

Технология inVision

The inVision Technology

Тодд ГРИН, эксперт по колтюбинговым технологиям, Technical Advisory Group, Upstream Professional Development Center (UPDC), Upstream Continuing Excellence (UCE), член редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Первые восемь лет карьеры работал преподавателем физики и химии. В 2006 году перешел в нефтяную отрасль, в компанию BJ Services в качестве полевого инженера в штате Техас, США. За два года работы в поле лично присутствовал на более чем 180 операциях с применением ГНКТ. Благодаря высокому качеству работы Тодд был избран главой проекта крупного заказчика на газовом месторождении, характеризовавшемся высокими показателями температуры и давления. Это позволило Тодду приобрести богатый опыт работы на газовых месторождениях со сложными пластовыми условиями. В 2008 году Грин принял предложение о работе в качестве ведущего инженера в компании Baker Hughes, где он осуществлял инженерное сопровождение всех работ с применением ГНКТ в южной части Саудовской Аравии. Работал в этой должности до 2011 года, затем перешел в Halliburton на аналогичную должность в Саудовской Аравии. Проведя в общей сложности 5 лет в качестве ведущего инженера в двух различных сервисных компаниях, предоставляющих услуги для Saudi Aramco, Тодд в 2014 году занял должность эксперта в области гибких насосно-компрессорных труб в составе многопрофильного отдела по разведке и добыче в компании Aramco Services в Хьюстоне. В его обязанности в этой должности входит контроль за соблюдением внутренних стандартов, внесение поправок и изменений в различные технические руководства, а также преподавание технических курсов в центре профессиональной подготовки в области разведки и добычи компании Saudi Aramco в городе Дахран в Саудовской Аравии. Эти курсы являются обязательными для всех инженеров по нефтегазовому делу, работающих в Saudi Aramco. У Тодда имеется опыт в разработке и внедрении различных технологий с применением ГНКТ, которые включают: промывки скважин с использованием пены, промывки скважин с большим углом отхода от вертикали, большеобъемные кислотные обработки, фрезерование на ГНКТ, ловильные работы, каротаж на ГНКТ с использованием кабеля, моделирование работы гибкой трубы, цементирование на ГНКТ, операции по удалению отложений, применение забойного оборудования в многоствольных скважинах, освоение азотом, абразивную перфорацию на ГНКТ, различные вспомогательные операции при бурении. Тодд является соавтором 9 статей SPE по темам, которые освещают следующую тематику: практический опыт фрезерования на ГНКТ в газовых скважинах с АВПД, накопленный опыт проведения промывок на ГНКТ, эффективность промывки и экономический расчет проекта, удаление АСПО в условиях аномально высоких значений давления и температуры, фрезерование с электрическим кабелем, модернизацию операций с ГНКТ, использование ГНКТ для удаления органических отложений. Тодд является активным членом общества SPE. Он вел краткие курсы SPE по внутрискважинным работам с использованием ГНКТ, каната и электрического кабеля на мероприятиях ICoTA и ATCE. В течение двух прошлых лет занимал должность старшего председателя ICoTA International.

Todd GREEN, Coiled Tubing Subject Matter Expert, Technical Advisory Group, Upstream Professional Development Center (UPDC), Upstream Continuing Excellence (UCE), Member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times



After teaching Physics and Chemistry for 8 years, Todd entered the petroleum industry with BJ Services in 2006 as a field engineer working in the Permian Basin Field of Texas, USA. During these two years of field work, he personally attended over 180 coiled tubing field operations. As a result of his record for job quality and success, Todd was chosen to lead a high pressure, high temperature gas field project for a large

