление или ремонт ранее эксплуатируемой скважины или глушение и ликвидация. Предпочтительность выбора этих технологий также отмечается среди тех заказчиков, которые стремятся расширить границы их применения, чтобы использовать их преимущества в более широком диапазоне внутрискважинных работ.

Зачастую работы на кабеле проводятся для выполнения простых задач: например, промывка от шлама в небольших объемах, фрезерование небольших деталей и управление инструментом с небольшими нагрузками. Однако по мере разработки технологических платформ с передовым оборудованием электрический кабель начали применять для работ, которые ранее считались более сложными, – с ГНКТ или с бурильными трубами. Сейчас благодаря эффективности, точности и компактности работы на кабеле начали проводиться для решения более сложных задач.

Относительно недавно на норвежском континентальном шельфе были проведены две работы на кабеле по промывке ствола скважины с большим количеством шлама. Результаты работ раскрывают преимущества этой передовой технологической платформы, показывают возможность масштабирования технологии и бросают вызов традиционным представлениям о возможностях работ на электрическом кабеле.

В первой работе в компоновке заканчивания с большим диаметром образовался большой объем песка, что не позволило выполнить необходимые работы по ликвидации скважины с установкой пробки. Во второй работе на большей части ствола скважины образовались отложения сульфата бария ($BaSO_4$), что затрудняло доступ к скважине для проведения работ по замене газлифтного клапана. В обоих случаях поставленные задачи были решены с помощью работ на кабеле. Это стало возможным благодаря повышению производительности, информации о состоянии ствола скважины и контролю в режиме реального времени, что обеспечивалось передовой технологической платформой для проведения работ на кабеле. Заказчик искал одного подрядчика на обе эти работы, поэтому

is light on equipment, personnel and logistics, is controlled and precise in its in-well execution, and is less obtrusive to the wellbore, the reservoir and the environment. These valuable characteristics are making electric line deployed solutions the preferred choice of customers for many interventions, whether that be for addressing new well completion, old well rejuvenation or repair, or eventual plug and abandon (P&A) operational scope. Preference is also increasing with those customers who are keen to push the boundaries of these technologies to leverage their beneficial impact across a broader range of intervention operations.

Often, the tasks or workscope assigned to electric line deployed intervention technologies are reserved for what would be considered the lighter end of the spectrum, for example, low volume debris cleanout, small component milling and low force tool manipulation. However, as full system-based intervention technology platforms are developed, incorporating advanced interconnected technology components, the magnitude of what can be achieved has expanded electric line intervention solutions into the realms of work scope previously reserved for heavier methods, like coiled tubing or drill pipe based. That, coupled with the efficient and precise execution and inherently light footprint that electric line deployed intervention brings, is adding to the increased interest in expanding its use.

Two recent electric line deployed wellbore cleanout operations carried out on the Norwegian Continental Shelf involving high volumes of debris demonstrate the advantages this advanced intervention technology platform has enabled, the scalability of its performance, and why it is challenging the traditional thinking and perception of what is possible on electric line.

In the case operation 1, extensive volumes of produced sand had accumulated in a large mono-bore completion preventing the execution of a required P&A operation. In case operation 2, the well had significant Barium Sulphate ($BaSO_4$) scale deposits over much of its length, which prevented well access for a required gas lift valve (GLV) change out. In both these cases, efficient and effective electric line deployed remediation was possible due to the increased performance, in-well task visibility and real-time task control provided by the advanced electric line intervention technology platform that was utilised. Attempting both these cases was strongly encouraged by the customer, leading a one team approach.

For case operation 1, high speed tractor

над каждой операцией работала одна команда.

На первой скважине было выполнено несколько спуско-подъемных операций, была достигнута высокая скорость трактора – более 26 метров в минуту. Контрольно-измерительные приборы в режиме реального времени показывали заполненность приемных камер, обеспечивая минимальное время нахождения на одной глубине во время сбора. На всех спуско-подъемных операциях, кроме одной, были достигнуты 100%-е показатели извлечения, при этом было собрано 1400 литров песчаных частиц, что позволило очистить 280 метров ствола скважины, в среднем скорость очистки составила 140 литров за 24 часа. В ходе работы на второй скважине было разбурено более 2000 метров твердых отложений при скорости проходки в среднем 44 м/час, что позволило восстановить доступ для проведения необходимых работ на кабеле и последующей замены негерметичного газлифтного клапана для восстановления целостности скважины. В результате скважина была снова запущена в эксплуатацию. В обоих случаях были достигнуты рекордные значения по объему удаленного шлама и глубине интервалов, очищенных с помощью высокотехнологичной платформы.

