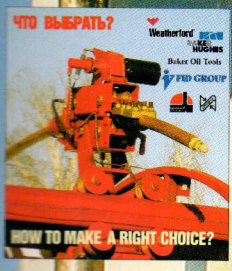




НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО «ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» (НП «ЦРКТ») ПРИ ПОДДЕРЖКЕ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

NONPROFIT PARTNERSHIP «COILED TUBING TECHNOLOGIES DEVELOPMENT CENTER» (CRKT) WITH ASSISTANT OF THE MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION



**ИНСТРУМЕНТ  
НА РОССИЙСКОМ  
РЫНКЕ**

**CT TOOLS  
ON RUSSIAN  
MARKET**

**БУРЕНИЕ В БАШКИРИИ  
CT DRILLING IN BASHKIRIA**

**КОЛТЮБИНГ  
ПРИХОДИТ НА УКРАИНУ  
COILED TUBING  
COMES TO UKRAINE**

# Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

*times* 8'04

# ОБМЕН ОПЫТОМ СОСТОЯЛСЯ COMMUNICATION OF EXPERIENCE WAS EFFECTIVE

Большой интерес у представителей нефтегазового комплекса России вызвала прошедшая 25–27 мая в Анапе, на древней земле русской Тмутаракани, межотраслевая конференция «Техника и технология вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии», организованная ОАО НПО «Бурение» (Краснодар).

Проведение форумов на побережье Черного моря стало доброй традицией. Нынешняя юбилейная, пятнадцатая по счету, конференция собрала более 120 участников — руководителей предприятий и ведущих специалистов российских и зарубежных компаний. Были представлены: 51 производственная компания нефтегазового комплекса (добывающая и производящая оборудование), 6 научно-исследовательских центров, центральные специализированные издания, зарубежные компании.

Открывая конференцию, генеральный директор ОАО НПО «Бурение» Сергей Александрович Рябоконт рассказал о большой работе, проводящейся в объединении, по сервисному обеспечению бурения и ремонта скважин, результаты которой изложены в многочисленных сборниках трудов и монографиях НПО «Бурение», предоставленных участникам.

НПО «Бурение» большое внимание уделяет развитию перспективных технологий бурения скважин на депрессии, нашедших широкое применение за рубежом и активно осваиваемых в России. Однако при несомненных преимуществах, выражающихся в конечном счете в снижении времени освоения скважин и повышении дебита, бурение на депрессии обладает рядом недостатков и ограничений, требующих тщательного исследования условий конкретного применения и высокой квалификации специалистов при выборе оборудования, режимов работы, подборе рабочих растворов. Существенно возрастают первичные затраты из-за повышения стоимости наземного оборудования.

Сергей Александрович отметил большие преимущества колтюбинга применительно к процессам бурения на депрессии, такие как исключение операции наращивания труб, безостановочная циркуляция растворов и, как следствие, исключение гидроударов в системе из-за разделения фаз, повышенная безопасность проведения работ. Однако процессу колтюбингового бурения свойственен также и ряд недостатков, связанных с отсутствием возможности вращения и малым диаметром трубы.

НПО «Бурение» располагает коллективом квалифицированных специалистов, которые предлагают услуги по технико-экономическому обоснованию проектов бурения, разработке регламентов проведения работ, выполнению рабочих проектов, подбору промысловых жидкостей, сервисные услуги, обучение персонала.

Ряд докладов специалистов НПО «Бурение» был посвящен вопросам технологий и технических средств для подземных работ в условиях депрессии на пласт. С.Н.Вязенкин рассказал о технологии и технических средствах для вскрытия продуктивных пластов в

An interindustrial conference «Equipment and technology of pay bed underbalanced drilling» organized by *Burenie*, Krasnodar, and held on 25–27 of May in Anapa, on the ancient Russian land Tmutarakan, attracted attention of representatives of oil and gas industry.

В.А.ШУРИНОВ,  
заместитель директора НП «ЦРКТ»

V.A.SHURINOV,  
deputy director of *CRKT*

Holding forums on a coast of Black Sea became a good tradition. The present 15<sup>th</sup> anniversary conference gathered over 120 participants — managers of companies and chief specialists of Russian and foreign companies. There were represented 6 research institutions, 51 company of oil and gas complex (producing and manufacturing equipment companies), central specialized editions, foreign companies.

The general manager of *Burenie*, Sergei Alexandrovich Ryabokon at conference opening told about activity of the company aimed at servicing and drilling of wells, with results presented in numerous works and monographs of *Burenie* represented to participants.

*Burenie* pays big attention to development of prospective technologies of underbalanced well drilling, a technology wide spread abroad and actively developing in Russia. However apparent advantages of underbalanced drilling, finally resulted in time reduction for well development and recovery increase, underbalanced drilling has a number of drawbacks and limitations, requiring a thorough study of each particular job and highly qualified personnel by choosing equipment, operating modes, selection of working fluids. The primary costs are increasing due to increasing cost of surface equipment.

Sergei Alexandrovich admitted big advantages of coiled tubing relating underbalanced drilling — such as pipe connection, continuous circulation of fluids and as a result no hydraulic impacts in the system due to phase disengagement, better safety of operations. However, coiled tubing drilling also has a number of vices due to small tubing O.D. and no opportunity for tubing rotation.

*Burenie* has a highly qualified personnel offering services for underbalanced downhole operations. S.N.Vyazenkin told about technology and means for pay beds drilling in mining and geological conditions with pressure grade 0,65–1,15, V.N.Koshelev — about technical and economical approaches



горно-геологических условиях с градиентом давления 0,65–1,15, В.Н.Кошелев — о технико-экономических принципах выбора геологических объектов для бурения с депрессией, А.Е.Нижник — о технических средствах для спуска и цементирования хвостовика в скважине, пробуренной на депрессию.

Интерес вызвало сообщение заместителя главного конструктора ВМЗ (Воронеж) А.И. Шелякина «Оборудование и системы автоматического управления для бурения скважин в депрессионных условиях».

Новые разработки современных конкурентоспособных азотных установок производительностью до 18  $\text{nm}^3/\text{min}$  представил Г.И.Мальцев, главный инженер ОАО «Компрессорный завод» (Краснодар). Генеральный директор ООО «Бургеосервис» (Тверь) сделал сообщение об аппаратно-методическом комплексе ЛМК-ВПД, предназначенном для контроля вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии.

Большой интерес специалистов вызвала информация о первом успешном опыте колтюбингового бурения на депрессии с использованием отечественного (российско-белорусского) комплекса КМ4001, с которой выступил старший научный сотрудник «БашНИПИнефть» Р.Р.Салигаскаров. Значение этого события трудно переоценить, т.к. впервые отечественные специалисты весомо заявили о себе в области высоких технологий колтюбингового бурения.

Ряд докладов конференции был посвящен колтюбинговым технологиям. Представитель группы компаний ФИД (Минск) Сергей Олегович Иванцов рассказал о разработанном в объединении колтюбинговом комплексе наземного оборудования для бурения на депрессии. Комплекс КМ4001 показал хорошие результаты при забуривании горизонтального ствола в объединении ОАО АНК «Башнефть».

Заместитель генерального директора ООО «Лукойл–Бурение–Пермь» В.М.Баянов сделал сообщение об опыте работы по строительству горизонтальных скважин в условиях депрессии на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Традиционно весомо ОАО НПО «Бурение» заявило о себе как об авторитетном центре по разработке и применению буровых растворов — промывочных жидкостей и смесей, в том числе и для бурения и ремонта скважин в условиях депрессии на продуктивный пласт. В связи с этим хотелось бы отметить разработанные НПО промывочные жидкости на углеводородной основе, биополярную систему «Бурвис», экологически безопасные полимер-эмульсионные буровые растворы и др.

Конференция способствовала установлению личных и деловых контактов между специалистами. Принято решение об издании по материалам докладов очередного, 12-го сборника научных трудов ОАО НПО «Бурение».

of geological subject selection for underbalanced drilling, A.E.Nizhnik — about technical means for running in and liner cementing in a well drilled in a underbalanced way.

Attention was attracted by an announcement of deputy chief engineer of VMZ (Voronezh) A.I.Sheliakin «Equipment and self-regulating systems for well underbalanced drilling».

New developments of modern competitive nitrogen units capacity up to 18  $\text{nm}^3/\text{min}$  were presented by chief engineer of JSC Compressor plant G.I. Maltsev (Krasnodar). The general manager of Burgeoservice (Tver) made announcement about system LMK-VPD, designed for control of pay bed underbalanced drilling.

Information on first coiled tubing underbalanced drilling with domestic (russian-belorussian) system KM4001 informed by senior research engineer of BashNIPIneft R.R.Saligaskarov was of high interest.

A number of speeches were dedicated to coiled tubing technologies. A representative of FID group of companies (Minsk) Sergei Olegovich Ivantsov told about a developed surface system for underbalanced drilling. The system KM 4001 showed good results for horizontal sidetracking in Bashneft.

The deputy general manager of Lukoil–Burenie–Perm V.M.Bayanov announced about experience for horizontal well underbalanced construction on Ural-Povolzhye and West-Syberia fields.

Traditionally Burenie announced itself as a recognized center for development and application of drilling fluids — flushing fluids and compounds, as well as for underbalanced pay bed drilling and servicing jobs. In connection with this we would like to admit the developed by Burenie flushing fluids on hydrocarbon basis, bipolar system Burenie, nature friendly polymer-emulsion drilling fluids and others.

The conference contributed in development of personal and business contacts among specialists. There was made a decision on publishing 12<sup>th</sup> digest of scientific papers of Burenie in accordance with presented papers



# WEATHERFORD ПРЕДЛАГАЕТ УСЛУГИ WEATHERFORD ROUNDS И ОБОРУДОВАНИЕ OUT OFFERING

ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ  
РЕМОНТОВ СКВАЖИН ЧЕРЕЗ НКТ

OF THRU-TUBING  
INTERVENTION PRODUCTS



## Weatherford®

Отвечая потребностям производственных организаций в менее дорогостоящих, более эффективных, быстрых и безопасных методах капитального ремонта скважин (КРС) и зарезки новых стволов, компания Weatherford продолжает развивать технологии проведения этих работ через НКТ. Традиционные КРС крайне дорогостоящи, требуют больших затрат времени и могут «съесть» значительную долю прибыли, полученной в результате увеличения добычи после проведения КРС. Такие экономические реалии могут ограничивать спектр скважин — кандидатов на проведение работ по их интенсификации. Проведение ремонтных работ через НКТ, предлагаемых компанией Weatherford помогает снизить эти затраты и позволяет сделать высокоэффективными ремонтные работы на целом ряде скважин.

### УСЛУГИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ЧЕРЕЗ НКТ

Согласно терминологии Weatherford, под термином «ремонтные работы через НКТ» понимаются функционирующее оборудование и выполняемые услуги внутри НКТ, а также обсадных труб ниже конца НКТ. Поскольку все работы, проводимые через НКТ, сосредоточены в рамках одной группы, оборудование и услуги, необходимые для конкретного вида работ, различаются в значительной степени.

Спектр технологических продуктов (оборудование и услуги) для проведения ремонта работ через НКТ компании Weatherford включает три подкатегории: пакеры, спускаемые через НКТ, забойные двигатели, ловильный инструмент и ловильные работы.

Помимо самих технологических продуктов Служба проведения ремонтных работ компании располагает техническими экспертами, работающими на оборудовании и оказывающими соответствующие услуги, а также инженерами, разрабатывающими эти технологические системы и продукты. Уделяя большое внимание собственному развитию, приобретая новые компании и производства, сотрудничая с другими фирмами, компания Weatherford вышла на передовые технологические рубежи, развивая как новые, так и запатентованные производственные системы, способные работать в экстремальных внутрискважинных условиях точно и надежно.

### СПУСКАЕМЫЕ ЧЕРЕЗ НКТ ПАКЕРЫ

В 1998 г. Weatherford приобрела компанию TechLine, получив тем самым возможность установки пакеров, спускаемых через

Weatherford's thru-tubing operations continue to grow in response to customer's needs for less expensive, quicker, better and safer methods to re-enter and workover wells. Conventional workovers are very expensive, time consuming and can eat up many of the profits increased production might provide. This economic reality could limit the range of wells qualifying for production enhancement work. Weatherford's Thru-Tubing Intervention Services helps decrease that cost and allows a variety of wells to benefit from the procedures.

ДЖОН РОБЕРТС,  
вице-президент  
Weatherford

JOHN ROBERTS,  
Weatherford  
Vice President  
Intervention Services



### THRU-TUBING INTERVENTION SERVICES

Thru-tubing in Weatherford's terminology refers to products and services performing functions inside the production tubing as well as in the casing below the end of the tubing. While all of the thru-tubing operations are handled in one group, the products required for each differ dramatically.

In general terms, Weatherford Intervention Services thru-tubing product line is made up of three sub-categories — thru-tubing packers, downhole motors and fishing products and services.

Beyond the products themselves are the expert technicians operating them in the fields and the engineers who design and develop these systems. Through internal development, acquisitions and alliances, Weatherford has moved to the forefront of technology, developing new,

НКТ. Важным элементом любых комплексных работ, проводимых через НКТ, является то, что такие пакеры позволяют проводить несколько типов зональной изоляции, что, в свою очередь, дает возможность оператору производить цементное задувание, кислотную обработку, работы по тампонированию и консервации скважин, а также другие ремонтные работы и заканчивание скважин малых диаметров.

Сочетание высокопрофессиональных специалистов и инновационных продуктов быстро дало свой положительный эффект — компания Weatherford начала производство гидравлических систем с технологией сдвоенных пакеров Jet Pack. Такая система пакеров была разработана для решения обычной проблемы, возникающей при проведении работ через НКТ. При проведении работ с использованием гибких НКТ (т.н. койлд-тюбинга) невозможно аккуратно манипулировать трубами для приведения в действие пакера. Новая же разработка Weatherford позволяет в течение одной технологической операции установить пакер, изолировать интересующую зону и произвести интенсификационное воздействие на скважину. По окончании интенсификации отключение насосов позволяет освободить пакеры (произвести распаковку), так что скважинная забойная компоновка может быть установлена на новой глубине для проведения дополнительной интенсификации пласта. Результатом разработки технологии сдвоенных пакеров стал ряд важных запатентованных изобретений.

Наряду с тем, что данная инновация оказалась крайне полезной в приложении к оборудованию для проведения интенсификационных воздействий на скважины, когда два пакера устанавливаются в части скважины для изоляции проводимых обработок, существовала потребность в приложении возможностей этой технологии к применению традиционных механических и надувных пакеров.

Поскольку указанные продукты относятся к разным сегментам рынка, инженерное подразделение, занимающееся пакерами, было разделено на две группы: одна занималась разработкой надувных продуктов, другая — механических. Произведенные механические пакеры имеют крайне малый наружный диаметр и могут свободно проходить не только через рабочую колонну НКТ, но и более узкие узлы, такие как забойные отсекатели скважин и патрубки. Применяя оба типа производимых пакеров, Weatherford может проводить любые изоляционные операции, необходимость в которых возникает при проведении КРС.

### СПУСКАЕМЫЕ ЧЕРЕЗ НКТ БУРОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Важнейшим компонентом при проведении скважинных ремонтных и буровых работ является винтовой забойный двигатель, работающий на принципе Муано (Moineau): превращении гидравлической энергии в механическую. На сегодняшний день типовой сервисное оборудование зачастую не в состоянии переносить возникающие нагрузки.

Поэтому компания Weatherford приступила к разработке высококлассного двигателя, «создаваемого для конкретных целей». Применение новейших металлургических и инженерных принципов в разработках двигателей малого диаметра позволило компании Weatherford значительно увеличить мощность, безопасно передаваемую на долото. Значительное усовершенствование технологии производства подшипников и приводов двигателей дало им возможность выдерживать передачу больших мощностей в течение длительных интервалов времени. Все эти

patented systems that can perform in extreme downhole conditions with accuracy and reliability.

### THRU-TUBING INTERVENTION PACKERS

In 1998, Weatherford acquired TechLine to augment the company's line of thru-tubing packers. A critical component in any comprehensive thru-tubing program, these packers allow for several types of zonal isolation, which in turn allows the operator to perform cement squeezes, acid stimulation operations, plug and abandonment ser-

## Packers, Fishing Tools and Motors Offer Customers Advantage



**Weatherford®**





технологические усовершенствования помогли укрепить репутацию Weatherford как лидера в технологии производства двигателей малого диаметра

Наряду с тем, что винтовые забойные двигатели являются надежными и могут применяться для разных целей, у них есть и определенные ограничения. Поскольку основным узлом является эластомерный статор, при внутрискважинной температуре выше 350° F он может повреждаться. Кроме того, его повреждение могут вызывать и коррозионно-агрессивные флюиды. Для преодоления указанных ограничений при применении винтового забойного двигателя был разработан новый двигатель, для

## Применение предлагаемых пакеров, ловильного инструмента и двигателей выгодно заказчикам



vices and other remedial work as well as slimhole completions.

