

# ТЕЗИСЫ ОСНОВНЫХ ДОКЛАДОВ 13-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

ВЫПУСК 2\*

## ABSTRACTS OF THE MAIN REPORTS MADE DURING THE 13<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

ISSUE 2\*

### ОСВОБОЖДЕНИЕ АВАРИЙНОГО ЛИФТА НКТ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ТРУБОРЕЗА НА ГНКТ. ОПЫТ РАБОТ

В.А. Трегубов, П.Ю. Потапов (ТНК-ВР «Оренбургнефть»);  
Б.Ф. Кузичев, А.В. Байрамов, М.А. Лобов, К.В. Бурдин («Шлюмберже»)

В данном докладе рассматривается успешный опыт применения ГНКТ компании «Шлюмберже» для ликвидации прихвата лифта НКТ на Гаршинском нефтяном месторождении ТНК-ВР «Оренбургнефть». Эта операция была выполнена комплексно за две СПО: фрезерование стоп-кольца торцевым фрезом и отрезание прихваченного лифта НКТ диаметром 73 мм при помощи КНБК, оснащенной гидромеханическим труборезом. Впоследствии прихваченный УЭЦН был успешно извлечен из скважины с использованием УБТ и ловильной компоновки, оснащенной овершотом.

Отрезание НКТ может быть выполнено множеством различных способов, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки, а также значительно отличается от других по стоимости. На сегодняшний день наиболее распространен способ кумулятивного «отстрела» НКТ силами геофизических организаций. Это недорогой, быстрый и достаточно эффективный метод, который широко применяется на месторождениях «Оренбургнефть». Другими методами, доказавшими свою эффективность, являются химическая и абразивная резка. Метод механической резки был предложен к применению исходя из его существенных преимуществ. Это наиболее чистый срез без развальцовки и заусенцев, позволяющий избежать фрезерования места резки перед использованием ловильного инструмента, отсутствие абразивного материала в затрубном пространстве НКТ/обсадная колонна, препятствующего извлечению прихваченного оборудования, нечувствительность к скважинным условиям, способность контролировать успешность резки, высокий процент успешности операций, преимущества спуска на ГНКТ. В результате значительно сокращается цикл ремонта аварийной скважины, так как удается избежать дополнительных СПО, выполняемых бригадами КРС. Также необходимо отметить, что в данном случае отрезание НКТ было возможно лишь после фрезерования препятствия, т.е. данная работа могла быть выполнена исключительно с использованием установки ГНКТ.

Для компании «Шлюмберже» механическая резка применялась впервые в России. На сегодняшний день также успешно выполнены 2 операции по отрезанию НКТ 89 мм в ситуациях с прихватом пакера.

### RELEASE OF TUBING WITH STUCK ESP ASSEMBLY BY COILED TUBING WITH HYDROMECHANICAL CUTTER. OPERATIONAL EXPERIENCE

V.A. Tregubov, P.Yu. Potapov (TNK-BP Orenburgneft);  
B.F. Kuzichev, A.V. Bairamov, M.A. Lobov, K.V. Burdin (Schlumberger)

The paper is about successful implementation of tubing cutting technology performed by Coiled Tubing department of Schlumberger. The job result is releasing of stuck tubing with ESP assembly at Garshinskoe oilfield of TNK-BP Orenburgneft. The operation was done in complex and included two runs: milling of no-go ring by junk mill and subsequent cutting of 73 mm (2-7/8 in.) tubing by bottomhole assembly equipped with hydromechanical cutter. Afterwards the ESP was successfully retrieved by workover crew using drill pipe and overshot.

Tubing severing can be done by bunch of different methods. Every method has its advantages and disadvantages, along with absolutely different pricing. Nowadays the most usable method is explosive cutting, which normally has done by wireline organizations. The explosive cutting is cheap, fast and quite effective method which is widely used by TNK-BP Orenburgneft. Other effective options are chemical and abrasive cutting.

Mechanical cutting was proposed to TNK-BP because of many inherent advantages: the most clear cut without any burrs or flaring (no need to perform additional workover run in order to mill across the cut before overshot usage), absence of abrasive material in tubing/casing annulus (which could worsen the stuck situation), tolerance to well conditions, ability to confirm success of cutting, overall high degree of success and all advantages of CT conveyance. As a results repair time would be considerably decreased because of the absence of additional workover runs. However, in this case cutting itself could be done only after milling of restriction. That operation could be done exclusively by coiled tubing.

Hydromechanical cutting was done at the first time for Schlumberger in Russia. Nowadays two more operations were performed at 89 mm (3-1/2 in.) tubing in wells with stuck packer.