independent producer giving him a wealth of experience in gas field operations with extreme conditions. In 2008, Todd accepted an international assignment as a desk engineer with Baker Hughes supporting all coiled tubing intervention in the southern area of Saudi Arabia. Todd served in this role until 2011. Then, in 2011 he joined Halliburton in a similar roll in Saudi Arabia. After spending a total of 5 years working as a desk engineer with two different service companies for Saudi Aramco, Todd took a position with Aramco Services Company in Houston in 2014 to serve as coiled tubing subject matter expert as part of a multidisciplinary Upstream Technical team. In this role, Todd oversees internal standards and manual revisions and teaches technical courses for Saudi Aramco's Upstream Professional Development Center in Dhahran. These courses are mandatory courses for all production engineers working in Saudi Aramco. Todd has experience designing and implementing a variety of CT interventions that include: Foam cleanouts, High angle cleanouts, CT high rate acid stimulations, Milling with CT, Fishing Operations, CT e-line logging, Velocity string design and installation, Cementing with CT, Mechanical descaling, Utilizing multilateral seeking tools, Nitrogen lifting, Abrasive perforating with CT and various drilling rig assist operations. Todd has also co-authored 9 SPE papers on topics that include: Case Study for Milling with CT in High Pressure Gas Wells, CT cleanouts and best practices, Cleanout efficiency and economics case study, Extended Reach CT Logging interventions, HPHT Mechanical Descaling in Extreme Environments, Milling with electric line, Improving CT Well Intervention and Utilizing CT to remove organic deposits. Todd is an active participant in SPE. He has taught SPE short courses at ICoTA and ATCE on Rigless Well Intervention involving CT, Slickline, and e-line and. During the past two years, he served as Sr. Chair of ICoTA International.

Предыстория

Когда я занимал позицию технического советника по разведке и добыче в компании Aramco Services (Хьюстон, Техас), моими основными обязанностями были поиск и оценка новых и уже существующих технологий. На стадии оценки целью компании являлось определение трех основных составляющих технологий: соответствие требованиям охраны труда, снижение затрат и повышение эффективности. Если технология отвечала этим требованиям, я начинал выполнять работу по внутреннему согласованию в компании для квалификации и внедрения данной технологии в Саудовской Аравии. Сейчас я являюсь членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», поэтому планирую периодически освещать наиболее интересные технологии, которые прошли мою оценку.

Выставки и конференции – это отличное место для поиска новых идей. В индустрии колтюбинга лучшим местом для поиска новых технологий и ознакомления с лучшим опытом по внутрискважинным работам являются конференции ICoTA (Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам). Мне всегда нравилось встречать на конференции старых и новых коллег и узнавать о новейших разработках в индустрии колтюбинга. Международная конференция ICoTA проходит каждый год в конце марта в Хьюстоне, штат Техас. Региональные отделения ICoTA по всему миру проводят такие же конференции в Канаде, России, Китае, Среднем Востоке и Латинской Америке. Информацию о данных конференциях вы можете найти на сайте www.icota.com.

В данной статье я предлагаю обсудить технологию компании Intelligent Wellhead Systems. Впервые я узнал об этой компании в последний день конференции ICoTA в 2017 году. На первый взгляд, эта технология мне не показалась стоящей внимания, хотя я проходил мимо стенда компании несколько раз. Но когда в последний день количество посетителей выставки уменьшилось, я решил снова пройтись по всем стендам и узнать больше о тех технологиях, с которыми не успел ознакомиться. Когда я остановился у стенда компании Intelligent Wellhead Systems Inc., мне удалось обсудить представленную технологию с одним из ее создателей, генеральным директором компании Митчем Карлсоном. Его история о том, как ему пришла в голову идея данной технологии, произвела на меня такое же глубокое впечатление, как и сама технология.

Background

As an Upstream technical advisor for Aramco Services Company in Houston, Texas, one of my primary responsibilities was looking for and evaluating new and existing technologies. During the evaluation phase, our goal was to determine if and how the technology improves safety, reduces cost, or increases efficiency. Once a new technology met these requirements, I would work through internal proponents in our company to qualify and implement the new technology in the Kingdom of Saudi Arabia operations. As a Member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times, I plan to periodically share some of the more interesting technologies I have evaluated.

Trade shows and conferences are a great place to find new ideas. In the coiled tubing discipline of the oil and gas industry, there is no better place than ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association) conferences for finding new technologies and best practices for rigless well intervention. I always enjoy reconnecting with old and new colleagues while learning about the latest developments in the CT industry. The annual International event for ICoTA is held each year at the end of March in Houston, Texas. Also, various ICoTA chapters by region host equally beneficial conferences in Canada, Russia, China, the Middle East, and Latin America. Information on these events can be located at www.icota.com.

In this technology review article, I will be discussing Intelligent Wellhead Systems. I discovered this company on the last day of the ICoTA International conference in 2017. Although, I had walked by the booth a few times, I had dismissed the technology on first glance as something not useful. However, as the crowd thinned out on the last day, I took the time to take a second and more thorough pass at technologies that I had not been able to investigate fully. Fortunately, I stopped at the Intelligent Wellhead Systems

Целью являлось определение трех основных составляющих технологии: соответствие требованиям охраны труда, снижение затрат и повышение эффективности.