The combination of skilled professionals and innovative products quickly paid off with the development of Weatherford's line of flow-operated systems featuring the Jet Pack™ Straddle System. This packer system was developed to address a common problem with thru-tubing operations. When operating on coiled tubing, there is no way to accurately manipulate the tubing to actuate the packer. Using Weatherford's new design it is now possible for the packers to be set, isolate the zone of interest and perform the stimulation all in one operation. Once the stimulation is completed, shutting off the pumps allows the packers to release so the bottom hole assembly can be positioned to a new depth for additional stimulation. The development of the Jet Pack Straddle System led to a number of key patents.

While this innovation was very helpful in stimulation tool applications, when two packers are being set in a section of the well to isolate treatments, there was still a need for traditional mechanical and inflatable packers that could benefit from this technology.

To address these two distinct markets the packer engineering division was split into two groups; one to develop inflatable products and the other to develop mechanical products. The mechanical packers produced have a distinctly narrow outer diameter (OD) so not only could they pass cleanly through the production tubing, but could clear the narrower areas such as safety valves and production nipples. Using these two lines of packers, Weatherford thru-tubing can perform any isolation work that a conventional workover would call for.

### THRU-TUBING DRILLING MOTORS

A vital component to downhole remediation and drilling operations, Weatherford's Positive Displacement Motor (PDM) operations on the Moineau principle: the conversion of hydraulic energy to mechanical energy. Today's standard service equipment cannot withstand the forces generated by emerging applications.

Understanding that, Weatherford set about to develop a world-class motor that was «built for purpose». As advanced metallurgical and engineering principles are employed in the design of small diameter motors, Weatherford has substantially increased the amount of horsepower we can safely deliver to the bit. Significant advancements in the motor's bearing and drive train technology have yielded the ability to withstand the rigors of modern applications while delivering that increased horsepower for extended periods. All of these technological enhancements have helped solidify Weatherford's reputation as the leader in small motor technology.

As versatile and reliable as the PDM is, it has certain limitations. Because the design relies on an elastometric stator, it is susceptible to damage working in downhole temperatures greater than 350 degrees Fahrenheit. It is also susceptible to damage from a variety of corrosive fluids. To overcome the limitations of the PDM a new motor design was developed with the help of technology licensed

чего применялась технология, полученная по лицензии у компании Rotech, Ltd. (Абердин, Шотландия). Двигатель, названный MacDrill вращает долото и целиком сделан из металла, без использования каких-либо деталей из эластомера. MacDrill может работать без повреждений в скважинах с температурой до 500° F, а также в присутствии ряда коррозионных флюидов.

Ведется разработка версии MacDrill, которая сможет применяться в направленном бурении. Ведутся работы и по интегрированию конструкций обоих типов двигателей. Блок подшипников, применяемый в винтовом забойном двигателе, применяется и в конструкции MacDrill. Использование стандартного блока подшипников означает стандартизированный подход при производстве двигателей обоих типов, так что любой инструмент, разработанный для одного типа, будет пригоден и для другого.

### РЕМОНТНЫЕ УСЛУГИ, ПРОВОДИМЫЕ ЧЕРЕЗ НКТ

Из трех видов ремонтных работ, проводимых через НКТ, самыми важными являются ловильные работы через НКТ, нацеленные на решение таких проблем, как смятие и обрыв НКТ, извлечение из скважины инструмента, цемента, мусора и пр.

Изначально ловильные работы через НКТ выделались в отдельный вид работ из обычных ловильных работ, осуществляемых на бурильной колонне. Традиционно предпочтительным методом приведения в действие обычного ловильного инструмента было вращение, однако вращение гибких НКТ при проведении ловильных работ через них невозможно. Кроме того, многие первые разработки такого ловильного инструмента базировались на ловильном инструменте, спускаемом на тросе. Конструкционные недостатки инструмента и дефекты услуг были очевидны.

Для преодоления недостатков как обычных ловильных операций, так и с применением спускаемого на тросе ловильного оборудования был разработан ряд оборудования, работающего на гидравлике. Его использование, в некоторых случаях совместно с ясами, позволяет устанавливать, приводить в действие и использовать разнообразный инструмент для извлечения утерянного в скважине инструмента либо мусора.

Крайне важно для разработки хорошего ловильного инструмента представлять себе, что произойдет в будущем с рабочей колонной. Гибкие НКТ используются в течение 70 % времени.

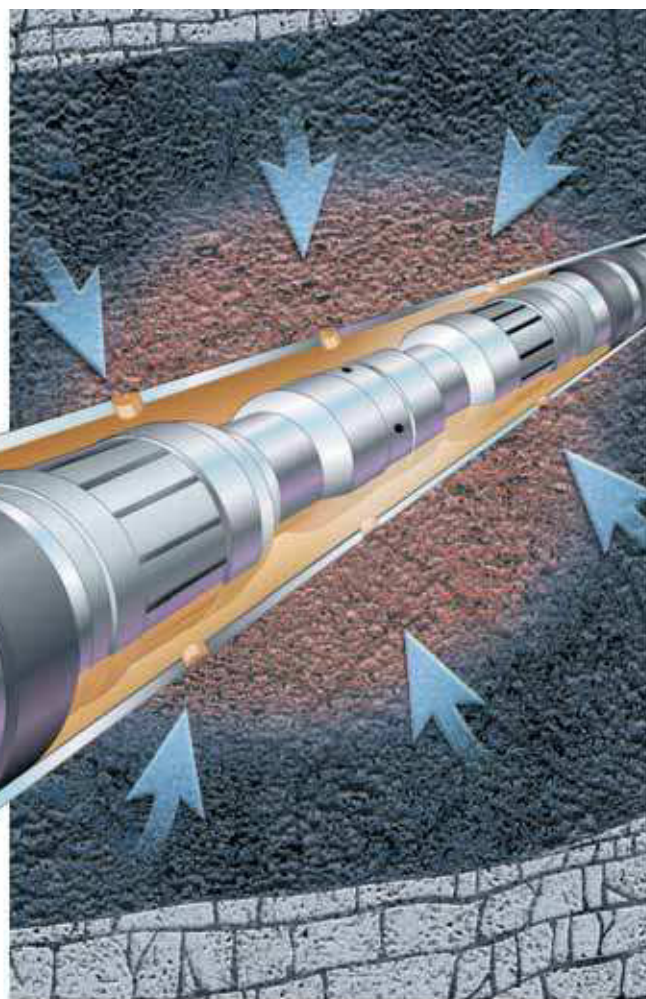
from Rotech, Ltd. In Aberdeen, Scotland. The MacDrill is an all-metal design that turns the bit without the use of any elastomer components. This tool can be used for work in wells with a downhole temperature as high as 500 degrees Fahrenheit without damage. The MacDrill can also be used in a variety of corrosive fluid applications.

Work is also progressing on the development of the MacDrill that can be used for directional drilling. There are a number of other changes occurring that will further integrate the two motors designs. The bearing assembly for the PDM is being applied to the MacDrill motor. Using a compatible bearing assembly means a standardized attachment for the two lines of motors so that any tool designed for one will work with the other.

### THRU-TUBING FISHING SERVICES

Of the three components that make up the Thru-Tubing Intervention group, Thru-Tubing Fishing Services is the most critical. These services are relied on to remedy well problems such as collapsed/parted tubing, retrieval of lost tools, removal of cement and other debris, as well as a host of other operations.

Initially, Thru-Tubing Fishing Services evolved from conventional fishing operations run on a drill string. Rotation was traditionally the preferred method of activating a conventional fishing tool, but rotation of coiled tubing





Возможно, что буровая установка или установка для подачи труб в скважину с высоким давлением на устье также будут еще использоваться. Для них и для НКТ из новых сплавов с текучестью 110 К и 120 К требуется более мощный ловильный инструмент. Постоянно совершенствуя свои разработки, Weatherford выпускает инструмент, который должен стать самым надежным и эффективным на рынке.

Технологии проведения ремонтов через НКТ появились всего 7–8 лет назад и постоянно совершенствуются. Компания Weatherford разработала более надежную серию овершотов (наружных трубуловок) и внутренних трубуловок, не требующих специфического профиля, к которому они должны крепиться. Новый инструмент позволяет ловить объекты со скользящим внешним или внутренним диаметром.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ УСЛУГИ

Технология резки окон через НКТ соединяет все разработки Службы проведения ремонтных работ через НКТ. Применяется все: последние достижения в области разработки двигателей, пакеров, ловильного инструмента. Недавно Weatherford заключила соглашение с TIW о разработке и коммерческом продвижении услуг по резке окон в обсадной колонне через НКТ. Работы по данному соглашению проводятся на Северном Склоне Аляски. Полученный там производственный опыт, несомненно, приведет к новым разработкам и усовершенствованиям. Планируется выйти с этой технологией на мировой рынок. Уверенность TIW в оборудовании и технологиях Weatherford, позволяющих проводить работы через НКТ, ясно отражена в этом эксклюзивном соглашении.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Служба проведения ремонтных работ через НКТ предлагает широкий спектр возможностей по оказанию нефтепромысловых услуг. Многие новые разработки находятся в стадии полевых испытаний и вскоре будут доступны для наших заказчиков. Weatherford планирует продолжать работы совместно со своими заказчиками, чтобы предложить наилучшее решение их проблем. Weatherford расширяет по всему миру сеть своих офисов, занимающихся проведением ремонтных работ через НКТ, позволяя таким образом заказчикам компании иметь доступ к новейшим разработкам компании в области технологий и оборудования.

*За вклад в написание статьи автор выражает благодарность своим коллегам: Кори Хоффману, менеджеру по производству пакеров, спускаемых через НКТ; Блейку Хамонду, менеджеру по производству двигателей, спускаемых через НКТ; Джону Пауэрсу, менеджеру по производству ловильного инструмента, спускаемого через НКТ; Стиву Норрису, региональному продакту-менеджеру по ремонтным услугам, проводимым через НКТ.*

### КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ/CONTACT INFORMATION

Лео де Фрис, менеджер по развитию в СНГ  
Leo de Vries, Development manager in CIS  
тел./phone: (095) 775 47 12

during thru-tubing fishing operations is not possible. Also, many of the first tool designs were based on wireline fishing equipment. Shortcomings to tool design and services became readily apparent.

To overcome the shortcomings of both conventional and wireline fishing, a series of hydraulically actuated tools were developed. Using these tools, combined in some cases with jars, a variety of tools can be run, set and activated to retrieve items in a wellbore.

One key to designing a successful fishing tool is to look at the future of the workstring. While coiled tubing is used 70 percent of the time, a rig or snubbing unit may also be employed. The pulling forces of a rig or snubbing unit and new 110K and 120K yield coiled tubing alloys require stronger fishing tools. Moving forward, Weatherford is engineering and manufacturing tools that will be the strongest and most advanced tools in the marketplace.

While the base technologies related to Thru-Tubing Fishing Services are about 7–8 years old, those technologies themselves are being improved. Weatherford has developed a more robust series of overshot and spear designs that do not require a specific profile to latch onto. This new design can catch a fish that has a slick OD or ID.

## ADDITIONAL SERVICES

Cutting windows on coiled tubing brings together all of the developments in the Thru-Tubing Intervention Services group. The latest developments in motors, packer and fishing tools all come into play. Weatherford recently entered into a technology agreement with TIW for the development and commercialization of monobore and Thru-Tubing Casing Exit Services. Operations under this agreement are ongoing on Alaska's North Slope. Experience gained there will naturally lead to new developments. Our plan is to carry this technology to other markets around the globe. TIW's confidence in Weatherford's thru-tubing equipment and technology is clearly reflected in this exclusive agreement.

## SUMMARY

Thru-Tubing Intervention Services offer a wide spectrum of exciting service possibilities to our industry. Many of the new products developed are currently in the field-testing phase and will soon be available. Weatherford plans to continue working in association with our customers to offer solutions to their needs. Weatherford is expanding its thru-tubing field offices worldwide to assure our customers have access to the latest in tools and technologies.

*Author Acknowledgements: The author would also like to thank Corey Hoffman, Product Line Manager Thru-Tubing Packers, Blake Hammond, Product Line Manager Thru-Tubing Motors, John Powers, Product Line Manager Thru-Tubing Fishing, and Steve Norris, Region Product Line Manager Thru-Tubing Services for their contributions to this article.*



# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

ФИД ПРЕДЛАГАЕТ ИНСТРУМЕНТ  
ВМЕСТЕ С УСТАНОВКАМИ

FID OFFERS THE TOOL  
TOGETHER WITH UNITS

# THE COMPLEX APPROACH

 FID GROUP

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ГРУППОЙ КОМПАНИЙ ФИД началась практически с момента создания колтюбинговых установок. Инструмент для выполнения простейших технологических операций был поставлен в ООО «Уренгойгазпром» вместе с первым агрегатом РАНТ 1001. Подобный стандартный перечень инструмента (табл.1) сегодня обязательно поставляется в нефтегазовые компании в комплекте с установками производства СЗАО «ФИД-МАШ».

Постепенно в российских нефтегазовых компаниях стал накапливаться опыт применения колтюбинга. Далеко продвинулись в разработке новых технологий подразделения ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть». Сегодня обычной промывкой пробок с использованием колтюбинга никого не удивишь. Новые технологии, в особенности колтюбингового бурения, поставили перед разработчиками инструмента совершенно но-

АНДРЕЙ ВЕКВЕРТ,  
инженер-конструктор  
УП «Новинка»

ANDREY VEKVERT,  
a design engineer  
of *Novinka*



FID GROUP OF COMPANIES started tool development virtually at the same time of development of coiled tubing unit. The tools for simple jobs were supplied to *Urengoigazprom* with the first unit RANT 1001. The similar tool range is necessarily supplied now to oil and gas companies (table 1) with FIDMASH coiled tubing units.





Таблица 1

Table 1

## ТРЕБОВАНИЯ К НАЗНАЧЕНИЮ ИНСТРУМЕНТА

## TOOL JOB REQUIREMENTS

Наименование Name	Обозначение Identification	Назначение Purpose
1. Насадка гидромониторная Jet head	HГМ54.00.000 NGM54.00.000	<p>Предназначены для:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• проведения промывочных работ в скважине при ликвидации гидратных, парафинистых, битумных, песчаных и других пробок;</li> <li>• проведения работ по обработке призабойной зоны технологическими жидкостями</li> </ul> <p>Designed for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• well flushing operations for elimination of hydrate, paraffin, asphalt, sand and other plugs;</li> <li>• bottomhole zone treatment with working fluids</li> </ul>
2. Насадка-перо Wing	СИ102-89.001 CI102-89.001	
3. Насадка-перо Ø45 Wing Ø45	РАНТ-10.92.00.001 RANT-10.92.00.001	
4. Насадка-перо Ø55 Wing Ø55	РАНТ-10.92.00.007 RANT-10.92.00.007	
5. Насадка с одним каналом Ø45 One port nozzle Ø45	РАНТ-10.92.00.002 RANT-10.92.00.002	
6. Насадка с одним каналом Ø55 One port nozzle Ø55	РАНТ-10.92.00.008 RANT-10.92.00.008	
7. Насадка с тремя каналами Ø45 Three port nozzle Ø45	РАНТ-10.92.00.003 RANT-10.92.00.003	
8. Насадка с тремя каналами Ø55 Five port nozzle Ø45	РАНТ-10.92.00.009 RANT-10.92.00.004	
9. Насадка с пятью каналами Ø45 Five port nozzle Ø55	РАНТ-10.92.00.004 RANT-10.92.00.010	
10. Насадка с пятью каналами Ø55 Five port nozzle Ø55	РАНТ-10.92.00.010 RANT-10.92.00.010	
11. Соединитель клиновой Wedge connector	СИ501-60.00.000 CI501-60.00.000	<p>Предназначены для соединения различных приспособлений и оборудования (насадок, буровых двигателей, ловильного, геодезического инструмента и т.д.) как между собой, так и с БДТ</p> <p>Designed to connect different tools and equipment (nozzles, downhole motors, fishing and logging tools and so on) with other tools and coiled tubing</p>
12. Соединитель с лунками Dimple connector	СИ502-60.00.000 CI502-60.00.000	
13. Переходник не вращающийся Non-rotating sub	ПС38.00.000 PS38.00.000	
14. Переходник Sub	СИ302-106.00.001 CI302-106.00.001	
15. Переходник Sub	СИ302-127.00.001 CI302-127.00.001	
16. Переходник Sub	СИ302-88.00.001 CI302-88.00.001	
17. Переходник вращающийся Non-rotating sub	ПВ54.00.000 PV54.00.000	
18. Разъединитель аварийный Emergency release sub	СИ601-89.00.000 CI601-89.00.000	<p>Предназначены для предотвращения разрывов БДТ при зацепах инструмента в скважине</p> <p>Designed to prevent coiled tubing breaks in case tool gets stuck in a hole</p>
19. Муфта срезная Ø45 Shear connector Ø45	РАНТ-10.92.22.000 RANT-10.92.22.000	
20. Муфта срезная Ø56 Shear connector Ø56	РАНТ-10.92.23.000 RANT-10.92.23.000	<p>Предназначены для предотвращения выбросов из скважины через БДТ при возникновении обратного давления</p> <p>Designed to prevent blowouts from a well via coiled tubing in case of back pressure build-up</p>
21. Клапан обратный шариковый Ball backvalve	СИ201-26.00.00.000 CI201-26.00.00.000	
22. Клапан обратный шариковый Ball backvalve	РАНТ-10.92.10.600 RANT-10.92.10.600	<p>Designed to prevent blowouts from a well via coiled tubing in case of back pressure build-up</p>
23. Клапан обратный шариковый Ø45 Ball backvalve Ø45	РАНТ-10.92.11.500 RANT-10.92.11.500	
24. Клапан обратный двойной створчатый Dual clappet back valve	СИ202-89.10.000 CI202-89.10.000	
25. Клапан обратный створчатый Clappet back valve	СИ202-28.00.00.000 CI202-28.00.00.000	
26. Клапан обратный створчатый Clappet back valve	РАНТ-10.92.10.200 RANT-10.92.10.200	

вые, сложные задачи. С 2003 года одно из подразделений ФИД — УП «Новинка» вплотную занялось разработкой инструмента, решив начать с проработки специализированной компоновки для ОАО «Газпромбанк».