\* Выпуск 1 был опубликован в журнале «Время колтюбинга» № 4 (42) за 2012 год  
Issue 1 was published in the Coiled Tubing Times № 4 (42) for 2012



ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ  
ДОСТИГНУТЫМ,  
РАБОТАЕМ НАД  
ПЕРСПЕКТИВОЙ

Применение предложенной технологии позволило ТНК-ВР получить альтернативное высокоэффективное решение для ликвидации аварий при осложненных скважинных условиях (наличие препятствий, АСПО, отложения на НКТ, кривизна скважины). Полученный опыт может быть успешно применен во многих схожих ситуациях на других месторождениях при прихватах НКТ или БТ.

## **СИСТЕМА IntelleCT КОМПАНИИ EWS**

**Мартин Хемскерк, Марсел Бос и Юрий Нагорняк (ООО «ЕВС»)**

В докладе описываются назначение системы и принципы ее эксплуатации. По мере повышения рыночного спроса на услуги бурения требования к скважинам становятся все более сложными. Для обеспечения экономичной разработки скважин требуются точные внутрискважинные работы. При операциях с колтюбингом важным моментом является точное определение местоположения компоновки низа бурительной колонны (КНБК), контроль работы и показателей компоновки. Использование устройств регистрации данных, позволяющих записывать глубину, устьевое давление, давление и производительность закачки, позволяет повысить качество операций и в конечном итоге повысить производительность скважин. Сложным моментом является обеспечение высокого качества оперативных забойных данных, которое позволит устранить многие неопределенности.

Компания «ЕВС» в сотрудничестве с Coil Services BV разработала систему IntelleCT. Специально разработанная КНБК передает данные через проводящий кабель IntelleCT, находящийся внутри колтюбинговой колонны. Он обеспечивает передачу оперативных данных на поверхность во время проведения работ.

Преимуществами системы является возможность контроля абсолютной глубины, а также забойных условий (давления и температуры) с помощью каротажных датчиков и датчиков локатора муфтовых соединений. Компоновку IntelleCT можно использовать с любым стандартным колтюбинговым инструментом или компоновками электрического каротажа. Следовательно, при проведении геофизических исследований, цементометрии или перфорации пропадает необходимость в каротажном кабеле. При работе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах пропадает необходимость в использовании забойных тракторов. По сравнению со стандартными каротажными системами на колтюбинге данная система не вносит ограничений при проведении операций. Эта система успешно используется в Европе и на месторождения Северного моря и обеспечивает значительные преимущества для нефтегазовых операторов.

## **ПРОВЕДЕНИЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ BPS (BURST PORT SYSTEM)**

**С.А. Заграничный (Trican Well Service)**

В поисках методов оптимизации бурения и заканчивания нефтегазовых скважин с применением систем для многозонального гидроразрыва пласта за последние

Implementation of proposed technology allows TNK-BP to get alternative high-effective solution to remedy wells with complicated conditions (restrictions, paraffin, scale, deviation). Experience received would be very beneficial to implement in wells with similar problems at other wellsites in case of tubing or drillpipe stuck.

## **THE EWS IntelleCT SYSTEM**

**Martijn Heemskerk, Marcel Bos and Yuri Nagorniak (EWS LLC)**

The paper describes the function and use of the system.

The wells drilled today are becoming more complex and challenging to be able to extract oil and gas. Precise work-over and well interventions are in demand to economically produce these wells. With any Coiled Tubing (CT) operation, it is paramount to know the precise position of the Bottom Hole Assembly (BHA) and to monitor its operation and performance. Using a surface data logging system that is recording depth, well head pressure, pump pressure and rates has improved operations and ultimately improving production. The difficult task is to get high quality real-time data from down hole, eliminating many uncertainties. EWS has developed in cooperation with Coil Services BV the IntelleCT System. The custom built BHA transmits data through a special conductive "IntelleCT Cable" which is installed inside the CT. This allows real-time data to be transferred to the surface during coil operations.

Absolute depth control through the use of Gamma Ray and Casing Collar Locator sensors and precise monitoring of the down hole conditions (pressure and temperature) are benefits of this system. The IntelleCT BHA can be connected to any conventional CT Tool or any electric logging BHA. Therefore as Production logging, cement bond logs or perforating can eliminate the need for wireline. In highly deviated or horizontal wells, this could eliminate the need for E-Line tractors. The system has been developed such that it doesn't add any limitations to CT operations as conventional CT logging systems do. The system has been used throughout Europe and the North Sea with great success and provided tangible benefits for oil and gas operators.

## **PERFORMING OF MULTI-STAGE COILED TUBING FRACTURING WITH BPS (BURST PORT SYSTEM) TECHNOLOGY UTILIZATION**

**S.A. Zagranichny (Trican Well Service)**

Methods of drilling and completion of oil and gas wells with application of multi-stage hydraulic

годы сделан значительный прорыв. За это время в качестве опытно-промышленных работ было опробовано множество технологий. Сложности в реализации таких проектов комплексные: начиная от построения геологических моделей, просчета гидродинамических характеристик для выбора наиболее подходящей траектории и числа этапов ГРП, технико-технологической оптимизации многоэтапного ГРП под конкретные условия, до оптимизации финансовых затрат и выбора наиболее эффективной экономической модели, завязанной в первую очередь на добычу сырья.