Our goal was to determine if and how the technology improves safety, reduces cost, or increases efficiency.

Катушка inVision может быть включена в комплект устьевого оборудования при таких операциях, как спуск инструментов в скважину под давлением, операции с ГНКТ, а также операции с кабелем.

The inVision enhanced spool can be placed anywhere in the snubbing, CT or wireline rigup stack.

Новые идеи для предотвращения смертельных случаев и травм

Компания Intelligent Wellhead Systems Inc. была основана в 2012 году двумя канадцами, которые на тот момент работали специалистами по спуску внутрискважинного оборудования под давлением в разных странах, включая шельфовые проекты. На обоих произвел огромное впечатление несчастный случай с летальным исходом, который произошел в Канаде. В 2004 году во время спуска инструмента в скважину под давлением муфтовое соединение бурильной трубы попало в закрытые плашки превентора. Авария привела к гибели одного сотрудника и тяжелым травмам двух других. В результате аварии все операции по спуску инструмента под давлением были приостановлены во многих странах до тех пор, пока не вступили в силу новые требования, которые были предназначены для недопущения подобных ситуаций в будущем. Однако спустя семь лет основная причина несчастных случаев в отрасли спуска инструментов под давлением не была выявлена, и аварии и потенциально опасные происшествия случались каждый год. Наблюдая такую тенденцию, Митч и коллеги объединили свои усилия, навыки и решительность для поиска подходящей технологии для решения данной проблемы. Изначально планировалось создать устьевого промежуточную катушку, с помощью которой можно определять муфтовые соединения труб для более безопасного и более эффективного процесса спуска труб в скважину под давлением. Спустя пять лет Митч и его команда разработали первый прототип технологии inVision, которая позволяла проводить операции с ГНКТ при высоких давлениях в сероводородсодержащей среде. Катушка inVision может быть включена в комплект устьевого оборудования при таких операциях, как спуск инструментов в скважину под давлением, операции с ГНКТ, а также операции с кабелем. Для предотвращения аварии, подобной той, которая произошла в 2004 году, катушку inVision рекомендовалось установить между плашками превенторов. Установка катушки позволила всем сотрудникам на устьевой площадке в режиме реального времени видеть, какая часть колонны, внутрискважинного инструмента или муфтового соединения проходит через фонтанную арматуру и превенторы.

Изначально технология была разработана для операций по спуску оборудования в скважину под давлением, но данную катушку с сенсором можно использовать в любом типе внутрискважинных работ, поскольку она может быть установлена на устьевой арматуре с помощью фланцевого соединения. Также катушку можно присоединить к лубрикатрам для операций с ГНКТ или с кабелем. Для такого типа операций рекомендуется устанавливать катушку

Система inVision включает в себя несколько компонентов, благодаря совместной работе которых можно получить 2-D изображение колонны или компоновки низа колонны, которую предполагается спускать через катушку inVision.

The inVision system consists of several components working together to create a 2-D image of the workstring or bottom hole assembly tripping through the inVision spool.

Inc. booth to meet and discuss the technology with co-Inventor and CEO, Mitch Carlson. His story about how he arrived at the idea was equally as impressive as the technology.

Loss of life and serious injuries incident produces an idea

Intelligent Wellhead Systems Inc. was founded in 2012 by two Canadians who at the time were Snubbing professionals overseeing both international and offshore operations. Both men were indirectly affected by a loss of life incident that occurred in Canada. During a snubbing operation in 2004, a collar was pulled

into closed pipe-rams in a staging operation. The incident resulted in 1 fatality and 2 badly burned individuals. As a result of this incident, the snubbing industry temporarily shut down while new regulations were created in an attempt to try and prevent this tragedy from reoccurring. However, seven years later the industry still had not addressed the root cause of the incident and near misses continued year over year. Seeing this trend, Mitch and a colleague combined their resources, ingenuity, and determination to create a solution. The initial concept was to develop a spacer spool that could identify tubing connections in a jointed pipe string for safer and more efficient ram to ram staging operations. Five years later, they manufactured the first prototype of inVision technology capable of working in a high pressure, sour coiled tubing operation. The inVision enhanced spool can be placed anywhere in the snubbing, CT or wireline rigup stack. For addressing the 2004 loss of life snubbing incident, the recommended location was to place the inVision spool between the stripping pipe rams. This allowed all involved in the operation to see real-time exactly what part of the work string, downhole tool, or joints across the wellhead tree and BOPs.