Еще один заказ поступил от белорусского института БелНИПИнефть. По имеющемуся патенту разработали и изготовили опытные образцы кольмататоров. В настоящее время проводятся испытания. Следующим этапом станет представление серийного образца.

В ближайших планах предприятия — представление на российский рынок опытных образцов внутрискважинного инструмента: надмоторной компоновки, труболочки, овершота, пружинного центризатора с испытаниями их в условиях ОАО «Татнефть».

В целом, как и многие другие предприятия в современных условиях, УП «Новинка» ориентируется на требования заказчика и готово рассмотреть любые предложения заинтересованных потребителей колтюбинговой техники.

E-mail: [pilot@fidcoiledtubing.com](mailto:pilot@fidcoiledtubing.com)

Russian oil and gas companies gradually gain experience of coiled tubing jobs. A considerable headway in new technologies development has been made by *Surgutneftegaz, Gazprom, Tatneft*. Today

nobody would be surprised with coiled tubing plug flushing. New technologies, especially coiled tubing drilling posed new complicated problems before designers of the tools. From 2003 a FID branch — *Novinka* got involved in development of these tools, having decided to start with a development of the purpose-designed assembly for *Gazprom*.

A Belarussian institute *BELNIPIneft* placed one more order. In accordance with an existing patent they developed, manufactured and offered colmatator. It is undergoing testing now. The next stage is to announce a production sample.

The plans for the nearest future of the enterprise — to announce development types of downhole tools for the Russian market: upper motor assembly, tubing fishing tool, overshot, balloon-type centralizer with the tests in *Tatneft* conditions.

In general, like many other companies today, *Novinka* aims at customer requirements and is ready to consider any proposals of coiled tubing users.

ЗАО «Завод «ИЗМЕРОН»» ведет свою историю с создания нескольких промышленных предприятий в 1896 году в Санкт-Петербурге. В 1931 году был создан завод «Красный инструментальщик». В 1993 году на базе завода создано закрытое акционерное общество «ИЗМЕРОН». В настоящее время предприятие занимается разработкой, производством и реализацией ловильного и режущего инструмента для ремонта нефтяных и газовых скважин, оборудования для ремонтно-изоляционных работ и ликвидации прихватов, очистки забоя и улавливания шлама, для свинчивания и развинчивания изделий, а также для бурения и повышения нефтеотдачи пластов.



CLOSED JOINT STOCK COMPANY IZMERON dates from establishment of several industrial enterprises in St.Petersburg in 1896. In 1931 the factory «Krasny Instrumentalshchik» was established. In 1993 on a basis of the factory CJSC IZMERON was established. Today the company is involved in development, production and sales of fishing and cutting tools for workover of oil and gas wells, equipment for repairing-insulating works and salvage operations, bottom-hole cleaning, cuttings removal, tools coupling and uncoupling, as well as for drilling and oil recovery stimulation.

One of the foreground activities of downhole equipment manufacturing is **packer manufacturing**.

Одним из приоритетных в производстве внутрискважинного оборудования является **пакерное направление**.

Предприятие предлагает следующие его виды:

- пакеры верхние разбуриваемые механические и гидравлические типа ПВРМ и ПВРГ,
- пакеры верхние и нижние механические типа ПВМ-О и ПНМ-ОБ
- пакеры двухстороннего действия типа ПДМ,
- извлекаемые мостовые пробки типа ПМИ,
- систему пакеров для изоляции обсадных труб СПИОТ.

Кроме того, ЗАО «Завод «ИЗМЕРОН»» проводит сервисное обслуживание и обучение бригад КРС работе с инструментом и оборудованием предприятия. Основными потребителями продукции являются крупнейшие российские компании, такие как РАО «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Юкос», «Тюменская нефтяная компания», «Белоруснефть» и многие другие.

The company offers following packer types:

- top drillable mechanical and hydraulic packers, type ПВРМ and ПВРГ, top and bottom mechanical packers type ПВМ-О and ПНМ-О,
- bidirectional packers, type ПДМ,
- retrievable bridge plugs,
- packer system for casing isolation СПИОТ.

Besides, IZMERON provides training for overhaul crews for servicing, tools and equipment operation. The main customers of the products are the biggest Russian companies such as *Gazprom, Rosneft, Lukoil, Surgutneftegaz, Yukos, Tyumen Oil Company, Belorusneft* and many others.

E-mail: [market@izmeron.inc.ru](mailto:market@izmeron.inc.ru)

# СКВАЖИННОЕ DOWNHOLE ОБОРУДОВАНИЕ EQUIPMENT И ИНСТРУМЕНТ & TOOLS



ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ  
УСТАНОВОК

FOR SERVICING  
WITH COILED TUBING  
UNITS

В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ рынок колтюбинговых технологий переживает период бурного развития. В настоящее время в России работают около ста агрегатов производства зарубежных компаний, российско-белорусской Группы компаний ФИД и несколько опытных образцов российского производства, используемых в основном при проведении ремонта скважин. Реализация технологий ремонта предусматривает применение специального скважинного оборудования и инструмента, учитывающего специфику проведения работ с применением колтюбинговых установок.

В ОАО НПО «Бурение» в течение пяти лет ведется работа по созданию комплекса скважинного и вспомогательного инструмента. За это время было разработано и испытано 35 наименований инструмента для работы в колоннах НКТ диаметром 60, 73, 89, 102, 114 мм. Также для ремонтных предприятий ОАО «Газпром» разработаны некоторые инструменты с возможностью работы в колоннах диаметром 127, 140, 146 и 168 мм. Всего в состав комплекса входит около 85 единиц инструмента (табл. 2).

Сувеличением количества установок, а также освоением большого спектра технологических операций при проведении ремонта скважин с использованием колтюбинга резко возросла потребность в оснащении их специальным инструментом, что доказывает ежегодный рост объемов его поставок для различных предприятий отрасли.

Динамика роста объемов поставок представлена в табл. 1.

В 1999 году для опытной поставки было разработано 14 наименований инструмента различного назначения для работы без глушения скважин в колоннах НКТ диаметром 73 мм для Сургутского УПНП и КРС, где с 1994 года начала внедряться эта

Е.Н.ШТАХОВ, В.Г.НИКИТЧЕНКО,  
ОАО НПО «Бурение»

E.N.SHTAKHOV, V.G.NIKITCHENKO,  
JSC Burenie

WITHIN THE LAST DECADE the market of coiled tubing technologies has evolved greatly. Today, in Russia there are about one hundred of operating units of foreign make, units of Russian-Belorussian Group of Companies FID and several prototypes of Russian make employed mainly for well servicing. The use of servicing technologies assumes a use of special downhole equipment and tools, that considering specific character of the job with coiled tubing equipment.

JCS Burenie conducts activity aimed at creation of downhole and auxiliary tools for five years. During this time there were created and tested 35 items of tools for tuning string O.D.s: 60, 73, 89, 102 and 114 mm. For servicing companies of Gazprom also there were created tools for operation in strings with O.D.s 127, 140, 146 and 168 mm. The total tools set comprises about 85 tools (see Table.2)

As the number of CT units grows, as well as a range of technological operations spreads while servicing wells, grows a demand for equipping units with special tools, what is proven with annual growth of supply volumes for different enterprises of the branch.

Таблица 1

Table 1

ПРЕДПРИЯТИЕ-ЗАКАЗЧИК CUSTOMER	ОБЪЕМ ПОСТАВОК • SUPPLY VOLUME	
	Количество наименований Number of tool items	Всего единиц инструмента Total number of tools
1. Сургутское УПНП и КРС Surgut UPNP and KRS	26	134
2. УИРС ООО «Уренгойгазпром» Urengoigazprom	18	230
3. УИРС ООО «Ямбурггаздобыча» Yamburggazdobycha	15	70
4. УИРС ООО «Надымгазпром» Nadymgazprom	14	30
5. Другие предприятия Other enterprises	20	27



Таблица 2

Table 2

**ПЕРЕЧЕНЬ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ РАБОТЫ  
С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ С БДТ**

**LIST OF DOWNHOLE EQUIPMENT  
AND TOOLS FOR COILED TUBING UNITS**

Наименование/Name	Примечание/Note
1. Переводник ПБДТ с матрицей МТГ для безмуфтовой длинномерной трубы PBDT mandrel sub with MTG matrix for coiled tubing	Предназначен для соединения БДТ с инструментом. Присоединительная резьба НКТ 42 мм по ГОСТ 633-80 To connect coiled tubing with tools. Connection thread NKT42 mm according to GOST 633-80
2. Обратный клапан КО-42 Backvalve KO-42	Шаровый Ball
3. Клапан обратный КОС-54 Backvalve KOS-54	
4. Гидравлический разъединитель РГ-45, РГ-54, РГ-66 Hydraulic disconnect PG-45, PG-54, PG-66	Применяется в компоновке с забойным двигателем, ловильным инструментом и т.д. Предназначен для освобождения БДТ от прихваченного инструмента For BHA use with downhole motor, fishing tool and others. Designed to release tubing from stacked tool.
5. Штанголовка комбинированная ШЛК-45; ШЛК-54; ШЛК-57 Rod fishing tool ShLK-45; ShLK-54; ShLK-57	Предназначена для извлечения оборванных штанг диаметром 13, 16, 19 и 22 мм For broken rods retrieval (O.D. 13,16,19 and 22 mm)
6. Овершоты типа ОВШ-45; ОВШ-54; ОВШ-57; ОВШ-72 Overshot OVSh-45; OVSh-54; OVSh-57; OVSh-72	Предназначены для извлечения БДТ диаметром 19; 33 и 38 мм соответственно и инструмента Ø55 мм For retrieval of coiled tubing with O.D.s 19; 33 and 38 mm and tools O.D. 55 mm
7. Устройство поворотное УП-55 Rotator UP-55	Предназначено для проворота ловильного инструмента на 360° For rotation of fishing tools 360°.
8. Центратор механический ЦМ-54, ЦМ-76, ЦМ-98, ЦМ-116 Mechanical centralizer TsM-54, TsM-76, TsM-98, TsM-116	Предназначен для центрирования инструмента в НКТ 073, 89, 102, 114, 127, 140, 146 и 168 мм. Рессорного типа с возможностью передачи вращения For centering of tools inside tubing with O.D. 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146 and 168 mm. Spring type with capability to transfer torque
9. Центратор механический специальный ЦМС-54, ЦМС-76, ЦМС-98, ЦМС-116 Special mechanical centralizer TsMS-54, TsMS-76, TsMS-98, TsMS-116	Предназначен для центрирования инструмента в НКТ 073, 89, 102, 114, 127, 140, 146 и 168 мм. Рессорного типа без передачи вращения For centering of tools inside tubing with O.D. 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146 and 168 mm. Spring type with capability to transfer torque
10. Центратор гидравлический ЦГ-73; ЦГ-89; ЦГ-102; ЦГ-114 Hydraulic centralizer TsG-73;TsG-89; TsG-102; TsG-114	Предназначен для центрирования инструмента в НКТ 073, 89, 102, 114 мм и стабилизации работы гидравлического двигателя For centering of tools inside tubing with O.D. 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146 and 168 mm. Spring type without capability to transfer torque
11. Центратор гидравлический рессорный ЦГР-54; ЦГР-76 Spring hydraulic centralizer TsGR-54; TsGR-76	Предназначен для центрирования инструмента в НКТ 073, 89, 102, 114 мм и стабилизации работы гидравлического двигателя For centering of tools inside tubing with O.D. 73, 89, 102, 114 mm and stabilize operation of hydraulic motor
12. Якорь гидравлический ЯГТ-60; ЯГТ-73; ЯГТ-89; ЯГТ-102; ЯГТ-114 Hydraulic anchor YaGT-60; YaGT-73; YaGT-89; YaGT-102; YaGT-114	Предназначен для работы в НКТ в компоновке с внутренней гидромеханической трубоборозкой Designed for operation inside tubing with internal mechanical-hydraulic pipe cutter.
13. Трубоборозка гидромеханическая ТГ-60; ТГ-73; ТГ-89, ТГ-102, ТГ-114 Mechanical-hydraulic pipe cutter TG-60; TG-73; TG-89, TG-102, TG-114	Предназначена для отрезки НКТ в компоновке с ВЗД и якорем гидравлическим типа ЯГ Designed to cut tubing, using with VZD и hydraulic anchor YaG

техника. Уже в 2002 году для Сургутского УПНП и КРС произведена поставка 121 единицы 23 наименований инструмента для работы с колтюбинговыми установками в НКТ диаметром 60; 73 и 89 мм.

В связи широким внедрением в ОАО «Газпром» колтюбинговых установок производства группы компаний ФИД возникла необходимость оснащения их недорогим отечественным инструментом. В результате совместной работы ОАО НПО «Бурение» с ремонтными предприятиями ОАО «Газпром», которые являются на сегодняшний день основными заказчиками данного оборудования, была значительно расширена номенклатура выпускаемой продукции по мере освоения различных технологических операций.

В частности, применение комплекса инструмента и оборудования позволяет выполнять следующие операции:

- ликвидацию гидратно-парафиновых и песчаных пробок;
- очистку скважины от посторонних предметов, ловильные работы;
- проведение аварийных работ;
- бурение цементных мостов и солевых отложений в НКТ;

Table. 1. Shows dynamics of supply increase.

In 1999 for a pilot batch there were developed 14 models of tools for different purposes for wells servicing without killing in 73 mm O.D. flow strings for *Surgut UPNP* and *KRS* where they introduce this equipment from 1994. In 2002 they delivered 121 items of 23 different tools for *Surgut UPNP and KRS* for coiled tubing units with tubing O.D.s: 60, 73 and 89 mm.

In view of a wide use of coiled tubing units by *Gazprom* manufactured by *FID group of companies* there appeared a demand for equipping the units with inexpensive domestic tools. As a result of collaboration of *Burenie* with servicing companies of *Gazprom* that are the main customers of these tools, the tool range was significantly extended in accordance with growing number of mastered technological operations.

In particular, the use of the tools and equipment allows to perform following services:

- to eliminate hydrate-paraffin blocks and sand plugs;
- to clean well from foreign objects, perform fishing;

Таблица 2 (продолжение)

Table 2

Наименование/Name	Примечание/Note
14. Насадка размывочная НР Washout head NR	Применяется для размыва песчаных и гидратно-парафиновых пробок с различным расположением промывочных отверстий Designed for flushing of sand plugs and hydrate-paraffin blocks. The tool features nozzles with different arrangement Применяется для размыва песчаных и гидратно-парафиновых пробок
15. Насадка размывочная вращающаяся типа НРВ-54 Rotating washout head NRV-54	Designed for flushing of sand plugs and hydrate-paraffin blocks. Предназначен для очистки внутренней поверхности НКТ
16. Скребок механический СМ-73; СМ-89; СМ-114 Mechanical wiper SM-73; SM-89; SM-114	перед свабированием, спуском геофизических приборов и профилактической очистки с помощью каната или БДТ Designed for cleaning of internal tubing surface before swabbing, logging or preventive cleaning with cable of coiled tubing Предназначен для очистки и шаблонирования НКТ 073 мм
17. Райбер РВ-73 Reamer RB-73	Designed for cleaning and calipering of tubing with O.D. 73mm
18. Ясс механический ЯМ-38; ЯМ-45; ЯМ-54 Mechanical jar YaM-38; YaM-45; YaM-54	Предназначены для работы в компоновке с механическим скребком и другим инструментом
19. Штанги грузовые ШГ-38; ШГ-45; ШГ-54; ШГ-66 Rod ShG-38; ShG-45; ShG-54; ShG-66	Designed for operation with mechanical wiper and other tools
20. Ясс гидравлический ЯСГ-39; ЯСГ-54 Hydraulic jar YaSG-39; YaSG-54	Предназначен для создания осевых ударных нагрузок Designed to create axial load impacts
21. Тросоловитель ТЛ-45; ТЛ-54; ТЛ-1 Cable fishing tool TL-45; TL-54; TL-1	Ловильный инструмент для извлечения тросов, кабеля и проволоки с наружным и внутренним захватом Fishing tool with internal and external gripper for retrieval of cables, roes and wires with
22. Шаблоны жесткие ШГ Rigid caliper ShG	Предназначены для шаблонирования колонны НКТ. Имеют сквозной канал для осуществления промывки Designed to caliper flow strings. Include through-conduit for flushing services
23. Труборез-вальцовка ТРВ Pipe-cutter-expander TRV	Предназначен для отрезки БДТ и завальцовки переводника под резьбу Designed for coiled tubing cutting and sub expansion to match thread
24. Переводник для сращивания аварийной БДТ ПШАГ Joining sub for broken coiled tubing PShAG	Предназначен для сращивания аварийной БДТ на устье скважины/Designed to connect broken coiled tubing on a wellhead



- проведение кислотных обработок;
- освоение скважин пенными системами;
- обработку призабойной зоны ПАВ;
- промывку забоя скважины.