Инновацией на рынке ГРП в 2012 году по праву можно считать технологию многостадийных ГРП – BPS™ компании ООО «Трайкан Велл Сервис». Сущность технологии заключается в том, что гидравлически активируемые муфты BPS™ являются частью обсадной колонны. Активация муфт и выполнение ГРП происходит через специальную пакерную компоновку C2C™, разработанную для работы в паре с разрывными муфтами. Спуск пакерной компоновки C2C™ осуществляется на НКТ или комбинации ГНКТ/НКТ.

Планирование технологии осуществляется на стадии планирования бурения, подбирается диаметр обсадной колонны и муфты BPS™, учитывается глубина спуска, выбирается давление активации разрывных портов муфты (25–60 МПа), выбирается тип муфт (цементируемые/не цементируемые). Непосредственно на скважине муфта накручивается на обсадную колонну без применения дополнительного оборудования, в компоновку включаются заколонные пакеры. После спуска обсадной колонны и активации заколонных пакеров в скважину спускается пакерная компоновка C2C™. Позиционирование пакера происходит по локатору муфт (составная часть пакера). Пакер герметизирует муфту с двух сторон. Конструкция пакера имеет специальный «фрак-порт», через который происходит подача жидкости и проппанта. Сначала пакер опрессовывается в «глухой» части обсадной колонны, затем смещается на зону муфты. При подаче жидкости и создании определенного давления происходит разрыв портов муфты и жидкость с проппантом подается в пласт. По завершении продавки проппанта в пласт пакер смещается выше по колонне в «глухую» часть, где происходит обратная циркуляция для полной отчистки «фрак-порта» и НКТ. По завершении промывки пакер смещается выше к интервалу следующей муфты. Тоннаж ГРП на муфту BPS™ не ограничен.

После завершения всех операций и извлечения пакера в эксплуатационной колонне не остается проппанта – нормализация забоя и промывка скважины не требуются. Нужно отметить, что неоспоримым преимуществом является тот факт, что диаметр обсадной колонны остается полнопроходным, так как внутренний диаметр муфты равен диаметру колонны. Нет необходимости в разбуривании и извлечении конструктивных элементов компоновки (седла, шары), поскольку в данной технологии они отсутствуют.

На сегодняшний день в РФ проведено порядка 16 скважин ГРП с применением данной технологии. Первый пилотный проект на территории РФ был реализован на Самотлорском месторождении дочернего общества ТНК-ВР

fracturing (HF) systems have been significantly advanced during the recent years. A large number of various technologies have been tested in the framework of pilot projects. The difficulties connected with such projects are complex: starting from reservoir characterization, estimation of fluid-bearing characteristics for selection of the most suitable trajectory and number of HF stages, engineering and technological optimization of multi-stage HF according to specific conditions, on out to cost optimization and selection of the most effective economic model connected primarily with raw materials extraction.

BPS™ multi-stage HF technology developed by Trican Well Service Ltd. can be justly considered as one of the main innovations on HF market in this year. The main point of the technology is that hydraulically actuated BPS™ collars form the part of casing string. Activation of collars and realization of HF is performed through a special C2C™ packer assembly designed to operate in combination with collars containing pre-milled ports. Lowering of C2C™ packer assembly is performed using a tubing string or a combination of coiled tubing/tubing string.

Planning of technology implementation starts on the stage of drilling design. During this stage the diameter of casing string and BPS™ collar is chosen, the activation pressure (3,625–8,700 psi) for collar's burst ports is selected and the type of collars (cemented/non-cemented) is picked. At the wellsite a collar is mounted on casing string without utilization of extra equipment, casing packers are inserted into assembly. After casing string is run into well and casing packers are activated, C2C™ packer assembly is also lowered into well. Packer positioning is controlled by casing collar locator (packer's component). Packer pressurizes the collar from both ends. Packer's design comprises a special «frac port», through which fracturing fluid and proppant is injected. At first, packer is pressurized in the «dead-end» part of casing string, after that it is moved to collar zone. Shortly afterwards the injection of fracturing fluid is started. The BPS™ collar is pressured up causing the ports to burst at their designated pressure point, and allowing the fracturing fluid to be pumped into formation. After the injection of proppant into formation is over, the packer is moved upwards to the «dead-end» of the casing string where reverse circulation is performed in order to completely clean out the «frac port» and the tubing string. After cleanout process is finished, the packer is moved up towards the next collar. HF tonnage for BPS™ collar is unlimited.