Although initially developed for snubbing unit operations, the tool can be included in any intervention as the sensor enabled spool is flanged directly to the existing wellhead tree. The tool can be easily added into the lubricator stack for coiled tubing and wireline operations. The recommended location for CT and wireline

непосредственно над устьевой арматурой и под превентором. Если требования компании-оператора предполагают иную конструкцию устьевого оборудования, катушка inVision может быть установлена в другом месте с помощью соответствующего переводника под необходимый фланец. В данный момент компания Intelligent Wellhead Systems предлагает ряд стандартных типоразмеров, но также возможно производство катушки любого другого типоразмера по заказу.

Характеристики системы inVision компании Intelligent Wellhead Systems

Система inVision включает в себя несколько компонентов, благодаря совместной работе которых можно получить 2-D изображение колонны или компоновки низа колонны, которую предполагается спускать через катушку inVision. Катушка для превентора может быть выполнена в разных конфигурациях: катушка длиной 533 мм с различными соединениями, фланец длиной 101 мм, либо лубрикатор длиной 609 мм. В корпусе катушки расположено устройство преобразования изображений, в состав которого входят магнитные датчики, которые снимают трубу, инструмент или кабель в режиме реального времени. Данные с катушки передаются на станцию управления inVision, которая отображает данные на экране. Любой сотрудник на устьевой площадке может в реальном времени увидеть изображение инструмента, спускаемого через устьевую арматуру. Компания Intelligent Wellhead Systems считает, что в будущем появится возможность сотрудничества с сервисными и добывающими компаниями для использования этих данных в автоматически управляемых системах сбора. Если включить систему inVision в уже существующую систему сбора данных, то появится возможность использовать новые данные для аварийной остановки работ при возникновении потенциально опасной ситуации. Например, при подъеме ГНКТ на поверхность можно предусмотреть автоматическую остановку работы инжектора, как только КНК пройдет через катушку inVision. В данном случае бурильщику ГНКТ не нужно будет снижать скорость при приближении ГНКТ к устью, а также не будет необходимости проверять сальниковое уплотнение, поскольку катушка точно определит момент, когда КНК поднимется выше устьевой арматуры.

Применение технологии для повышения безопасности и осведомленности

Устройство было специально спроектировано и выполнено из материала «инконель» для работы в таких осложненных условиях, как глубоководные скважины, шельфовые проекты, скважины с

operations is directly above the wellhead tree and below the CT BOPs. If operating company policies require a different configuration of the rig up, the inVision spool can be easily moved by acquiring the correct crossover connection to the spool flange connection. Intelligent Wellhead Systems has currently created a few standard sizes but can manufacture other sizes upon request.

What is the inVision system of Intelligent Wellhead?

The inVision system consists of several components working together to create a 2-D image of the workstring or bottom hole assembly tripping through the inVision spool. The BOP component can either be a 21" high spool with variable end connections, a 4" high pancake flange or a 24" high lubricator pup. The spool houses an imaging device which utilizes proprietary magnetic sensors to view tubing, tools or wireline real time inside the spool. The spool communicates to the inVision control system to relay the data to display screens on location. Anyone viewing the display screen will see a real time image of which component of the work string is across

the tree. For future applications, Intelligent Wellhead Systems believes there is an opportunity to work with service providers or operators to utilize this data for automated control systems. If integrated into an interventions' existing data acquisition system, the inVision data could be utilized as a means to automate the operation, stopping the job when hazardous conditions occur. For example, on a CT operation, the injector head could be programmed to stop tripping out of hole once the BHA has passed through the inVision spool. The operator of the CT unit would no longer need to drastically reduce speed approaching the surface nor would tagging the stuffing box be necessary as the device would clearly indicate when the BHA is above the tree.

Я рекомендую использовать данную технологию каждой добывающей и сервисной компании как в текущих операциях, так и в будущем, для более точного определения, какой компонент КНК проходит через устьевую арматуру во время внутрискважинных работ.