Следует отметить, что проведение этих операций, а также расширение технологических возможностей ремонта скважин с использованием колтюбинговой техники позволяет значительно сократить затраты на ремонтные работы в скважинах.

С использованием накопленного опыта в разработке различных технических средств, оборудования и инструмента как для бурения, так и для ремонта скважин в НПО «Бурение» продолжается разработка и внедрение инструмента, применяемого при работе с колтюбинговыми установками отечественного и импортного производства.

Ориентация на сотрудничество с производственными предприятиями дает возможность получить хорошие результаты при совместном поиске новых технологий и конструкторских решений при сравнительно невысоких затратах на их разработку и внедрение.

- conduct emergency operations;
- to drill cement plugs and salt deposits in tubing;
- to perform acid treatments;
- to perform treatment of bottomhole zone with surface active agents;
- to flush well bottomhole zone.

It is necessary to take into account that execution of these operations and broadening the range of technological opportunities for well servicing with coiled tubing equipment use allows significant reduction of well servicing costs.

Using the gained experience in development of different technical means, equipment and tools for drilling as well as for workover, *Burenie* continues working on development and implementation of tools used with domestic and foreign coiled tubing equipment. The aim at a collaboration with manufacturing enterprises allows to obtain good results with pursuit of new technologies and design solutions at a comparable low costs for development and implementation of these solutions.

Таблица 2 (продолжение)

Table 2

Наименование/Name	Примечание/Note
25. Устройство для подъема аварийной БДТ УППТ Device for broken coiled tubing retrieval UPGT	Элеватор для подъема аварийной БДТ Ø33,5 и 38 мм A hoist for broken CT retrieval, with O.D. 33,5 and 38 mm
26. Клапан циркуляционный КЦ-54 Circulation valve KTs-54	Предназначены для создания циркуляции в затрубном пространстве
27. Клапан циркуляционный двойной активации КЦМ-54 Circulating valve with double activation KTsM-54	Designed to create circulation in annular space
28. Отклонители шарнирные с промывкой ОШП и без промывки ОШ Swivelling whipstock with flushing OShP and without it OSh	Угол отклонения до 20° Deviation angle up to 20°
29. Ловитель наружный ЛН-45; ЛН-54 Outer fishing tool Ln-45; Ln-54	Предназначен для извлечения инструмента с ловильными шейками Ø30 и 35мм в колоннах НКТ 73 и 89 мм Designed to retrieve tools with fishing necks O.D. 30 и 35 mm in flow strings with O.D.s 73 and 89 mm
30. Ловитель гидравлический ЛГ-54 Hydraulic fishing tool LG-54	Предназначен для извлечения инструмента с ловильными шейками Ø35 мм в колоннах НКТ 73 и 89 мм Designed to retrieve tools with 35 mm fishing neck O.D.s in 73 and 89 flow string O.D.s
31. Локатор низа колонны НКТ ЛНК-73 Locator of lower tubing sections LNK-73	
32. Желонка гидростатическая ЖГС-60; ЖГС-73; ЖГС-89 Hydrostatic slush bucket ZhGS-60; ZhGS-73; ZhGS-89	Предназначена для извлечения из скважин посторонних предметов. Объем 5 л Designed for retrieval of foreign objects from wells. Capacity 5 liters.
33. Вертлюг фиксируемый ВФ-54 Holdable swivel VF-54	Предназначен для предохранения БДТ от воздействия крутящего момента Designed to protect coiled tubing from torque
34. Стабилизатор жесткий СЖ-73; СЖ-89; СЖ-102; СЖ-114 Stiff stabilizer SZh-73; SZh-89; SZh-102; SZh-114	Предназначен для центрирования инструмента в НКТ Ø73, 89, 102, 114 мм и стабилизации работы гидравлического двигателя Designed to center tools in tubing with O.D.s 73, 89, 102, 114 mm and stabilize operation of hydraulic motor
35. Печати свинцовые конусные и торцевые Conic and end lead stamps	

# РАЗРАБОТКА, ПРИМЕНЕНИЕ И ПРАКТИКА DEVELOPMENT, ИСПОЛЬЗОВАНИЯ APPLICATIONS & CASE HISTORIES

НАДУВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ  
И СИСТЕМ, СПУСКАЕМЫХ  
НА КОЛТЮБИНГОВОЙ  
ТРУБЕ



OF COILED TUBING CONVEYED INFLATABLE  
TOOLS & SYSTEMS

## Baker Oil Tools

НАДУВНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И СИСТЕМЫ, разработанные для подачи через НКТ, впервые появились на нефтяных месторождениях Аляски в середине 1980-х. Многогранность применения надувных пакерных элементов позволяет скважинным инструментам быть установленными в скважинах с самыми различными условиями, включая обсаженный и необсаженный стволы, перфорированные участки, хвостовики со щелевидными продольными отверстиями и экраны. Сегодня надувные инструменты предлагают степень расширения свыше 350 % и способность функционировать при температурах свыше 300 градусов по Фаренгейту.

Существует большое количество преимуществ при использовании колтубинговой трубы в операциях, связанных со спуском надувных инструментов через насосно-компрессорные колонны. При проведении капитального ремонта действующей скважины нет необходимости в ее глушении. Исчезает потребность в использовании жидкостей для глушения, которые зачастую являются дорогостоящими и могут привести к необратимым повреждениям ствола скважины. Отпадает необходимость в использовании вышки для выполнения операций спуска надувных инструментов через НКТ, что обеспечивает значительную экономию времени и ресурсов и требует гораздо меньшей площади для проведения работ.

ГОРДОН МАКЕНЗИ,  
менеджер по производству,  
Baker Oil Tools

GORDON MACKENZIE,  
Product Line Manager,  
Inflatable Systems,  
Baker Oil Tools



INFLATABLE TOOLS AND SYSTEMS designed for through-tubing coiled tubing conveyance appeared first in the oil fields of Alaska in the mid 1980's. The versatility of high expansion inflatable style packing elements allows well intervention tools to be set in the most diverse range of wellbore environments, including cased hole, open hole, perforations, slotted liner and screens. Today's inflatable service tools may be capable of providing expansion ratios of greater than 350 % and the ability to work in temperatures above 300° F.

There are many advantages to using coiled tubing in through-tubing inflatable well interventions. Since the well is worked over in a live condition, there is no requirement for well kill operations. This eliminates the use of kill fluids, which are often expensive and can cause irrecoverable well bore damage. Also, a rig operation is not necessary when performing a through-tubing inflatable operation, which allows considerable time and resource savings and a much smaller footprint operation.

Complete lines of workover tools based on the through-tubing inflatable principle have evolved to allow for almost all types of workover operations to be conducted. Along with this development has been the design and implementation of «fit for purpose» coiled tubing running and retrieving tools and the design of planning and execution software tools such as INFLATEDESIGN™, in an effort by the through-







### Практика использования извлекаемого пакера-пробки

#### **Цель:**

Оператору в Индонезии требовалось изоляция зоны обводнения в 9,625-дюймовом 47,00-футовом обсаженном стволе, с минимальным сужением прохода 3,35 дюйма.

#### **Решение при помощи колтюбинговой трубы:**

3-дюймовый надувной извлекаемый пакер-пробка был спущен, установлен и отсоединен на глубине 8470 футов, с углом искривления 67 градусов.

#### **Результаты:**

После возвращения скважины в фонд действующих объем воды, добываемой из скважины, был снижен с 12000 до 7300 баррелей в день, а дебит скважины возрос с 3100 баррелей до 4500 баррелей в день.

### Практика использования неизвлекаемого пакера-пробки

#### **Цель:**

Крупный оператор нуждается в постоянной изоляции основного ствола скважины перед выполнением забуривания нового ствола из основного ствола скважины через НКТ. Обсадная колонна ствола — 7.00 дюймов, 29 футов L-80 с минимальным сужением соединительной трубы в 4313 дюйма.

#### **Решение при помощи колтюбинговой трубы:**

3,375-дюймовая неизвлекаемая надувная пробка-мост спускается через НКТ на глубину в 10200 футов. Колтюбинговая система резервуаров для разделения жидкости использовалась в качестве части КНБК для предотвращения загрязнения жидкости, подаваемой в пакер.

#### **Результат:**

Надувная пробка-мост установлена и отсоединена и КНБК извлечена из скважины. Постоянная изоляция выдерживает перепад давления свыше 5900 psi, что дает возможность оператору продолжать выполнение запланированной операции забуривания вторичного ствола из основного ствола скважины.

### Retrieval Bridge Plug Case History

#### **Objective:**

An operator in Indonesia required isolation of a water producing zone in 9.625" 47.00#/ft casing through a minimum restriction of 3.35".

#### **CT Solution:**

A 3.00" OD Thru-Tubing Inflatable Retrieval Bridge Plug was run, set and disconnected from at a setting depth of 8470 feet and a deviation of 67°.

#### **Results:**

After returning the well to production, the water cut had been reduced from 12,000 bbls per day to 7300 bbls per day while the oil production rate was increased by some 3100 bbls per day to 4500 bbls per day.

### Permanent Bridge Plug Case History

#### **Objective:**

A major operator requires permanent isolation of the main bore of the well prior to performing a through-tubing sidetrack. The well casing is 7.00" 29#/ft L-80 with a minimum tubing nipple restriction of 4.313".

#### **CT Solution:**

A 3.375" OD Thru-Tubing Inflatable Permanent Bridge Plug is conveyed to a setting depth of 10,200 feet. A coiled tubing fluid separation reservoir system is used as part of the BHA to prevent contamination of the inflation fluid by the running string fluid.

#### **Result:**

The inflatable bridge plug is set and disconnected from and the bottom hole assembly pulled from the well. The permanent isolation is capable of supporting an applied differential pressure of greater than 5900 psi, allowing for the operator to continue with the planned sidetracking operation.

Полные линейки инструментов для капитального ремонта, основанные на принципе спуска надувных инструментов через НКТ, значительно эволюционировали и теперь обеспечивают проведение всех видов операций капитального ремонта. Вместе с этим происходила разработка и внедрение специализированных спускаемых и извлекаемых колтюбинговых инструментов и программного обеспечения для планирования и проведения работ, такого как INFLATEDESIGN™, в попытке предложить пользователям надувных инструментов принцип «безупречного исполнения работ» при проведении колтюбинговых операций с использованием надувных элементов.

Преобладающим применением этих систем является зональная изоляция, преимущественно в качестве механизма изоляции зоны водопроявлений. Надувные варианты для колтюбинга могут быть спроектированы для решения проблем скважины — рассматриваемой нижней, средней или верхней зоны.

tubing inflatable community to offer it's clients the principle of «flawless execution» in their coiled tubing inflatable well interventions.

The most prevalent application for these systems has been zone isolation, predominantly as a water shutoff mechanism. Coiled tubing inflatable solutions can be engineered to provide a solution to a wellbore problem -- whether the zone in question is a lower zone, an intermediate zone or an upper zone.

### RETRIEVABLE BRIDGE PLUG

A retrievable bridge plug conveyed on coiled tubing may be used to plug off any part of the wellbore where a more temporary or temporary-to-permanent application is required. The retrievable bridge plug is conveyed into the wellbore via coiled tubing. The plug is set and disconnected

**Практика использования постоянного цементировочного пакера с обратным клапаном****Цель:**

Оператор в Северном море начал кампанию по ликвидации через НКТ до полной ликвидации морской платформы. Требованием было размещение цемента в лифтовой (насосно-компрессорной) колонне до затрубного пространства обсадной трубы, без извлечения 5,50-дюймовой 17,00-футовой НКТ. Минимальное сужение НКТ — 3,812 дюйма.

**Решение при помощи колтюбинговой трубы:**

Лифтовая (насосно-компрессорная) колонна имела перфорированные участки в двух местах для обеспечения сообщения между колонной и затрубным пространством. 3,375-дюймовый цементировочный пакер с обратным клапаном был спущен и установлен колтюбинговой трубой между этими двумя перфорированными участками.

**Результат:**

150-баррелевая цементная пробка была помещена в затрубное пространство и постоянный цементировочный пакер с обратным клапаном был отсоединен, чтобы позволить колтюбинговой трубе быть извлеченной на поверхность, обеспечивая изоляцию в колонне. Затрубная цементная пробка и постоянный цементировочный пакер с обратным клапаном были испытаны под давлением, что подтвердило успешную ликвидацию при помощи колтюбинговой трубы.

**Permanent Cement Retainer Case History****Objective:**

A North Sea operator embarked upon a through-tubing abandonment campaign prior to a full offshore platform abandonment. The requirement was to place cement in the production tubing to casing annulus without pulling the 5.50" 17#/ft tubing. The minimum tubing restriction was 3.812"

**CT Solution**

The production tubing was perforated in two places to provide tubing-to-annulus communication. A 3.375" OD inflatable cement retainer was run and set on CT between the two sets of perforations.

**Results:**

A 150 bbl cement plug was placed in the annulus and the cement retainer disconnected to allow the CT to be retrieved while maintaining isolation in the tubing. The annulus cement plug and tubing retainer were pressure tested, confirming a successful CT inflatable abandonment.

**ИЗВЛЕКАЕМЫЙ ПАКЕР-ПРОБКА**

Извлекаемый пакер-пробка, спускаемый на колтюбинговой трубе, может использоваться для герметизации любой части ствола скважины, там, где необходимо его временное или временно-постоянное использование. Извлекаемый пакер-пробка спускается в ствол скважины колтюбинговой трубой. Пакер устанавливается и освобождается посредством гидравлического давления с поверхности. После выполнения операции, требующей присутствия пробки, производится извлечение инструмента или посредством колтюбинговой трубы, или кабелем за одну спуско-подъемную операцию, позволяющую выполнить выравнивание, выпускание наполнителя инструмента и подъем.

**ПОСТОЯННАЯ ПРОБКА-МОСТ**

Надувная постоянная пробка-мост является неизвлекаемым инструментом, разработанным для спуска на колтюбинговой трубе через запланированные или незапланированные сужения и установки ниже этих сужений в большем внутреннем диаметре ствола. После установки пробки-моста и ее отсоединения колтюбинговая труба может использоваться для операции цементирования, которая может продлить срок службы пробки или операций ликвидации.

**ПОСТОЯННЫЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЙ ПАКЕР С ОБРАТНЫМ КЛАПАНОМ, СПУСКАЕМЫЙ ЧЕРЕЗ НКТ**

Там, где проведения простых изоляционных операций недостаточно и необходимо затрубное цементирование, оптимальным

from by means of surface applied hydraulic pressure. Once the operation requiring the bridge plug has been conducted, retrieval is accomplished on either coiled tubing or with wireline, with a single trip allowing for equalization, deflation and retrieval.

**PERMANENT BRIDGE PLUG**

The inflatable permanent bridge plug is a non-retrievable tool designed to be run on coiled tubing through either planned or unplanned restrictions and set in the larger internal diameter below. Once the bridge plug is set and disconnected from, coiled tubing may be used to conduct cement placement, which can prolong the integrity of the plug or abandon operation.