After all operations are over and the packer is pulled out of hole, no proppant remains inside the production string. There is no need in bottomhole cleaning and well cleanout. It should be mentioned





ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ  
ДОСТИГНУТЫМ,  
РАБОТАЕМ НАД  
ПЕРСПЕКТИВОЙ

ABSTRACTS OF THE MAIN REPORTS MADE DURING THE 13<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

«Самотлорнефтегаз». ГРП на новых скважинах и скважинах ЗБС с обсадной колонной 114 мм с совместным использованием двух систем BPS™ и C2C™ со спуском на НКТ. Всего на текущий момент выполнено 7 скважин с 5–7 этапами на одну скважину. Средний объем проппанта составил 30 т на одну зону.

Следующим этапом развития технологии в РФ планируется спуск компоновки и проведение ГРП с применением ГНКТ с типоразмером 73 мм в комбинации с НКТ (что является стандартной операцией в Северной Америке). Стандартный барабан ГНКТ позволяет вместить около 1500 м гибкой тубы типоразмером 73 мм, поэтому для достижения нужных глубин требуется соединение с НКТ такого же диаметра с помощью специально разработанного для такой операции вращающегося переводника. Длины ГНКТ тем не менее достаточно для проведения СПО в горизонтальном интервале без потерь времени на СПО с обычными НКТ. Более того, устьевое оборудование ГНКТ позволяет осуществлять контроль давления в скважине при проведении последовательных ГРП и операций по циркуляции, что особенно важно на скважинах с высоким пластовым давлением.

## **ПЕРВЫЙ ОПЫТ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ДЕПРЕССИИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»**

**Н.А. Демяненко, Ю.А. Бутов, А.Н. Богатко, П.В. Ревяков**  
(БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

Факторы, обусловленные необходимостью объективной оценки характеристик и качественного вскрытия продуктивных пластов, а также снижения вероятности осложнений при заканчивании скважин на месторождениях Республики Беларусь, определили курс РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на развитие технологии колтюбингового бурения скважин на депрессии.

Для реализации этой технологии мировые лидеры нефтесервисного рынка сегодня используют крупные дорогостоящие комплексы оборудования, позволяющие выполнять работы в широком спектре геолого-технических условий различных регионов планеты. С учетом истощенности нефтяных месторождений Республики Беларусь, находящихся на поздней стадии разработки, в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на данном этапе была разработана и успешно апробирована технология колтюбингового бурения на депрессии, исключая необходимость использования специализированных элементов циркуляционной системы и противовыбросового оборудования для спуска КНБК в скважину под давлением. При бурении была использована разработанная схема обвязки оборудования, позволяющая создавать депрессию на пласт путем азотирования нефти как в скважине через дополнительное кольцевое пространство между обсадной и лифтовой колоннами, так и непосредственно в элементах циркуляционной системы

that one of the main advantages of this technology is connected with the fact that casing string diameter remains internal flush since the collar ID is equal to string diameter. There is no need in drilling-out and removal of packer's structural units (balls, saddles) since the technology is free of them.

Up to date in Russian Federation 16 HF operations have been performed with utilization of new technology. The first pilot project on the territory of Russian Federation was implemented at Samotlorskoe field of TNK-BP Samotlorneftegas. HF operations are performed in new wells and sidetracks with casing string of 4-1/2 in. Both BPS™ and C2C™ are used jointly. As of current date a total of seven wells (5–7 stages per well) have been stimulated with the help of new technology. The average volume of proppant has amounted to 30 tons per zone.

The next planned stage of technology development on the territory of Russian Federation will be connected with lowering of packer assembly and performing of HF with utilization of 2-7/8 in. coiled tubing in combination with tubing string (which is a standard operation in North America). Standard reel allows to have around 1,500 m (4,920 ft) of 2-7/8 in. coiled tubing spooled on it. That's why in order to reach required depths it is necessary to connect coiled tubing with a tubing string of the same diameter with the help of custom designed rotating sub. Nevertheless, the length of coiled tubing is enough for trips in horizontal intervals without loss of time associated with standard tubing strings. Moreover, coiled tubing wellhead equipment allows monitoring of downhole pressure during sequential HF and circulation operations, which is especially important for wells with high formation pressure.

## **FIRST EXPERIENCE OF UNDERBALANCED COILED TUBING DRILLING OF LATERAL HOLES AT RUP PO BELORUSNEFT**

**N.A. Demyanenko, Yu.A. Butov, A.N. Bogatko, P.V. Revyakov**  
(BelNIPIneft, RUP PO Belorusneft)

The development of underbalanced coiled tubing drilling technologies at RUP PO Belorusneft is connected with the necessity of objective evaluation and high-quality drilling of formations, as well as avoidance of problems during completion of wells at the fields of Belarus.

In order to apply this advanced technology major oilfield service companies use large and expensive sets of equipment, which allow performing of drilling operations under various geological and technical conditions of different regions of our planet. Taking into account the depleted state of many mature oilfields on the territory

с последующей подачей газожидкостной смеси через колтюбинговую трубу на забой.