Due to the immediate and future applications, I recommend the utilization of this tool for any operator or service company interested in having a better understanding of exactly what component is moving through the wellhead throughout the duration of the operation.

высокими значениями давления и температуры и высоким содержанием сероводорода. Технология inVision предоставляет четкую информацию для сервисных и добывающих компаний, которую можно использовать для безопасного и эффективного принятия решений по контролю скважины.

Зачастую во время внутрискважинных работ с ГНКТ датчики глубины сбиваются на 1% каждые 1000 м из-за проскальзывания считывающего колеса. Погрешность прибора на глубине 5000 м может составлять 50 м. Если при подъеме на поверхность датчик глубины сбит на 50 м, для определения выхода КНК из устьевого арматуры необходимо проверять устьевого герметизатор. Хотя данная процедура является стандартной операцией при работе с ГНКТ, это влечет за собой риски непредвиденного падения КНК при выходе из стриппера.

Также данная технология может использоваться в случае потери КНК в скважине. В таком случае бурильщик ГНКТ не может точно определить местонахождение конца ГНКТ при подъеме на поверхность. Глубина может быть подсчитана, но бурильщику будет необходимо поднять ГНКТ через стриппер, что может привести к разливу скважинной жидкости. Наличие катушки inVision позволит решить обе проблемы, описанные выше, и предоставят бурильщику возможность точно определить местоположение КНК либо конца ГНКТ при подъеме через катушку.

Заключение

Я рекомендую использовать данную технологию каждой добывающей и сервисной компании как в текущих операциях, так и в будущем, для более точного определения, какой компонент КНК проходит через устьевого арматуру во время внутрискважинных работ. Я считаю, что для сервисных компаний использование данной технологии позволит значительно снизить риски. Также технология позволит снизить продолжительность спуско-подъемных операций. Имея катушку inVision в составе устьевого оборудования, бурильщику ГНКТ не нужно будет значительно снижать скорость подъема ГНКТ за 200 м до поверхности с целью предотвращения жесткой остановки в стриппере. Технология позволит точно определить момент, когда КНК вышла из устьевого арматуры, и после этого снизить скорость. В случае прихвата ГНКТ или КНК в устьевого арматуре бурильщик получит возможность определить, какой компонент КНК и какой участок этого компонента находятся в арматуре. Также в случае необходимости отрезания ГНКТ катушка inVision позволит определить, упала ли отрезанная часть. Об опыте применения катушки можно прочитать по ссылке: <http://www.intelligentwellheadsystems.com/the-proof> ☉

Applications to improve operational safety and awareness

The tool was specifically designed and constructed of Inconel to work in the various harsh environments of the oil and gas industry including subsea, offshore, HPHT, and sour wells. The inVision technology provides clear information for operators and service companies to safely and efficiently make informed well control related decisions.

Often on CT interventions, depth counters can be off by 1% every 1000 meters due to slippage of the counter wheel. On a 5000 meter well depth, this could be 50 meters. If the depth counter is off by 50 meters when tripping out of hole, the operator will need to tag the snuffing box to confirm when the BHA is above the tree. Although this is a standard operating procedure during CT operations, this creates an unnecessary risks tagging the stripper and potentially dropping the BHA.

Another scenario in which this technology could prove useful is when a BHA is lost during an intervention. In this situation, the CT operator does not have any method to know exactly where the end of the CT is while tripping out. The depth can be estimated but to know for sure, the CT operator will have to pull through the stripper possibly releasing hydrocarbons. Having the inVision spool in place would solve both of these issues allowing the operator to see exactly when the BHA or the end of the CT passes through the inVision spool.

Summary

Due to the immediate and future applications, I recommend the utilization of this tool for any operator or service company interested in having a better understanding of exactly what component is moving through the wellhead throughout the duration of the operation. I believe this tool will add immediate value for services companies and operators by reducing risk. This tool can also optimize the operation by reducing tripping times. With the inVision spool, the CT operator will no longer need to drastically reduce CT speed 200 meters from surface to avoid a hard tag in the stripper. The CT operator would see exactly when the BHA is past the tree and could then reduce speed. In the event of an incident of stuck pipe or tools across the tree, the operator would be able to see exactly what component and what section of that component is across the tree. Finally, if shearing of the string is necessary, the inVision spool will allow the operator to see if the string has dropped after shearing. For case histories of the tool see <http://www.intelligentwellheadsystems.com/the-proof> ☉