**THROUGH-TUBING PERMANENT CEMENT RETAINER**

Where simple well bore plugging operations are not enough and behind pipe cementing operations are required the optimum solution in a through-tubing environment is a coiled tubing set inflatable cement retainer. The retainer allows for setting, injection test, spotting, cementing/squeezing and augmentation of the permanent isolation by placing cement on top of the retainer, all in a single coiled tubing trip in the hole. This variety of single trip operations via coiled tubing will satisfy even the most stringent of wellbore abandonment policies, allowing operators to fulfill their plug and abandonment obligations in both a timely and cost effective manner

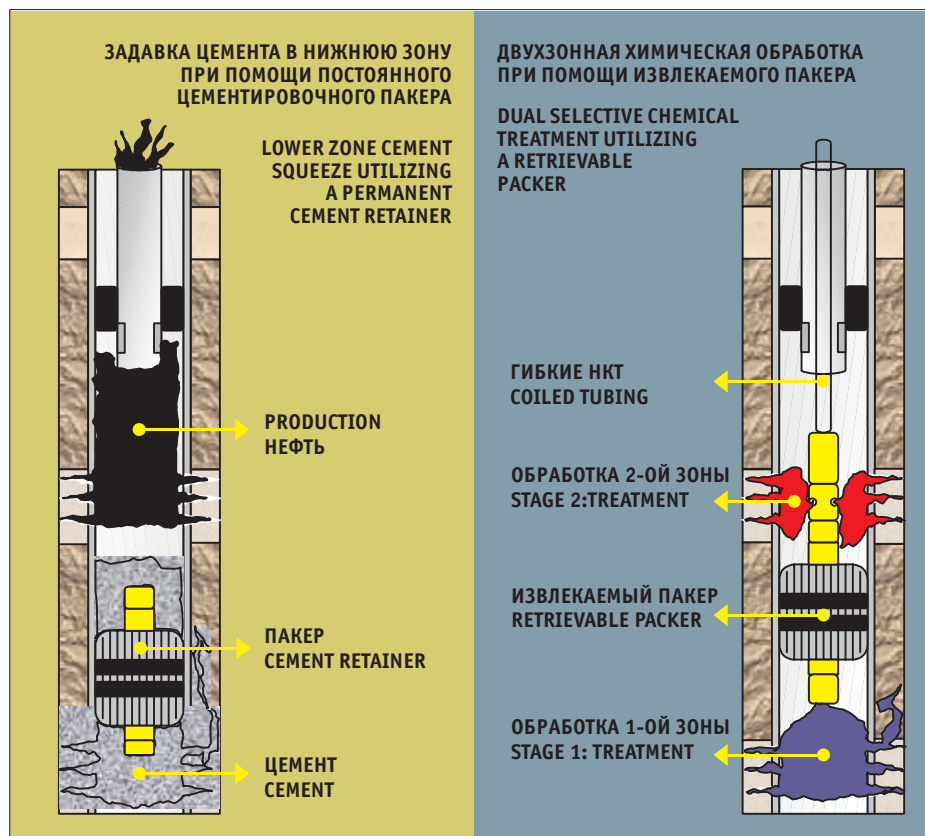


решением для работы через НКТ является установка цементировочного пакера с обратным клапаном при помощи колтюбинговой трубы. Пакер обеспечивает установку, исследование приемистости скважины, определение местонахождения, цементирование, усиление постоянной изоляции путем размещения цемента на верхней части пакера — все за одну спускоподъемную операцию. Многообразие операций, выполняемых за один спуск-подъем посредством колтюбинговой трубы, удовлетворит даже самые строгие требования к ликвидации скважин, позволяя операторам выполнять герметизацию и ликвидацию с экономическим и временным преимуществом.

### СДВОЕННЫЕ СИСТЕМЫ

Был разработан ряд различных конструкций постоянных и извлекаемых надувных сдвоенных систем с учетом спуска на колтюбинговой трубе. Эти сдвоенные системы разработаны с различающимися геометриями как решение по изоляции пластов средних или нижних зон. Задача конструкции — оптимизировать соотношение внутреннего и внешнего элемента, создавая минимальные сужения для добычи или нагнетания через изолированную зону либо проход для последующих инструментов.

Сдвоенные системы могут спускаться за одну операцию, если это позволяет проход лубрикатора, или чаще секциями, в которых система составляется эффективнее посредством меха-



### STRADDLE SYSTEMS

A number of different designs of both permanent and retrievable inflatable straddle systems have been designed with coiled tubing conveyance in mind. These straddles have been designed with differing geometries with which to offer solutions to zonal isolation of either intermediate or upper zones. The design goal is to optimize the ratio of straddle ID to straddle OD, creating minimal restric-

#### Практика использования инструмента для селективного размещения

##### Цель:

Требовалась интенсификационная обработка скважины в Латинской Америке на глубине 15750 футов в 7-дюймовой 32-дюймовой/футовой эксплуатационной колонне-хвостовике через предохранительный клапан внутренним диаметром 5,95 дюйма при 285 градусах.

##### Решение при помощи колтюбинговой трубы:

Интенсификационный сдвоенный инструмент с возможностью возврата в исходное положение был запрошен в два 4,25-дюймовых инконельных элемента с 16-футовым интервалом и спущен в скважину на колтюбинговой трубе при максимальном перевесе (дисбалансе) трубы в 3200 psi. Были проведены две обработки химическим составом из раствора, дизельного топлива и 7.5 % раствора HCl.

##### Результаты:

После подъема КНБК скважина была возвращена в рабочее состояние, дебит увеличился с 4200 до 6000 баррелей в день.

#### Selective Placement Case History

##### Objective:

A stimulation treatment was required on a well in Latin America at 15750 feet in a 7.00" 32"/ft production liner through a 5.95" ID safety valve at 285°.

##### CT Solution:

A resettable stimulation straddle tool was dressed with two 4.25" OD Inconel style elements with 16 ft spacing and deployed into the well on CT against a maximum CT overbalance of 3200 psi. Two sets of the system were conducted with a treatment recipe consisting of solvent, diesel and 7.5 % HCl.

##### Results:

After retrieval of the BHA, the well was brought back on line with production figures showing an increase of 4200 bbls per day to 6000 bbls per day.

**Практика использования  
сдвоенной системы****Цель:**

Морская скважина требовала изоляции верхней зоны, добывающей газ в 7-дюймовом 29,00-футовом L-80 хвостовике ниже сужения диаметром 4,313 дюйма. Требовалась способность выдерживать перепад давления в 6000 psi.

**Решение:**

Надувная неизвлекаемая сдвоенная система 4,25x2.25 дюйма была спущена в скважину на колтюбинговой трубе двумя секциями. Общая длина сдвоенной системы составила 168 футов, с использованием 2,875-дюймовой 6,40-футовой сдвоенной трубы.

**Результат:**

После установки нижняя зона добывающая нефть была перфорирована через сдвоенный узел посредством 1<sup>11</sup>/<sub>16</sub>-дюймового перфоратора. Скважина была возвращена в фонд действующих с добычей жидкости свыше 20000 баррелей в день. Эта сдвоенная система поддерживалась в добывающей окружающей среде более 7 лет.

**Straddle System  
Case History****Objective:**

An offshore well required isolation of an upper gas producing zone in 7.00" 29#/ft L-80 liner below a 4.313' minimum restriction. The zone in question was perforated from 14622 feet to 14724 feet. A differential pressure capability of 6000 psi was required.

**CT Solution:**

A 4.25" OD x 2.25" ID inflatable permanent straddle system was conveyed into the wellbore on coiled tubing in two sections. The total straddle length was 168 feet with a 2.875" 6.4#/ft straddle pipe used.

**Results:**

After straddle installation, the lower oil producing zone was perforated through the straddle assembly with 1<sup>11</sup>/<sub>16</sub>" guns. The well was brought back on line with produced fluids in excess of 20,000 bbls per day. This straddle system was maintained in a production environment for more than seven years.

низма предохранительной защелки за несколько спускоподъемных операций колтюбинговой трубы. Надувные системы длиной свыше 1800 футов устанавливаются в добывающую среду с использованием этого метода. Колтюбинговая надувная сдвоенная система может также включать устройства регулирования дебита, такие как патрубки, скользящую муфту, которые могут использоваться совместно с трубой без боковых отверстий или устройствами, препятствующими поступлению песка в скважину, так как сдвоенный интервал зависит от требований к изоляции.

**ИНСТРУМЕНТ  
ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ**

Надувные системы были разработаны для спуска совместно с колтюбинговой трубой для селективного размещения жидкостей между двумя надувными элементами. Эти системы с возможностью возврата в исходное положение особенно подходят для таких работ, как, например, изоляция зоны водопроявлений, химическая обработка, мойка экрана, испытание на герметичность, нагнетание. Интенсификационные работы, особенно проводимые посредством кислоты, являются наиболее преобладающим применением этих систем, которые особенно ценны для использования на стареющих месторождениях, там, где коллектор истощается и увеличивается добыча нежелательных жидкостей.

В целом, использование колтюбинговой трубы и надувных систем увеличивается. Сочетание колтюбинговой трубы и надувных элементов особенно успешно, так как для активизации инструмент обычно нуждается только в гидравлическом давлении и в некоторых случаях — в небольшой сжимающей или растягивающей нагрузке. Гибкость надувного уплотнительного элемента позволяет обеспечивать широкое разнообразие работ через НКТ посредством колтюбинговой трубы. Операторы имеют возможность выполнять работы в действующих скважинах не только через НКТ, но и при помощи надувного элемента в различных условиях установки.

tions for production or injection through the zone of isolation, or, the passage of further intervention tools.

Straddle systems can be run as a single unit if lubricator restrictions will allow, or, more commonly, in sections, whereby the straddle is effectively constructed in hole by means of snap latch type mechanisms and multiple CT runs. Inflatable straddles in excess of 1800 feet have been placed in a producing environment using this technique. A CT inflatable straddle system may also incorporate flow control devices, such as nipples and sliding sleeves, and can be used with either blank pipe or sand screens as the straddle interval depending on isolation requirements.

**SELECTIVE PLACEMENT TOOLS**

Inflatable systems have also been developed to be run in concert with coiled tubing in order to selectively place fluids between two inflatable elements. These resettable systems are particularly suited to applications like water shut-off, chemical treatments, screen washing, leak testing and injection testing. Stimulation operations, predominantly by means of acid, have been the most prevalent use of these systems, which are particularly valuable for mature field usage where reservoirs are depleting and production of undesirable fluids is increasing.

Globally, the use of coiled tubing and inflatable systems is increasing. The combination of CT and inflatables is particularly well suited, as the tools typically require only hydraulic pressure for activation and, in some cases, a small amount of compression or tensile load to function. The flexibility of the inflatable packing element allows for an extremely wide variety of through-tubing applications to be undertaken on coiled tubing. Operators have the ability to not only carry out well intervention procedures in a live well condition in a through-tubing environment, but also, with the inflatable element, in the most diverse range of setting conditions.

# ТОЛЬКО НА КОЛТЮБИНГЕ **COILED** МОЖНО «ДОЛЕТЕТЬ»! **TUBING IS**

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ  
ТЕХНОЛОГИИ ГАЗО-ИМПУЛЬСНОЙ  
ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

## THE ONLY SOLUTION!

SOME ASPECTS OF GAS-PULSE TECHNOLOGY  
OF WELL TREATMENT

ТЕХНОЛОГИЯ ГАЗО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА (ГИОП) [1] относится к типу физико-механических методов обработки призабойной зоны пласта скважин и предназначена для восстановления (улучшения) фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны, которые были утрачены как в процессе эксплуатации, так и при бурении скважин.

Восстановление фильтрационно-емкостных характеристик позволяет интенсифицировать приток, в значительном числе случаев снизить обводненность, а также увеличить межремонтные сроки эксплуатации скважин.

Областью рационального использования технологии ГИОП являются:

- скважины, у которых призабойная зона пласта имеет ухудшенные фильтрационно-емкостные характеристики по сравнению с удаленной зоной продуктивного пласта (определяется по результатам гидродинамического исследования скважин);
- скважины, у которых значительная часть продуктивного пласта (нефтенасыщенных пропластков) в зоне перфорации не задействована в дренировании (определяется по результатам геофизического исследования скважин: профиль притока, термометрия, кавернометрия, нейтронный импульсный каротаж и др.);
- скважины, у которых наблюдается снижение дебита после длительного простоя, проведения капитального или подземного ремонта;
- скважины, вышедшие из бурения и находящиеся на стадии освоения после перфорирования обсадной колонны;
- скважины с трудноизвлекаемыми запасами из-за низкой пористости или проницаемости горной породы после химических или других методов воздействия на горную породу продуктивного пласта.

Как видно из перечисления рекомендуемых областей применения ГИОП, они практически полностью повторяют рациональные области проведения горизонтальных нефтяных скважин.

Окончательное решение о целесообразности проведения ГИОП каждой конкретной скважины принимается по результатам анализа имеющихся промысловых данных и материалов гидродинамического и геофизического исследования скважины. Тем самым выбирают необходимые для восстановления дренирования продуктивные пропластки в зоне перфорации, а также рассчитывают оптимальные режимы газодинамического воздействия по амплитуде и частоте импульсов давления.

УДК 622.276.5/УДК 622.276.5

В.Н.ИВАНОВСКИЙ, В.А.ГУБАРЬ, Д.В.ГУБАРЬ  
Российский государственный университет  
нефти и газа имени И.М.Губкина

V.N.IVANOVSKY, V.A.GUBAR, D.V.GUBAR  
I.M.Gubkin Russian State oil & gas University

A TECHNOLOGY OF GAS-PULSE WELL TREATMENT is pertinent to physico-mathematical methods of well bottomhole formation zone treatment and is intended for rehabilitation of filtration-capacitive properties of bottomhole formation zone that were deteriorated during well operation as well as well drilling.

A rehabilitation of filtration-capacitive properties allows to stimulate inflow, and in many cases reduce watering, and also increase turnaround time of well operation.

The fields of efficient application of gas-pulse well treatment are as follows:

- wells with deterioration of filtration-capacitive properties comparing to remote pay zone (defined according to results of hydrodynamic analysis of a well);
- wells with a significant part of pay zone (oil-saturated seams) in perforating interval, which is not involved in drainage (determined according to well logging — fluid-movement profile, temperature survey, caliper measurement, neutron pulse logging and others);
- wells with production rate decrease after long down time, overhaul or downhole well repair;
- wells after drilling and being mastered after casing perforation;
- wells with hardly-recovering deposits due to low porosity or in-place permeability after chemical or other treatment methods of pay zone geological material.

As we can see from the list of application fields of gas-pulse well treatment they completely follow rational application fields of horizontal oil wells.

A final decision on expediency of gas-pulse formation treatment of each particular well is accepted in accordance with analysis of available field data and hydrodynamic analysis and well logging data. By that a pay seams requiring a drainage rehabilitation are chosen in perforated intervals, also calculate optimum modes of gas-pulse for-



Подготовительные работы перед проведением ГИОП — необходимая промывка, глушение скважины соответствующими технологическими жидкостями, подъем насосно-компрессорных труб и оборудование устья противовыбросовым оборудованием. Этот перечень работ выполняется бригадой подземного (капитального) ремонта скважин.

Оборудование для газо-импульсной обработки размещается вместе с оборудованием геофизической партии у устья скважины. В вертикальных скважинах производят отбивку забоя и шаблонирование ствола скважины шаблоном на геофизическом кабеле, а также осуществляют привязку к зоне перфорации с помощью магнитного локатора муфт и детектора гамма-излучения. Точная привязка при последующей газо-импульсной обработке призабойной зоны пласта позволит ориентировать сопловые отверстия генераторов импульсов давления по отношению к продуктивным пропласткам в зоне перфорации скважины.

Однако при работе в наклонно направленных, и особенно в горизонтальных скважинах только колтюбинговая технология позволяет обеспечить успешное проведение операций по отбивке забоя, шаблонированию, привязке к зоне перфорации и всей газо-импульсной обработке призабойной зоны пласта в целом.

Применение колтюбинговой технологии позволяет доставить без помех и повреждений заправленный генератор импульсов давления и каротажный геофизический кабель в зону перфорации горизонтальной скважины и обеспечивает точную ориентацию сопловых отверстий генератора напротив выбранных продуктивных пропластков (рис. 1).