Всего были выполнены 2 скважинные операции с общим объемом бурения 118 м. В процессе вскрытия продуктивных отложений депрессия поддерживалась на уровне 1–5 МПа. Испытания технологии колтюбингового бурения с депрессией на пласт показали следующие ее преимущества по отношению к традиционной технологии первичного вскрытия:

- увеличение механической скорости проходки в карбонатных коллекторах в 2,5–3 раза;
- получение углеводородного сырья в процессе бурения;
- увеличение дебита скважины в 2 раза.

## **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ДЕПРЕССИИ**

**С.А. Атрушкевич (СЗАО «Новинка»)**

Система направленного бурения СНБ89 предназначена для управляемого бурения всех типов скважин, обеспечения контроля внутрискважинных параметров и определения положения КНБК в режиме реального времени.

СНБ89 может выпускаться в типоразмерах 73 мм, 76 мм или 89 мм и обеспечивает измерение, передачу, регистрацию и визуализацию следующих параметров: азимутального и зенитного углов, угла установки отклонителя, давления внутри КНБК, давления на забое, нагрузки на долото, вибрации, температуры и гамма-излучения.

СЗАО «Новинка» разрабатывает и изготавливает компоновки с электрическим и гидравлическим каналом связи. Система СНБ89 подтвердила свою работоспособность в ряде скважинных испытаний. В течение двух последних лет были пробурены 7 боковых стволов. Максимальная длина пробуренного бокового ствола составила 176 м.

Кроме СНБ89, предприятиями Группы ФИД может быть поставлен комплекс колтюбингового оборудования для направленного бурения, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт: колтюбинговые установки, УСО, противовыбросовое оборудование, насосные установки и др.

## **БУРЕНИЕ НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА, ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ЮЖНО-КИТАЙСКОМ МОРЕ**

**Норазан Б А Кадир (PETRONAS Carigali Sdn Bhd); Джон Ризал Джени («Шлюмберге»)**

Установившиеся и относительно высокие цены на нефть и природный газ становятся причиной беспрецедентного уровня буровой активности и применения инновационных методов максимально возможных объемов углеводородов в минимальные сроки. Возросший спрос на традиционные буровые установки, используемые для выполнения программ бурения, подстегнули цены на их услуги и снизили общую доступность. Это привело к тому, что оправдать их применение на месторождениях с небольшими и падающими объемами добычи становится невозможно. Незаработанные ранее запасы этих

of Belarus, specialists of RUP PO Belarusneft have developed and successfully tested the technology of underbalanced coiled tubing drilling. This technology eliminates the need to use specialized elements of circulation system and blowout equipment during the process of bottomhole assembly (BHA) snubbing. Newly developed equipment hookup system was used during the process of drilling. It allows to create underbalanced conditions (by means of oil nitrogenization) both in the well (through annular space between production tubing and casing string) and in the elements of circulation system with subsequent injection of gas-liquid mixture using coiled tubing string.

Two (2) well intervention operations were performed with a total of 118 m (387 ft) drilled. Differential pressure during the process of pay zones drilling was maintained at the level of 1–5 MPa (145–725 psi). Field tests of underbalanced coiled tubing drilling technology showed a number of its advantages as compared to conventional drilling technology:

- penetration rate in carbonate reservoirs increased by 2.5–3 times;
- production of hydrocarbons takes place during the drilling process;
- well flow rate increased twofold.

## **UP-TO-DATE FACILITIES FOR DIRECTIONAL DRILLING OF WELLS, INCLUDING UNDERBALANCED DIRECTIONAL DRILLING**

**S.A. Atrushkevich (CJSC Novinka)**

SNB89 Directional Drilling System is intended for controlled drilling of all well types, monitoring of downhole parameters and real-time BHA positioning.

SNB89 system can be manufactured with diameter of 2-7/8 in., 3 in. and 3-1/2 in. It provides for measurement, transmission, recording and visualization of the following parameters: azimuth and zenith angles, whipstock orientation angle, BHA internal pressure, bottomhole pressure, weight on bit, temperature, level of vibrations and gamma-ray activity.

SZAO Novinka develops and manufactures systems with both electrical and hydraulic communication channels. SNB89 system confirmed its efficiency in a number of well tests. Seven (7) laterals have been drilled with the help of this system in the last two years. The longest drilled lateral has a length of 176 m (577 ft).

Apart from SNB89 system the companies of FID Group are able to deliver a set of coiled tubing equipment for directional drilling (including underbalanced one): coiled tubing units, process



ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ  
ДОСТИГНУТЫМ,  
РАБОТАЕМ НАД  
ПЕРСПЕКТИВОЙ

ABSTRACTS OF THE MAIN REPORTS MADE DURING THE 13<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

истощенных месторождений, остающиеся теоретически доступными, имеют такие объемы, что их разработка будет рентабельной только при использовании бережливых методик.