Оптимизация конструкции гидравлического агитатора для применения в скважинах с большим отходом от вертикали

Хусейн Сайуд, Лори Дути, Saudi Aramco; Ахмед Альбакши, Мухаммад Ахсан, NOV

По мере увеличения длины горизонтальных скважин возможностей колтюбинга по проведению внутрискважинных работ становится недостаточно, что требует внедрения новых технологий. Обычно на работах с ГНКТ используется программное обеспечение для моделирования трубы и оптимизации размера и веса трубы для достижения требуемой глубины. После выбора подходящего размера ГНКТ следующим и наиболее важным фактором, который необходимо учитывать при достижении забоя, являются силы сопротивления и трения между ГНКТ и стволом скважины. Уменьшение трения и компенсация продольного изгиба значительно увеличат глубину дохождения колонны. Для решения этой задачи было разработано несколько версий инструмента для генерации импульсов давления в компоновке низа колонны ГНКТ.

Эти инструменты создают вибрации или импульсы давления, которые позволяют замедлить спиральное скручивание ГНКТ. Такие инструменты часто включаются в компоновку низа колонны. Однако у существующих агитаторов есть технологические ограничения применения. В статье представлена новая разработка гидравлического агитатора для увеличения длины проходки ГНКТ. Агитатор непрерывно генерирует импульсы давления по всей длине трубы. Система обеспечивает снижение статического трения и преобразует его в динамическое, направленное вдоль ГНКТ. Непрерывное создание гидравлических вибраций предотвращает спиральное скручивание ГНКТ и таким образом уменьшает количество точек контакта ГНКТ со стенками скважины, что приводит к снижению сил сопротивления.

conveyance speeds of over 26 meters/minute were achieved on this multi-run operation. Instrumentation provided real-time indication of collection chambers being full, ensuring minimal time on depth during collection. Consistent high volume recovery rates of 100% were achieved on all but one of the collection runs, with a total of 1400 liters of sand debris being collected, clearing 280 meters of wellbore, at an average of 140 liters per 24 hours. For case operation 2, over 2000 meters of hard scale was milled, at a rate of penetration (ROP) of 44 meters/hour, on average, re-establishing access for required electric line intervention runs and the subsequent change out of the leaking GLV to restore the integrity of the well, enabling it to be put back on line and resume production. Record breaking achievements regarding the volume of debris removed and depth intervals cleaned via the intervention technology platform were made in both cases.

Design Optimization for Hydraulically Driven Agitation Tool in Extended Coiled Tubing Reach Application

Hussain Saood, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Ahmed Albaqshi, Muhammad Ahsan, NOV

As the boundaries are pushed with increased length of horizontal wells, coiled tubing (CT) well intervention capabilities are challenged requiring new technologies to expand existing capabilities. When utilizing coiled tubing, standard best practice is to first utilize CT modeling software to optimize CT size and weight for maximum reach. After choosing the right CT size, the next and most critical factor to address in extending the reach is, drag and frictional forces between the CT and the wellbore. Reducing friction and delaying helical buckling will significantly increase the reach. Several versions have been created utilizing various pressure pulse tools in the CT bottom hole assemble (BHA) to accomplish this task.

These tools work by creating vibration or pressure pulses that allow for a delay in the onset of the helical buckling of CT and are widely utilized and accepted as solutions. However, existing agitation tool limitations have been reached. A newly designed and developed, hydraulically driven agitation tool (HDAT) to extend CT reach delivers continuous frequency pressure waves along the entire length of the CT. The HDAT provides a reduction in static friction and converts that to a dynamic friction form along the CT string. The continuous hydraulic agitation reduces the onset of helical buckling and thus reduces CT helical contact



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



ПАКЕР



СЕРВИС

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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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



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

Разработка, проектирование и лабораторные испытания гидравлического агитатора прошли через несколько этапов, в результате чего было создано три поколения этого инструмента, причем каждая версия обладала улучшенными характеристиками. Последнее поколение агитатора было разработано для использования на оптимальных рабочих частотах и создания вибраций, действующих на наиболее длинный участок колонны ГНКТ. Улучшение рабочих характеристик нового поколения агитатора было достигнуто после масштабных лабораторных и полевых испытаний с проходкой глубины 7460 м в скважине с горизонтальным открытым стволом длиной 1400 м.