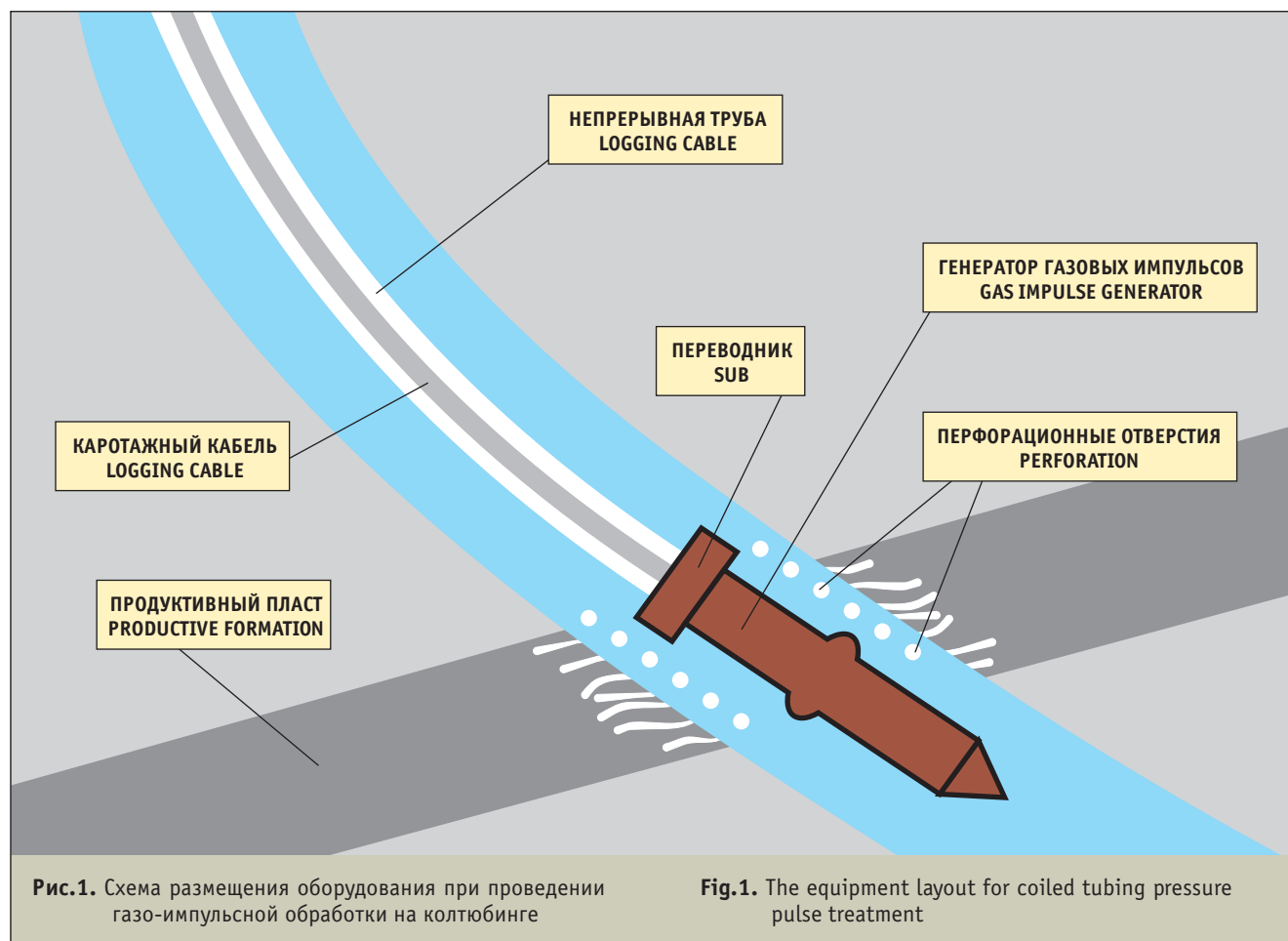
mation treatment are chosen according to amplitude and pressure pulse frequency.

The preparation activity before gas-pulse formation treatment is connected with necessary flushing, well killing with appropriate hydraulic fluids, tubing pulling out of hole and wellhead equipping with BOP. This scope of work is carried out by downhole (overhaul) rehabilitation crew.

A gas-pulse formation treatment equipment is located along with logging equipment near the wellhead. They perform location of bottomhole zone and well bore calipering with a template installed on a logging cable, and also lock-on to perforating zone with collar casing locator and a gamma radiation detector. The exact lock-on during further gas-pulse treatment of bottomhole zone allows to locate nozzles of pressure pulse sources against effective pays in a well perforation interval.

However, while operating in controlled directional and especially in horizontal wells, only coiled tubing technology allows successful operations of location of bottomhole zone, calipering and lock-on to perforation interval and the entire gas-pulse treatment of bottomhole zone in general.

The coiled tubing technology allows delivery of charged pressure pulse generator without any damages and troubles and a logging cable delivery to perforation zone of horizontal well and provides a precise location of nozzles of pressure pulse sources against selected pay seams. (fig. 1).



Процесс ГИО призабойной зоны пласта скважины осуществляют путем включения электромагнитного клапана через наземный пульт системы контроля и управления оборудованием комплекса на заданных режимах, рассчитанных в зависимости от горно-геологических характеристик горной породы, глубины залегания продуктивного пласта, степени кольматации призабойной зоны, пластового давления и других показателей. За один спуск генератор импульсов давления, заправленный газообразным азотом, может выполнить 3–4 эффективных пуска продолжительностью от 0,05 с на одном или разных уровнях в пределах зоны перфорации.

Применение колтюбинга обеспечивает при этом герметизацию устья обрабатываемой скважины, что, в свою очередь, ведет к увеличению эффективности обработки призабойной зоны.

Во время работы одного генератора в зоне перфорации на поверхности, у устья скважины заправляют и готовят к спуску следующий генератор, и, таким образом, цикл повторяется до завершения всего запланированного объема работ по ГИОП скважины.

Отличительной особенностью технологии газо-импульсного воздействия на призабойную зону пласта скважин совместно с колтюбингом является возможность получения оперативной информации о значениях давления и температуры в зоне воздействия до начала газо-импульсной обработки, во время воздействия и после завершения процесса. Это позволяет документально подтвердить фактические параметры ГИОП скважины, получить косвенное подтверждение результативности операции, а также оптимизировать режимы газо-импульсного воздействия.

Газо-импульсная обработка скважин на колтюбинге легко сочетается с таким распространенным методом обработки призабойной зоны пласта, как химический [2]. При этом оба вида воздействия удачно дополняют друг друга, позволяя получить максимально возможный результат при обработке скважин, что подтверждено результатами промысловых испытаний. А без использования колтюбинга сочетание ГИОП с химической обработкой призабойной зоны практически неосуществимо, т.к. при спуске генератора на каротажном кабеле отсутствует технологический канал для подачи химреагента в зону перфорации.

Технология и оборудование комплекса для газо-импульсной обработки скважин имеют разрешение Госгортехнадзора РФ на изготовление и применение, защищены российскими и зарубежными патентами [1–4] и используются как в России, так и в других странах (ОАЭ, Индия и др.). Значительное увеличение в мировой нефтедобывающей практике объемов горизонтального бурения требует решительного перехода газо-импульсной обработки скважин на колтюбинговую технологию.

#### Литература:

1. Губарь В.А. Способ обработки призабойной зоны пласта скважин. Патент на изобретение № 2105874. Бюл. № 6, 1998 г.
2. Губарь В.А. Способ обработки призабойной зоны пласта скважин. Патент на изобретение № 2105875. Бюл. № 6, 1998 г.
3. Губарь В.А., Губарь Д.В. Устройство для обработки призабойной зоны пласта скважин. Свидетельство на полезную модель № 28892. Бюл. № 11, 2003 г.
4. Губарь В.А. Устройство для обработки призабойной зоны пласта скважин. Патент на изобретение № 2194852. Бюл. № 35, 2002 г.

The pressure pulse treatment of a well bottomhole zone is effected by means of activation of electromagnetic valve from a surface control cabin of system equipment in accordance with a preset mode of operation, depending on mining and geological properties of geological material, depth of pay zone, mud fill of bottomhole zone, formation pressure and other properties. During one trip the generator of pressure pulses, charged with gaseous nitrogen could effect 3–4 efficacious shots with duration from 0.05 second or different levels within one perforation zone.

The coiled tubing use provides wellhead sealing of a treated well, the fact that in its turn leads to a bottomhole zone treatment efficiency increase.

During operation of one generator in perforation interval the second generator is being charged on a surface near wellhead, and therefore the cycle is repeated before the scheduled gas-pulse formation treatment volume of work is accomplished.

The distinctive feature of gas-pulse technology effect on bottomhole zone of a well along with coiled tubing is an opportunity to obtain real time information on pressure and temperature in a treated zone before gas-pulse treatment, during the process and after it the treatment is accomplished. This allows to prove actual parameters of formation gas-pulse treatment, to obtain indirect confirmation of operation effectiveness and optimize modes of gas-pulse effect.

The gas-pulse formation treatment with coiled tubing equipment combines easily with a such wide-spread method of formation bottomhole treatment as a chemical treatment [2]. Both kinds of treatment successfully supplement each other, allowing to obtain maximum possible results with the well treatment, as it is proven with field tests results. Combination of gas-pulse treatment with chemical treatment of bottomhole zone without coiled tubing use in fact is unfeasible, as while running in the generator on a logging cable there is no technological passage for chemical reagent supply to perforation zone.

The technology and equipment for gas-pulse well treatment have a manufacturing and application permission of GOSGORTECHNADZOR of Russian Federation, and are covered by Russian and foreign patents (1–4) and are used in Russia as well as abroad (UAE, India and others). The significant increase in world practice of oil recovery of horizontal drilling requires an absolute change of gas-pulse well treatment to coiled tubing technology.

#### Materials:

1. Gubar V.A. The way of well formation bottomhole treatment. Patent No. 2105874 bulletin No.6, 1998.
2. Gubar V.A. The way of well formation bottomhole treatment Patent No. 2105875 bulletin No.6, 1998.
3. Gubar V.A., Gubar D.V. The device for well formation bottomhole treatment Certificate for utility model No. 28892 bulletin No.11, 2003.
4. Gubar V.A. The device for well formation bottomhole treatment Patent No. 2194852 bulletin No.35, 2002.



обеспечивает высокое качество выполнения сварочных работ и большую производительность, так как на берегу имеется возможность размещения достаточного количества сварочных линий, обеспечивающих необходимую производительность;

- колтюбинговое трубоукладочное судно транспортирует готовую трубу большой длины, что позволяет производить выполнение работ с более высокой скоростью и обеспечивает существенное сокращение времени укладки; это сокращает затраты и благоприятно сказывается при прокладке трубопроводов в районах оживленных морских транспортных маршрутов, значительно уменьшая помехи судоходству. В арктических морях высокая скорость прокладки позволяет более эффективно использовать короткий летний безледовый период.

В настоящее время в мире используется несколько типов морских судов для прокладки трубопроводов из колтюбингов. Для мелководных участков используют баржи, оборудованные барабанами с вертикальной осью вращения (рис. 2) [5]. Укладку трубопроводов диаметром 102–152 мм (4–6") производят, используя транспортные суда, предназначенные для доставки труб и технологических грузов к буровым платформам (рис. 3) [6].

Для укладки трубопроводов из колтюбинга диаметром 152–406 мм (4–16") используют более крупные суда типа «Apache» (рис. 4). Морской колтюбинговый укладчик (МКУ) «Apache» разработан фирмой «Санта Фэ Инжиниринг Сервис» корпорации «Санта Фэ Интернэйшнэл» (Калифорния, США) [7].

Морским укладчиком в проливе Джорджия, отделяющем остров Ванкувер от материковой части провинции Британская Колумбия (Канада), проложены трубопроводы с наружным диаметром труб 273 мм, длиной 24, 10 и 10,5 км [8]. В июле 1991 г. от подводного газового месторождения Балликоттон до Ирландии уложен подводный трубопровод диаметром 610 мм протяженностью 12,5 км. Укладка газопровода произведена всего за 3 дня [9].

На морском газовом месторождении Гриффин у побережья Австралии уложен подводный газопровод диаметром 203 мм, протяженностью 67 км. Укладка трубопровода производилась с барабана, установленного на трубоукладочной барже типа «Essar Stena» [10].

У побережья Австралии, в Бассовом проливе уложены, также методом разматывания с барабана, два подводных трубопровода с двойными стенками протяженностью 11,3 и 17,8 км [11].

Внутренняя оболочка трубопровода длиной 11,3 км была сварена из трубы категории прочности X42 с наружным диаметром 168 мм и толщиной стенки 12,7 мм. Снаружи трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 10 мм. Наружная

a seabed [1–4]. Speed of installation as a rule is not exceeding 2 kilometers of pipeline per day.

Comparing to the common way the pipeline installation by means of unspooling of coiled pipeline has a lot of advantages:

- a coiled pipeline of a necessary length has been welded onshore in stationary conditions of a mounting pad that provides high quality welding operations and higher productivity, as there is an opportunity to locate the necessary number of welding lines providing the necessary capacity.
- coiled pipeline lay vessel transports the ready longer tubing that provides faster job execution, requires less time and results in costs reduction and reduces disturbance of navigation while pipeline installation in areas of busy transport routes. The high speed of installation at arctic seas allows using short ice-free period to install pipeline.

Nowadays they use a several types of sea vessels to lay coiled pipeline. For shallow areas they use barges, equipped with vertical rotation axis reels (Fig. 2) [5]. They install pipeline with 102–152 mm (4"–6") O.D. using carrier vessels designed for delivery of tubing and technological goods to drilling platforms (Fig. 3) [6].

To install pipelines from coiled pipeline with O.D. 152–406 mm (4"–16") they use vessels type «Apache» (Fig. 4). Coiled pipeline lay vessel «Apache» is designed by company *Santa Fe Engineering Service* of corporation *Santa Fe International* (California, USA) [7].

Coiled pipeline lay vessel in Georgia channel, separating Vancouver island from continent of British Columbia province (Canada), installed pipelines with 273 mm O.D., length 24, 10 and 10.5 km [8]. In June of 1991 there was installed an underwater pipeline with 610 mm O.D. from

underwater gasfield Ballicotton to Ireland with total length 12.5 km. The pipeline has been installed within 3 days. [9].

Offshore gasfield Griffin, near Australian coast is equipped with underwater pipeline with 203 mm O.D., total length 67 km. The pipeline installation effected from a reel installed on a tubing lay barge «Essar Stena» type [10].

By means of uncoiling there were installed two underwater pipelines with double walls, lengths 11.3 and 17.8 km [11] near Australian Coast in Bassov Strait.

Internal coating of 11.3 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing,



**Рис. 1. Бунторазмотчик-трубоукладчик БР-61:**

1 – длинномерная труба; 2 – правильно-разматывающий механизм; 3 – барабан с ДТБ; 4 – гусеничный прицеп (может быть заменен на колесный трейлер); 5 – тягач «Ямал» (может быть заменен на трактор Т-130).

**Fig. 1. Pipe uncoiling-laying unit BR-61:**

1 – Coiled pipeline; 2 – Straightening device; 3 – Pipeline reel; 4 – Track-type trailer (could be substituted with wheeled trailer); 5 – Tractor «Yamal» (could be substituted with tractor T-130).



оболочка сваривалась из труб с наружным диаметром 251 мм и толщиной стенки 23,8 мм. Снаружи эти трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

У трубопровода протяженностью 17,8 км внутренняя оболочка сваривалась из труб категории прочности X42 с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 14,3 мм. Снаружи эти трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 15 мм. Наружная оболочка выполнена из труб диаметром 299 мм и с толщиной стенки 17,5 мм. Трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

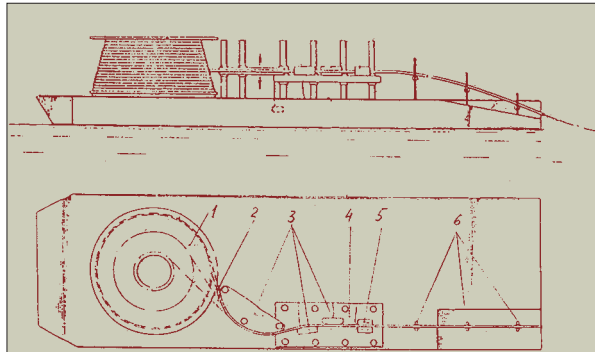
Приведенные данные свидетельствуют, что технология укладки морских нефте- и газопроводов среднего диаметра из колтюбингов в мировой практике достаточно отработана, причем укладывают даже трубопроводы с двойными стенками, что является существенным шагом вперед в области повышения надежности, долговечности и экологической безопасности морских трубопроводов.

Повышенной надежностью отличаются трубопроводы, выполненные из трубы, намотанной на барабан непосредственно с трубосварочного стана. В этом случае количество поперечных сварных стыковых швов, являющихся наиболее вероятными очагами разрушений, будет на два порядка меньше, чем у длинномерной трубы, сваренной из штучных труб. Смотка трубы непосредственно с трубосварочного стана значительно уменьшает затраты на изготовление колтюбинга вследствие высокой производительности процесса. Однако этот способ производства колтюбингов для морских трубопроводов требует расположения трубосварочного цеха с соответствующей инфраструктурой в непосредственной близости от причала, что не всегда экономически оправданно.

Технологический процесс колтюбинговой прокладки трубопроводов среднего диаметра из смотанной трубы, изготовленной методом последовательной сварки труб мерной длины, включает в себя следующие этапы.

#### **1. Технологический процесс сборки и сварки секций и смотки колтюбинга на промежуточный барабан**

Мерные трубы длиной по 10–12 м с антикоррозионным покрытием наружной поверхности доставляют на склад труб, расположенный рядом с монтажно-сварочной площадкой. Краном трубы укладывают на приемные стеллажи линий сборки секций, где производят операции расконсервации и подготовки к сварке. Трубы поочередно, по три передают на рольганги продольного перемещения. Затем две крайние трубы подводят к сред-

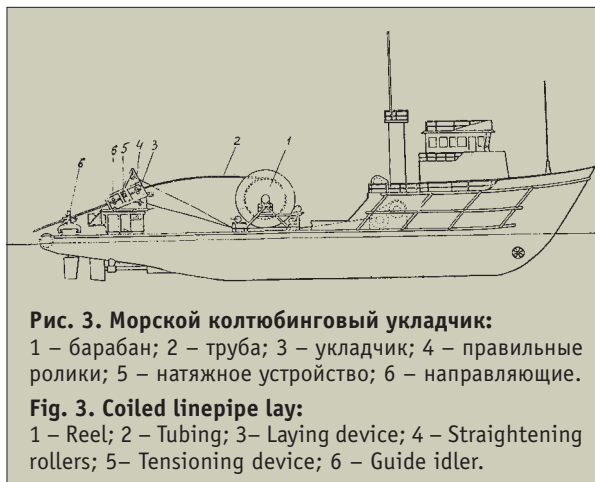


**Рис. 2. Морской колтюбинговый укладчик с малой осадкой:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – правильные элементы; 4 – укладчик; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие ролики.