На многих месторождениях добывающие компании обходят (намеренно или ненамеренно) продуктивные зоны в процессе первичной разработки, фокусируясь лишь на самых лучших продуктивных интервалах. Доступ к обойденным ранее пластинчатым пластам может быть экономически привлекательным, однако таит в себе возможные опасности. Особенно это характерно для морских месторождений, где присутствуют старые морские платформы и эксплуатационные колонны «в возрасте».

Колтубинговое бурение (КБ) еще только начинает проявлять себя в условиях морских месторождений. Множество одиночных проектов было реализовано в этом направлении. Однако стремления протестировать технологию на серии скважин для выяснения ее потенциальных возможностей никто никогда не проявлял. Месторождения в водах Южно-Китайского моря имеют огромное количество скважин, подходящих для проведения оценок и тестирования технологии КБ. Все они имеют инфраструктуру, которая (из-за глубины вод и морских условий эксплуатации) требует использования больших и дорогостоящих буровых установок для бурения или расконсервации скважин. Технически доступ к скважинам можно получить путем КБ с буровыми параметрами, типичными для других проектов, где применяется бурение на колтубинге. К трудностям данного пилотного проекта можно отнести технические требования к оборудованию и установке последнего, эффективный выход из обсадной колонны, а также поддержание стабильности ствола в случае бурения и заканчивания без обсадки.

Основная цель данного пилотного проекта заключается в продвижении проверенной технологии на рынке шельфового бурения. КБ позволяет получать доступ к обойденным ранее небольшим запасам углеводородов экономически эффективным способом, а также предоставляет альтернативу традиционным методикам бурения. Скважины-кандидаты были выбраны согласно жесткому плану работ с целью невыхода за рамки обычных приложений КБ, что гарантировало бы возможность использования кривой обучения и полученной информации на протяжении всего проекта и достижения поставленных целей.

В работе будет дано описание процессов подготовки и выполнения работ по проекту (4 скважины в Южно-Китайском море), а также полученных результатов и сделанных выводов. Кроме того, будет предоставлена информация о второй фазе кампании по проведению КБ.

## **ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ И БОКОВЫХ СТВОЛАХ**

**Ю.Н. Штахов («НПП «РосТЭКтехнологии»)**

В докладе рассказывается о новых разработках «НПП «РосТЭКтехнологии», внутрискважинном инструменте

interface units, blowout equipment, pumping units, etc.

## **DRILLING THE UNECONOMICALLY OFFSHORE RESERVES WITH COILED TUBING, CASE HISTORY FROM SOUTH CHINA SEA**

**Norazan B A Kadir (PETRONAS, Carigali Sdn Bhd);  
John Rizal Jenie (Schlumberger)**

The sustained and relatively high value of oil and natural gas has resulted in an unprecedented level of drilling activity and implementation of innovative methods to recover as much hydrocarbon as possible, and as quickly as possible. The resulting demand for conventional drilling rigs for programs has forced the rates high and the availability low, making use of the units difficult to justify for use in declining fields with less significant amounts of recoverable product. The by-passed reserves remaining accessible in these depleted fields exist in volumes worthy of pursuit, but must be done economically.

In many fields, operators, either intentionally or unintentionally, bypass pay zones during initial development by focusing only on the best zones. Accessing bypassed thinly laminated formations can be economically attractive but poses several challenges, especially due to aged platforms and completion string in place, also offshore environment is adding its own challenges.

Coiled Tubing Drilling (CTD) has yet to establish itself in an offshore environment. Numerous one-off projects have been tried, but commitment was never made to a number of wells to see through the learning curve and realize the potential of the application. Offshore South China Sea have a huge quantity of candidates on existing installations, installations that, due to water depths and sub sea conditions require large, expensive rigs to drill or re-enter wells. Technically the wells can be accessed with coiled tubing with drilling parameters seen regularly in other projects. The challenges for this pilot project will be equipment specification and set up, efficiently exiting the casing, and management of wellbore stability in open hole drilling and completion techniques.

The main objective of this pilot project is to bring proven technology to offshore environment to access small bypassed reserves economically and provide an alternative to conventional drilling. The well candidates were selected with strict work scope to avoid going beyond the regular CTD application to ensure learning curve and lessons learned can be implemented throughout the project and achieve the objective.

This paper will described the preparation, execution, achievement and lessons learned from



для работы в боковых стволах УПГ-54 (устройство поворотное гидравлическое), ПКГ-54 (переводник кривой гидравлический), инструменте для исследования горизонтальных скважин SGK-45 (соединитель геофизический комбинированный).

Дается краткое описание вышеперечисленного инструмента, его характеристики и опыт применения.