Новый гидравлический агитатор был доработан с целью повышения производительности и надежности для проведения эффективной кислотной обработки под давлением ниже давления гидроразрыва. Опыт, полученный при использовании предыдущих версий инструмента, был проанализирован, и новая версия позволила увеличить проходку ГНКТ в самых сложных горизонтальных скважинах.

Бурение на депрессии с использованием колтюбинга: работа на северном склоне Аляски, показывающая преимущества бурения прямолинейного ствола скважины

Антони Мишевски, Адам Мишевски, Ричард Стивенс, Маттео Джеминиани, AnTech Ltd

На северном склоне Аляски было необходимо пробурить 5 скважин с помощью колтюбинговой установки для наклонно-направленного бурения. Особенность этих скважин заключалась в том, что требуемая длина боковых стволов должна была составлять не менее 1800 м на небольшой глубине. Это почти в два раза больше, чем длина горизонтальных участков, которые обычно бурятся на больших глубинах. Небольшая глубина означала, что в 2 из 5 скважин было необходимо выполнить вырезку окна через 3 обсадные колонны. Такая работа выполнялась впервые. После бурения в скважины планировалось спустить перфорированный хвостовик на ГНКТ. Для этого требовался очень гладкий и прямолинейный ствол скважины, чтобы хвостовик можно было спустить до забоя бокового ствола.

Для увеличения проходки в боковом стволе рассматривались различные методы, включая спуск инструмента для работ в скважинах с большим отходом от вертикали, использование понизителя трения, увеличение диаметра ГНКТ и использование компоновки низа колонны, которая способна обеспечить бурение по прямой траектории. Все эти варианты были просчитаны с помощью программного обеспечения для расчета нагрузок на ГНКТ, и была проведена оценка их относительной эффективности.

В результате работы по бурению были выполнены с превышением поставленных целей. Этот проект позволил обеспечить рекордную длину боковых стволов, рекордную длину хвостовика, спущенного на ГНКТ за одну спуско-подъемную операцию, и вырезку окна в трех обсадных трубах. Данные, полученные в ходе работ, могут быть использованы для точного моделирования аналогичных работ в будущем. ☉

points, resulting in lower resistance force.

The development, design, and lab testing for the HDAT has been through extensive development stages resulting in three generations of the tool, with each version providing an incrementally improved performance. The latest generation HDAT has been designed to function at optimum operational frequencies and produce excitation that works on a longer section of the CT. The performance advancement of the newly designed HDAT generation was achieved after extensive lab testing with a field run reaching a total depth of 24,500 ft over a 4,600 ft open hole lateral section.

The new HDAT was redesigned to improve performance and reliability to achieve an effective matrix acid stimulation treatment. The lessons learned from previous generations were imbedded to extend the reach of the CT in the most challenging extended reach wells.

Underbalanced Drilling with Coiled Tubing: A Case Study on the Alaskan North Slope, Which Proves the Benefits of Drilling a Straight Hole

Antoni Miszewski, Adam Miszewski, Richard Stevens, Matteo Gemignani, AnTech Ltd

A set of 5 wells were to be drilled with directional Coiled Tubing Drilling (CTD) on the North Slope of Alaska. The particular challenges of these wells were the fact that the desired laterals were targeted to be at least 6000ft long, at a shallow depth. Almost twice the length of laterals that are regularly drilled at deeper depths. The shallow depth meant that 2 of the 5 wells involved a casing exit through 3 casings which had never been attempted before. After drilling, the wells were completed with a slotted liner, run on coiled tubing. This required a very smooth and straight wellbore so that the liner could be run as far as the lateral had been drilled.

Various methods were considered to increase lateral reach, including, running an extended reach tool, using friction reducer, increasing the coiled tubing size and using a drilling Bottom Hole Assembly (BHA) that could drill a very straight well path. All of these options were modelled with tubing forces software, and their relative effectiveness was evaluated.

The drilling field results easily exceeded the minimum requirements for success. This project demonstrated record breaking lateral lengths, a record length of liner run on coiled tubing in a single run, and a triple casing exit. The data gained from this project can be used to fine-tune the modelling for future work of a similar nature. ☉