**Fig. 2. Coiled linepipe lay with low draught:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Straightening device; 4 – Laying device; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.



**Рис. 3. Морской колтюбинговый укладчик:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – укладчик; 4 – правильные ролики; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие.

**Fig. 3. Coiled linepipe lay:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Laying device; 4 – Straightening rollers; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.

O.D. 168 mm and wall thickness 12.7 mm. Outer tubing surface was coated with a 10 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 251 mm O.D. and a wall thickness 23.8 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

Internal coating of 17.8 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing, O.D. 219 mm and wall thickness 14.3 mm. Outer tubing surface was coated with a 15 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 299 mm O.D. and a wall thickness 17.5 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

The pointed data proves that technology of underwater middle size oil and gas coiled pipelines is a rather developed technology in a world practice, moreover

they lay pipelines with double walls, that is a step forward towards reliability, life time and ecological safety of underwater pipelines.

Pipelines with higher reliability are manufactured from tubing spooled on a reel directly from tube-welding mill. In this case the number of transverse weld seams, that are probable points of breakdown, will be two times less than long-length tubing welded from tubing parts. Pipeline spooling effects directly from tube-welding mill and reduces costs of coiled pipeline manufacturing to a significant extent due to high productivity of the process. However, this coiled pipeline manufacturing process requires a tubing mill to be located near berth, which is not always economically sound.

Technological process of middle size coiled pipeline installation manufactured by means of sequence welding of tubing of measured length includes following stages:

#### **1. Technological process of assembling and welding of sections and spooling the coiled pipeline onto intermediate reel**

Measured 10–12 m tubing pieces with corrosion-resistant coating of outer surface are being delivered to a warehouse and located next to mounting pad. A crane lays pipes on a receiving skid, where the pipes are degreased and pre-



# ЧТО ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ

И ПОЧЕМУ МЫ ДОЛЖНЫ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАТЬ?

## COILED TUBING DRILLING:

### WHAT IS IT AND WHY SHOULD WE USE IT?

Как Вы знаете, колтюбинговое бурение считается шагом вперед для российской нефтегазовой отрасли. Чтобы представить сущность этого процесса и его преимущества, определить роль в успешных операциях бурения при отрицательном перепаде давления и пролить свет на перспективы в России и странах СНГ, «Время колтюбинга» начинает публикацию статей Кейт Дели, инженера-консультанта по вопросам бурения компании AnTech Ltd., специализирующейся на технологии колтюбинга. Эта статья является первой из трех в данной серии.

СТРЕМЛЕНИЕ ОПЕРАТОРОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ к увеличению добычи нефти привело к росту популярности использования колтюбинговых гидроприводных установок для капитального ремонта. Специализированные установки могут быть использованы на действующих, эксплуатирующихся скважинах и являются более гибкими в эксплуатации, чем традиционное оборудование для ремонта скважин. Операции выполняются значительно быстрее и безопаснее, так как автоматизированный спуск трубы исключает ручные манипуляции с трубой. Колтюбинговое оборудование требует меньше места, мобильно и обычно устанавливается на тягаче. Колтюбинговые гидроприводные установки для капитального ремонта монтируются быстрее, так как их конструкция не имеет мачты.

#### БУРЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБОЙ — ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИЙ ПРОЦЕСС

Потребовалось некоторое время для адаптации колтюбинговой техники к процессу бурения, в частности — направленному бурению. Гибкая труба имеет низкий предел прочности на разрыв, высокую прочность на смятие и, самое главное, большую склонность к изгибу, чем традиционная буровая труба.

Колтюбинговые установки могут быть использованы только для бурения стволов малого диаметра и не могут спускать и цементировать обсадную колонну. Однако в настоящее время они хорошо подходят для забуривания новых стволов в существующих скважинах путем увеличения вертикальной глубины, вторичным направленным или горизонтальным бурением участка коллектора. Боковые стволы могут быть забурены через уже оборудованную скважину или эксплуатационную колонну. Обсадная колонна или насосно-компрессорная труба обеспечива-

As you know, coiled tubing drilling is being adopted as the way forward throughout Russia's oil and gas industry. In an effort to offer insights on the process and its benefits, its role in successful underbalanced drilling, and to shed light on opportunities in Russia and the CIS, CT Times will feature a series of articles by Kate Daly, consultant drilling engineer for AnTech Ltd, which specialises in coiled tubing technology. The following is the first of three in the series.



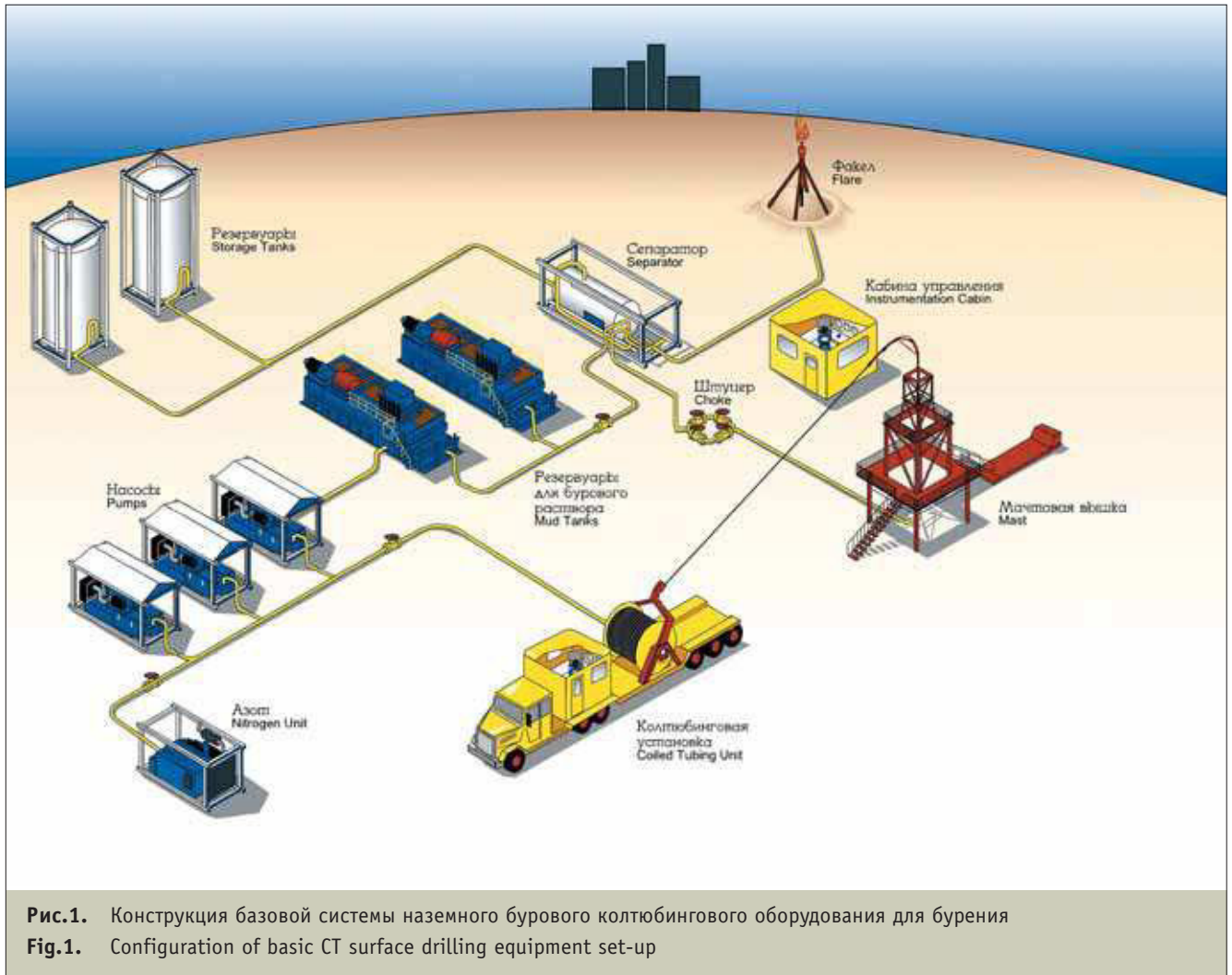
КЕЙТ ДЕЛИ,  
инженер-консультант  
по бурению,  
AnTech Ltd.

KATE DALY,  
a Consultant Drilling  
Engineer for AnTech Ltd.

AS OPERATORS THROUGHOUT RUSSIA endeavour to boost production, use of coiled tubing hydraulic workover units is becoming increasingly popular. The specialist workover units can be used on live wells, and are more flexible in operation than conventional workover equipment. Operations are carried out considerably faster, and are safer because the automated pipe-running eliminates manual handling of tubing. They require a smaller work-site and are usually truck-mounted for mobility. Coiled tubing hydraulic workover units can be rigged up quickly because there is no mast.

#### DRILLING WITH COILED TUBING: AN EVOLVING PROCESS

It has taken some time to adapt coiled tubing techniques to drilling, particularly for directional drilling. The flexible tubing has lower tensile strength and collapse resistance and, above all, a greater tendency to buckle than conventional drillpipe.



ет боковую (поперечную) поддержку колтюбинговой колонны при бурении.

Зона применимости колтюбинговой трубы для забуривания ствола ограничена ее склонностью к изгибу. Большая часть осевой нагрузки на буровое долото определяется весом трубы, который приводит к ее продольному изгибу. При этом дальнейшее движение колонны невозможно. Для минимизации этого риска разрабатываются направленные траектории забуривания боковых стволов, учитывающие данное явление.

Для эффективного бурения и возможности контролировать его направление были разработаны инновационные и сложные управляемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК), которые контролируются и настраиваются с поверхности. Они сложнее в управлении, чем традиционные КНБК для направленного бурения, но успешно используются для бурения горизонтальных участков.

Существует большой риск застревания КНБК в процессе колтюбингового бурения. Это происходит по той причине, что, в отличие от традиционного бурения, невозможно осуществлять вращение всей колонны с поверхности. Вращение помогает размешивать буровой шлам и препятствует его отложению в стволе скважины. Таким образом, важным является обеспечение эффективной очистки ствола. При бурении потребуются дополнительное время для проведения спуско-подъемных операций по очистке скважины.

Coiled tubing units can only be used for drilling small diameter hole sections, and cannot run and cement casing. Today, however, they are well-suited to sidetracking existing wells by deepening them vertically or by re-drilling the reservoir section directionally or horizontally. Sidetracks can be drilled either through an existing completion or the production casing. The casing or tubing provides lateral support to the coiled tubing string during drilling.

The reach of a coiled tubing sidetrack is limited by the buckling tendency of the coiled tubing. The majority of the drilling weight applied to the bit is exerted by the tubing, which puts it into compression. Once the buckling point, or «lock up», is reached, no further progress is possible. Directional trajectories for the sidetracks are designed to minimise this risk.

In order to drill effectively and control direction, innovative and sophisticated steerable bottom hole assemblies have been developed which are controlled and adjusted from surface. They are less easy to control than conventional directional drilling assemblies, but have consistently drilled horizontal sections successfully.

There is a greater risk of the bottom hole assembly becoming stuck during coiled tubing drilling. This is because, unlike conventional drilling, it is not possible to rotate the entire tubing string from surface. The rotation helps



## БУРОВОЙ РАСТВОР ИГРАЕТ КРИТИЧЕСКУЮ РОЛЬ

В процессе бурения раствор постоянно закачивается вниз по всей длине трубы. Часть гидравлической энергии бурового раствора тратится на вращение долота объемным забойным двигателем. Буровой шлам выносится из забоя на поверхность и отделяется от раствора на поверхности для его повторной закачки по колтюбинговой колонне. Частицы шлама имеют меньший размер, чем образуемые при традиционном бурении, из-за меньшей нагрузки на долото и достаточно высокой скорости вращения ротора двигателя.

Необходима детальная проектная работа по выбору гидравлических параметров для очистки долота и эффективного удаления шлама, чтобы предотвратить образование отложений в стволе. Специфические вопросы гидравлики колтюбингового бурения включают: малый затрубный зазор в необсаженном стволе, малую затрубную скорость в обсадной колонне и большие потери на трение в трубе, расположенной на колтюбинговом барабане. Интенсивность закачки ограничивается максимально допустимым давлением в колтюбинговой колонне и наземным оборудованием.

Выбор раствора основывается на литологии, поровом давлении и давлении гидравлического разрыва пласта и низком содержании твердых частиц. Раствор также должен смазывать мотор и долото. Для традиционного бурения с положительным перепадом давления выбирается такая плотность, чтобы сбалансировать ожидаемое давление пласта в коллекторе с малым запасом по давлению. Типичным для бурения с положительным перепадом давления будет соляной раствор с хлоридом калия, хлоридом натрия и прочими добавками. Во второй статье из этой серии мы рассмотрим бурение с отрицательным перепадом давления, где гидростатическое давление бурового раствора выбрано меньшим, чем ожидаемое давление пласта.

Если в скважине присутствует сероводород, необходимо быть осторожными во избежание химико-механических повреждений буровой колонны. Должна использоваться колтюбинговая колонна высокой прочности и в буровой раствор должны быть добавлены ингибиторы сероводорода.



to stir up the drill cuttings and prevents them settling downhole. It is important, therefore, to ensure the hole is cleaned effectively. Additional time will be required for wiper trips.

## DRILLING FLUID PLAYS CRITICAL ROLE

During drilling, fluid is constantly pumped down the entire length of the coil. Some of the hydraulic power from this drilling fluid is used to rotate the bit by a positive displacement downhole motor. The drill cuttings produced are carried from the bottom of the hole to the surface, and separated from the fluid at surface before being pumped back down the coiled tubing. They are smaller than those produced by conventional drilling because of the low weight on bit and high speed of rotation of the motor.

Detailed design work is required to select the hydraulic parameters to clean the bit and remove the cuttings effectively so they cannot build up down hole. Problems specific to the hydraulics of coiled tubing drilling include: small annular clearances in open hole; low annular velocities inside the casing and high friction losses in the coiled tubing reel. The flow rate is limited by the maximum allowable pressure inside the coiled tubing and the surface equipment.

The choice of fluid is based on the lithology, pore and

fracture pressures and on a low solids content. It must also lubricate the motor and drill bit. For conventional overbalanced drilling, the density is chosen to balance the expected formation pressure in the reservoir with a small safety margin. A typical fluid for overbalanced drilling would be brine with potassium chloride, sodium chloride and other additives. In Article 2 of this series, we will address underbalanced drilling where hydrostatic pressure of the drilling fluid is chosen to be less than the expected formation pressure.

### ХАРАКТЕРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КНБК:

- инструменты для наблюдения за положением ствола при постоянных интервалах;
- система для изменения направленного поведения КНБК (или корректировки угла забойного двигателя или «направления долота»);
- каротажный гамма-инструмент для контроля глубины и оценки пласта в процессе бурения;
- инструменты для измерения веса на долоте и крутящего момента долота для контроля над процессом бурения

### TYPICAL ELEMENTS OF A BOTTOM HOLE ASSEMBLY:

- instruments to survey the position of the hole at regular intervals;
- system to alter the directional behaviour of the drilling assembly (either by adjusting the bend on the downhole motor or by «pointing the bit»);
- a gamma ray logging tool for depth control and formation evaluation while drilling;
- instruments to take measurements of the weight and torque on bit to enable the drilling process to be controlled

## НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Аналогичное базовое наземное оборудование используется для бурения методом повторного входа и операций капитального ремонта. Колтюбинговая колонна по специальному гусаку (изогнутая направляющая) спускается и извлекается из скважины при помощи инжектора, установленного наверху, на устье скважины, фонтанной арматуры и блока противовыбросовых превенторов для бурения. Колтюбинговая мачта или подвышечное основание несет вес инжектора. Излишек трубы находится на барабане. Жидкость подается в скважину по трубе, находящейся на барабане, и трубе, уже спущенной в скважину. На поверхности установлено оборудование для смешивания, закачки, хранения и очистки бурового раствора (см. рис. 1). Сложное оборудование, необходимое для измерения параметров бурового раствора, наблюдения за колтюбинговой колонной и настройки КНБК, управляется из наземной кабины управления. В этой же кабине установлена система управления блоком противовыбросовых превенторов для бурения и штуцерным манифольдом. Дополнительно необходимо оборудование для манипуляций, включающее кран, и оборудование, обеспечивающее безопасность работ (аварийное оборудование) и удобства работы персонала.

## СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

В мире для колтюбингового бурения обычно используются буровые долота диаметром 146 мм (4 дюйма) на легкой КНБК длиной от 13 до 20 метров и колтюбинговая труба диаметром от 50,8 мм до 73 мм (от 2 до 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> дюйма). КНБК является слишком жесткой для спуска в скважину через гусак. Она должна устанавливаться в лубрикатор над блоком противовыбросовых превенторов после временного снятия инжектора.