## **ПРОХОЖДЕНИЕ СКВАЖИНЫМ ТРАКТОРОМ 15 562 МЕТРОВ В СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ НАКЛОНОМ СТВОЛА. СЛУЧАЙ ИЗ ПРАКТИКИ**

**К. Кирсанов, А. Лямин, Р. Гусельников, Стефан Ефлунд, Алекс МакКей, Рик Крест (Welltec)**

Вашему вниманию предлагается случай из недавней практики, в ходе которого был поставлен мировой рекорд по прохождению расстояния 15 562 м в наклонно-направленной скважине с помощью скважинного трактора компании Welltec® при доставке геофизических приборов и скважинной аппаратуры.

В апреле 2012 года в процессе бурения одной из скважин Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения произошел прихват буровой колонны, предположительно, на глубине 6950 м. Скважинный геофизический трактор использовался для доставки шашечной торпеды со взрывчаткой весом 2,5 кг в тротиловом эквиваленте с целью ликвидации прихвата. Такой способ доставки был обусловлен большим углом наклона ствола скважины, а также минимальным и максимальным проходными диаметрами буровой колонны (65 мм и 121 мм соответственно), которые делали трактор компании Welltec® типоразмера 2 1/8 дюйма единственно возможным средством, позволяющим обеспечить идеальный контроль глубины.

В общей сложности были проведены три спуско-подъемные операции, одна – с прибором-прихватоопределителем и две остальные – с шашечными торпедами, максимальная глубина доставки при этом составила 6936 метров. Как уже говорилось выше, это была наклонно-направленная скважина с максимальным углом 89 градусов и глубиной по стволу 7025 м. Глубина, с которой необходимо было использовать трактор для доставки приборов и оборудования, составляла около 2230 м. Первый спуск был завершен успешной инициацией торпеды на глубине 6936 м, расстояние, пройденное с помощью скважинного трактора, составило 4940 м. Так как в результате срабатывания первой шашечной торпеды освобождения буровой колонны не произошло, было решено провести второй спуск с прихватоопределителем. В результате в процессе второй СПО с помощью скважинного трактора было пройдено внушительное расстояние в 6833 м. Третий (и последний) спуск был доставкой еще одной шашечной торпеды с помощью трактора на глубину 5990 м.

С помощью трактора на этот раз удалось преодолеть 3789 м. В результате срабатывания торпеды буровые трубы были освобождены.

Данная операция поставила новый мировой рекорд по

this 4 wells pilot project in offshore South China Sea and what will be done in 2nd phase CTD campaign.

## **DOWNHOLE TOOLS FOR OPERATIONS IN HORIZONTAL AND LATERAL HOLES**

**Yu.N. Shtahov (RosTEKtehnologii)**

New developments of NPP RosTEKtehnologii: UPG-54 downhole tool for operations in lateral holes (hydraulic rotating unit), PKG-54 (hydraulic bent sub), SGK-45 downhole tool for operations in horizontal holes (hermaphroditic geophysical connector).

The report includes short review of the above-mentioned equipment, description of their specifications and case records.

## **TRACTORING 15,562 METERS IN A HIGHLY DEVIATED WELL, A CASE STUDY**

**К. Кирсанов, А. Лямин, Р. Гусельников, Стефан Ефлунд, Алекс МакКей, Рик Крест (Welltec)**

This presentation will tell about a world record that was recently achieved in Russia for the longest distance tractor in a highly deviated well with utilization of Well Tractor®.

In April, 2012, a customer got stuck with the drill pipe at around 6,950 m (22,800 ft) depth while drilling a well in Yurkharovskoe NGKM field located in West Siberia. An e-line tractor was applied in this operation to convey the colliding tool with 2.5 kilos of TNT. The choice of conveyance technology was based on a highly deviated well (up to 89°) with a min. ID of 65 mm (2-4/7 in.) and a max. ID of 121 mm (4-3/4 in.), which made a 2-1/8 in. tractor ideal to operate through the deviation and provide accurate depth control during the operation.

Three runs were performed: one with a free point indicator tool and two with colliding tool being tractor to a max. depth of 6,936 m (22,756 ft), successfully detonating at every run. The well was highly deviated with max deviation 89° and TD of 7,025 m (23,048 ft). Tractoring start depth was at around 2,230 m (7,316 ft). On the first run, the Well Tractor® successfully tractor a distance of 4,940 m (16,207 ft) while detonating the colliding tool at a depth of 6,936 m (22,756 ft). Following this run with the Free Point Tool, because the pipe couldn't be pulled free after the colliding tool detonated, the Well Tractor® covered an impressive 6,833 m (22,418 ft) in one trip into well. The third and last run was also successful where 3,789 m (12,431 ft) were tractor, enabling to detonate the colliding tool at a depth of 5,990 m (19,652 ft). All drill pipes were then retrieved and pulled to the surface.

СТТ  
WIC  
2013

IC TA  
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled tubing  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА times

КОЛТЮБИНГ  
НП «ЦРКТ»  
NP CTDC

**14-я Международная научно-практическая конференция  
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

**14<sup>th</sup> International Scientific and Practical  
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**30 октября – 1 ноября 2013 года,  
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»  
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)**

**October 30 – November 1, 2013  
Aerostar Hotel, Moscow, Russia  
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)**

**Тематика технических секций  
конференции:**

- Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

**Technical sessions will focus  
on the following topics:**

- Oil recovery enhancement technologies;
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation;
- Sidetracking, including that with coiled tubing utilization;
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including coal bed devolatilization;
- Modern methods of geophysical well logging;
- Squeeze job in oil and gas wells;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover;
- Information support of well intervention operations.

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

Tel.: +7 916 512 70 54,  
+7 499 788 91 24  
Tel./fax: +7 499 788 91 19  
E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org),  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



[www.cttimes.org/ru/conference](http://www.cttimes.org/ru/conference)



суммарному расстоянию, пройденному в одной скважине с помощью скважинного трактора типоразмера 2 1/8 дюйма в процессе доставки геофизических приборов и оборудования. В ходе выступления представлено более полное описание ее планирования и осуществления.

### **ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

**Д.Л. Третьяков, Н.А. Демяненко, М.И. Галай, Д.В. Ткачев, В.С. Семенов, А.М. Атвиновский (БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)**

В последние годы колтюбинговые технологии находят все более широкое применение в нефтедобыче при освоении скважин и выполнении геолого-технических мероприятий. В Республике Беларусь с применением колтюбинга разработаны и адаптированы к геологическим условиям Припятского прогиба такие технологии, как освоение, исследование и интенсификация притока в каждом из стволов многоствольных скважин, обработка околоствольной зоны пласта с применением пенокислотных составов, селективная изоляция водопритока, промывки НКТ, восстановление забоя в нагнетательных скважинах.

В докладе отражены особенности каждой из перечисленных технологий и их эффективность.

### **ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**Ю.В. Белугин (СЗАО «ФИДМАШ»)**

В современных условиях основным средством повышения экономической эффективности нефтегазосервисных предприятий является освоение новых технологий при помощи современного оборудования, которое позволяет как осваивать новые сегменты рынка, так и снижать издержки при проведении операций. При этом организация эффективного взаимодействия между сервисной компанией и производителем оборудования позволяет ускорить и оптимизировать процесс внедрения новых технологий. В то же время наличие постоянной обратной связи позволяет СЗАО «ФИДМАШ» развиваться в направлении, которое соответствует ожиданиям клиентов.

В докладе представлены комплексы оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и ТКРС, геофизических исследований скважин, проведения гидроразрыва пластов и др.

Приведен обзор технологических возможностей нового оборудования, разработанного специалистами СЗАО «ФИДМАШ», а также представлены основные характеристики серийно выпускаемой техники. ☉

The operation set a world record for the longest distance tractor in one well with a 2-1/8 in. e-line tractor when it accumulated a total of 15,562 m (51,056 ft) tractor. This presentation will provide a detailed description of the tool planning, as well as job design and execution in a challenging working environment.

### **EXPERIENCE OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IMPLEMENTATION FOR OIL PRODUCTION AT THE FIELDS OF PRIPYATSKIY DOWNFOLD**

**D.L. Tretyakov, N.A. Demyanenko, M.I. Galay, D.V. Tkachev, V.S. Semenov, A.M. Atvinovskiy (BelNIPIneft, RUP PO Belarusneft)**

During the recent years coiled tubing technologies are used in the increasing number of applications, including oil production, well completions and production enhancement operations. In the Republic of Belarus a number of technologies have been developed with utilization of coiled tubing and adapted to geological conditions of Prip'yatskiy downfold. Among them one can find completion, flow testing and production stimulation of multilateral wells, bottomhole formation zone treatments with utilization of foam-acid compositions, selective water zones isolation, tubing washout and bottomhole recovery of injection wells.

The report contains description of the above-mentioned technologies and their effectiveness.

### **EQUIPMENT FOR HIGH-TECH ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS**

**Yu.V. Belugin (NOV FIDMASH)**

Today the main method of increasing the economic efficiency of oil and gas service companies is mastering new technologies with the help of state-of-the-art equipment, which allows both developing of new markets and decreasing of operational expenses. Establishment of effective cooperation between service companies and equipment manufacturers enables acceleration and optimization of new technologies implementation. At the same time, the presence of sustained feedback allows NOV FIDMASH to develop itself in the direction determined by its customers.

The report describes equipment facilities that allow performing of up-to-date high-tech operations, including enhanced oil recovery, well servicing and workover, well logging, hydraulic fracturing operations, etc.

A review of technical capabilities of new equipment developed by the specialists of NOV FIDMASH is given. Specifications of industry-standard equipment are presented as well. ☉