Информация от инструментов может быть передана на поверхность или посредством кабеля, установленного внутри колтюбинговой колонны, или посредством импульсной телеметрии бурового раствора. Импульсная телеметрия может использоваться только в том случае, когда буровой раствор является жидкостью. Кабельная система может быть использована во всех операциях, включая операции с отрицательным перепадом давления с газообразными жидкостями.

После того как бурение окончено, скважина может быть закончена при помощи колтюбинговой колонны, в состав которой включены или погружные электрические насосы, или, при необходимости, оборудование для газлифтной эксплуатации.

## НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ: ЦЕННОЕ ИНВЕСТИРОВАНИЕ

Выполнение работ при помощи новой технологии бурения потребует новых навыков и большого количества испытаний и ошибок. Для части операций колтюбинговое бурение может быть более безопасным, быстрым и экономически очень эффективным. Оно может быть быстро адаптировано для бурения с отрицательным перепадом давления, что обеспечивает дополнительные преимущества, включая устранение проблем, возникающих при бурении и повреждении пласта. Этот вопрос будет обсуждаться во второй статье этой серии.

If hydrogen sulphide is present in the well, particular care should be taken to avoid mechanical damage to the drillstring. High-strength coiled tubing grades should not be used and hydrogen sulphide inhibitors should be added to the drilling fluid.

## COILED TUBING DRILLING: SURFACE EQUIPMENT

The basic surface set-up for re-entry drilling and workover work is the same. The coiled tubing is introduced or pulled out of the well using an injector head mounted on top of the wellhead, xmas tree and the drilling BOPs via its characteristic goose neck (curved guide). A coil tubing tower or substructure supports the weight of the injector. The excess tubing is stored on a reel. Fluids are circulated into the well via the remaining tubing spooled on the reel, as well as the tubing which has been run into the well. There is surface equipment to mix, pump, store and treat the drilling fluid. (See Figure 1.) The sophisticated instrumentation required to measure drilling fluid parameters, monitor the coiled tubing, and to monitor and adjust the bottom hole assembly tools is controlled from surface control panels. There is also the control system for the drilling BOP and choke manifold. Additionally, handling equipment, including a crane, will be required, as well as safety and emergency equipment and onsite crew facilities.

## COILED TUBING DRILLING: DOWNHOLE EQUIPMENT

Internationally, coiled tubing drilling typically uses a 14.6 mm (4") drillbit on a lightweight bottom hole assembly of 13 m to 20 m and coiled tubing with a diameter of 50.8 mm to 73 mm (2" to 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub>"). The bottom hole assembly is too stiff to be run into the well over the gooseneck. It must be introduced into the riser above the BOP after temporarily removing the injector head.

The data from the tools can be transmitted to surface either by a cable running inside the coiled tubing or by mud pulse telemetry. Mud pulse telemetry can only be used when the drilling fluid is a liquid. The cable system can be used in all applications, including underbalanced drilling with gaseous fluids.

After drilling is completed, the well can be completed using coiled tubing incorporating either electrical submersible pumps or gas lift capability if required.

## NEW DRILLING TECHNOLOGY: A VALUABLE INVESTMENT

Operating using a new drilling technology will require new skills, and considerable trial and error. For the right kind of application, however, coiled tubing drilling can be safer, quicker and very cost-effective. It can be readily adapted for drilling underbalanced, which can provide major additional benefits, including the avoidance of drilling problems and formation damage. This issue will be discussed in Article 2 of the series.



Таблица, приведенная ниже, подводит черту под ключевыми различиями между колтюбинговым и традиционным бурением (см. рис. 2).

The table below summarises some key differences between coiled tubing and conventional drilling. (See Figure 2.)

Колтюбинг / Coiled Tubing	Буровая вышка для забуривания новых стволов / Drilling/Sidetracking Rig
Непрерывная буровая труба <i>Continuous drillpipe</i>	Составная буровая труба <i>Jointed drillpipe</i>
Наиболее часто используемый диаметр буровой трубы — 73 или 60,3 мм <i>Most common drillpipe size 73 or 60.3 mm</i>	Наиболее часто используемый диаметр буровой трубы — 114 или 127 мм <i>Most common drillpipe size 114 or 127 mm</i>
Невозможно вращать буровую трубу <i>Not possible to rotate drillpipe</i>	Возможно вращать буровую трубу <i>Possible to rotate drillpipe</i>
Автоматические непрерывные спускоподъемные операции <i>Automated continuous tripping</i>	Ручной спуск звеньями буровых штанг <i>Manual tripping in stands of drillpipe</i>
Может осуществлять бурение и спускоподъемные операции при отрицательном перепаде давления <i>Can drill and trip underbalanced</i>	Может осуществлять бурение при отрицательном перепаде давления, но не спускоподъемные операции* <i>Can drill but not trip underbalanced*</i>
Меньшее количество персонала <i>Smaller crew</i>	Большее количество персонала <i>Large crew</i>
Требуется меньшая площадь <i>Small wellsite required</i>	Требуется большая площадь <i>Larger wellsite required</i>
Меньшее воздействие на окружающую среду <i>Lower environmental impact</i>	Большее воздействие на окружающую среду <i>Higher environmental impact</i>
Простота и легкость в транспортировке и монтаже <i>Quick and easy to move &amp; rig up</i>	Медленный монтаж <i>Slow to rig up</i>
Безопаснее управление на расстоянии от скважины <i>Safer - operational control remote from well</i>	Управление на скважине <i>Operational control at well</i>
Может бурить один участок с малым диаметром <i>Can only drill one small diameter section</i>	Может бурить и обсаживать всю скважину <i>Can drill and case entire well</i>
Труднее поддерживать направление скважины <i>Less easy to control well direction</i>	Легкость в поддержании направления скважины <i>Easier to control well direction</i>
Лучшее управление давлением нагнетания на устье скважины <i>Better control of surface pressures</i>	Адекватное управление давлением нагнетания на устье скважины <i>Adequate control of surface pressures</i>
* с вращающимся противовыбросовым превентором / * with a rotating blowout preventer	
<b>Рис.2.</b> Сравнение колтюбингового бурения с традиционным. <b>Fig.2.</b> Coiled Tubing vs Conventional Drilling/	

Автор, Кейт Дели является инженером-консультантом по бурению в AnTech Ltd. и управляющим Choicedrill Ltd. AnTech специализированной компании по проектированию и производству (Exeter, Англия). Обладая более чем 20-летним опытом по бурению в России, СНГ и Европе, К. Дели специализируется на всех аспектах проектирования скважины, бурения, восстановления и капитального ремонта. 16 лет работала в качестве инженера по бурению в BP и Shell, затем пришла в MAI Consultants Ltd., компанию, консультирующую по вопросам наземного оборудования. Как специалист по бурению Дели определила возможность восстановления ряда наземных и морских месторождений в крупном исследовании, проведенном по поручению SOCAR, национальной нефтяной компании Азербайджана. В 1999 г. К. Дели основала в Лондоне компанию Choicedrill Ltd., консультирующую по вопросам бурения. Основываясь на своих знаниях в буровой отрасли региона и зная русский язык, она консультировала несколько совместных предприятий в России и СНГ, а также AnTech. Она оказывала услуги по экспертизе BG Group, Shell and Wintershall в Европе и Объединенном королевстве. Имеет степень бакалавра наук в топливно-энергетическом проектировании, полученную в университете Лидса (Англия).

Author Kate Daly is a Consultant Drilling Engineer for AnTech Ltd and Managing Director of Choicedrill Ltd. AnTech is a specialist engineering design and manufacturing company based in Exeter, England. With more than 20 years of drilling engineering experience in Russia, the CIS and Europe, Daly specialises in all aspects of well design, drilling, rehabilitation and workover. Following 16 years working as a drilling engineer for BP and Shell, Daly joined MAI Consultants Ltd, a surface facility consultancy. As their drilling specialist, she identified the options for rehabilitating a number of on and offshore fields in a major feasibility study on behalf of SOCAR, the national oil company of Azerbaijan. In 1999 Daly founded Choicedrill Ltd, a drilling engineering consultancy in London. Drawing upon her knowledge of the local drilling industry and the Russian language, she has advised several joint ventures in Russia and the CIS, as well as AnTech. She has also provided expertise to BG Group, Shell and Wintershall in Europe and the UK. She holds a BSc (Hons) degree in Fuel and Energy Engineering from Leeds University in England.

Email: [kate.daly@choicedrill.com](mailto:kate.daly@choicedrill.com)

# «СМОТАННЫЕ ТРУБЫ»

## ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ

# «COILED PIPELINE»

## FOR PIPELINE CONSTRUCTION

Современные технологии строительства трубопроводов с использованием смотанных в бунт труб — колтюбинга включают в себя следующие операции:

- накопление на барабане трубы необходимой длины;
- транспортировку барабана к месту укладки трубы;
- прокладку трубопровода путем размотки трубы с барабана.

State-of-the-art technologies of coiled pipeline construction include following:

- reel with a spooled tubing of a necessary length;
- reel delivery to pipe laying site;
- pipe laying by uncoiling from a reel.

Для ТРУБОПРОВОДОВ диаметром до 100 мм используется непрерывная труба, произведенная на трубосварочном стане и намотанная на барабан непосредственно в процессе ее производства. Для трубопроводов большего диаметра из-за сложности транспортировки крупногабаритного барабана используется метод изготовления колтюбинговой трубы путем сварки ее из мерных труб длиной по 10–12 м с последующей намоткой на крупногабаритный барабан. По причине больших габаритов такие барабаны транспортируются, как правило, водным транспортом, а трубопроводы прокладываются с судов.

Уральским научно-исследовательским институтом трубной промышленности (теперь ОАО «РосНИТИ») совместно с Северским трубным заводом и Всесоюзным научно-исследовательским институтом строительства трубопроводов (ВНИИСТ) в 1988 г. были разработаны, изготовлены и испытаны смотанные трубы (СТ) размером 57x3,0 мм, предназначенные для использования в газовой отрасли. Проектным институтом «Газстроймашина» для прокладки трубопроводов из таких труб в труднопроходимых заболоченных местах были разработаны специализированные колтюбинговые укладки повышенной проходимости на базе тракторов «Ямал» Кировского завода (рис. 1) и Т-130 Челябинского тракторного завода.

Из СТ диаметром 57 мм ПО «Уренгойгазпром» в 1988 году было уложено 18 км метаноопроводов и других трубопроводов для обустройства месторождений. Опыт строительства показал, что при монтаже трубопроводов из СТ производительность выросла в 20 раз, затраты уменьшились в 12 раз! ПО «Мангышлакнефть» СТ диаметром 57 мм были применены для сооружения напорных газопроводов газлифтной эксплуатации. Затраты на строительство уменьшились более чем в 10 раз.

Прокладка трубопроводов на море имеет свою специфику. Обычный способ укладки в море также заключается в последовательной сварке мерных труб длиной по 10–24 м и опускании их на морское дно [1–4]. Скорость прокладки при этом, как правило, не превышает 2 километров трубопровода в день.

По сравнению с обычным способом укладка морского трубопровода путем размотки колтюбинга имеет целый ряд преимуществ:

- колтюбинг необходимой длины сваривается на берегу в стационарных условиях монтажно-сварочной площадки, что

Ю.В.САМАРЯНОВ,  
кандидат технических наук, ОАО «РосНИТИ»

U.V.SAMARYANOV,  
Candidate of Engineering Sciences,  
OJSC RosNITI

FOR PIPELINES with O.D. up to 100 mm a continuous pipe is used manufactured on a tube-welding mill and spooled onto a reel immediately in manufacturing process. Due to difficulties in transportation of bulky reels for large diameter tubing they use manufacturing process of welding long tubing from 10–12 meter tubing pieces and spooling it onto a bulky reel. Because of such large dimensions such reels are mainly being transported by water transport, and pipelines are laid from a vessel.

Ural tubing industry research institute (now Open Joint Stock Company RosNITI) with Seversk Tubing Plant and All-Union pipeline construction research institute (VNIIST) in 1988 researched, manufactured and tested coiled pipeline with 57x3.0 mm size for gas industry. For pipeline lay of such tubing in almost impassable waterlogged regions Design Institute Gazstroy mashina designed special coiled pipeline lay units with cross-country capacity on a basis of tractors «Yamal» of Kirovsk works (Fig.1) and T-130 of Chelyabinsk tractor works.

In Urengoygazprom in 1988 they laid about 18 km of 57 mm coiled pipelines for methanol and other pipelines for field facilities construction. The experience showed that productivity during installation of coiled pipelines increased in 20 times, and costs reduced in 12 times! Production Association Mangishlakneft employed a coiled pipeline with 57 mm O.D. to install gaslift pressure gas pipelines. Construction costs were reduced more than in 10 times.

Offshore pipeline installation is a specific operation. A common way of offshore pipeline installation is a sequence welding of 10–24 m measured tubing and laying them on



обеспечивает высокое качество выполнения сварочных работ и большую производительность, так как на берегу имеется возможность размещения достаточного количества сварочных линий, обеспечивающих необходимую производительность;

- колтюбинговое трубоукладочное судно транспортирует готовую трубу большой длины, что позволяет производить выполнение работ с более высокой скоростью и обеспечивает существенное сокращение времени укладки; это сокращает затраты и благоприятно сказывается при прокладке трубопроводов в районах оживленных морских транспортных маршрутов, значительно уменьшая помехи судоходству. В арктических морях высокая скорость прокладки позволяет более эффективно использовать короткий летний безледовый период.

В настоящее время в мире используется несколько типов морских судов для прокладки трубопроводов из колтюбингов. Для мелководных участков используют баржи, оборудованные барабанами с вертикальной осью вращения (рис. 2) [5]. Укладку трубопроводов диаметром 102–152 мм (4–6") производят, используя транспортные суда, предназначенные для доставки труб и технологических грузов к буровым платформам (рис. 3) [6].

Для укладки трубопроводов из колтюбинга диаметром 152–406 мм (4–16") используют более крупные суда типа «Apache» (рис. 4). Морской колтюбинговый укладчик (МКУ) «Apache» разработан фирмой «Санта Фэ Инжиниринг Сервис» корпорации «Санта Фэ Интернэйшнэл» (Калифорния, США) [7].

Морским укладчиком в проливе Джорджия, отделяющем остров Ванкувер от материковой части провинции Британская Колумбия (Канада), проложены трубопроводы с наружным диаметром труб 273 мм, длиной 24, 10 и 10,5 км [8]. В июле 1991 г. от подводного газового месторождения Балликоттон до Ирландии уложен подводный трубопровод диаметром 610 мм протяженностью 12,5 км. Укладка газопровода произведена всего за 3 дня [9].

На морском газовом месторождении Гриффин у побережья Австралии уложен подводный газопровод диаметром 203 мм, протяженностью 67 км. Укладка трубопровода производилась с барабана, установленного на трубоукладочной барже типа «Essar Stena» [10].

У побережья Австралии, в Бассовом проливе уложены, также методом разматывания с барабана, два подводных трубопровода с двойными стенками протяженностью 11,3 и 17,8 км [11].

Внутренняя оболочка трубопровода длиной 11,3 км была сварена из трубы категории прочности X42 с наружным диаметром 168 мм и толщиной стенки 12,7 мм. Снаружи трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 10 мм. Наружная

a seabed [1–4]. Speed of installation as a rule is not exceeding 2 kilometers of pipeline per day.

Comparing to the common way the pipeline installation by means of unspooling of coiled pipeline has a lot of advantages:

- a coiled pipeline of a necessary length has been welded onshore in stationary conditions of a mounting pad that provides high quality welding operations and higher productivity, as there is an opportunity to locate the necessary number of welding lines providing the necessary capacity.
- coiled pipeline lay vessel transports the ready longer tubing that provides faster job execution, requires less time and results in costs reduction and reduces disturbance of navigation while pipeline installation in areas of busy transport routes. The high speed of installation at arctic seas allows using short ice-free period to install pipeline.

Nowadays they use a several types of sea vessels to lay coiled pipeline. For shallow areas they use barges, equipped with vertical rotation axis reels (Fig. 2) [5]. They install pipeline with 102–152 mm (4"–6") O.D. using carrier vessels designed for delivery of tubing and technological goods to drilling platforms (Fig. 3) [6].

To install pipelines from coiled pipeline with O.D. 152–406 mm (4"–16") they use vessels type «Apache» (Fig. 4). Coiled pipeline lay vessel «Apache» is designed by company *Santa Fe Engineering Service* of corporation *Santa Fe International* (California, USA) [7].

Coiled pipeline lay vessel in Georgia channel, separating Vancouver island from continent of British Columbia province (Canada), installed pipelines with 273 mm O.D., length 24, 10 and 10.5 km [8]. In June of 1991 there was installed an underwater pipeline with 610 mm O.D. from

underwater gasfield Ballicotton to Ireland with total length 12.5 km. The pipeline has been installed within 3 days. [9].

Offshore gasfield Griffin, near Australian coast is equipped with underwater pipeline with 203 mm O.D., total length 67 km. The pipeline installation effected from a reel installed on a tubing lay barge «Essar Stena» type [10].

By means of uncoiling there were installed two underwater pipelines with double walls, lengths 11.3 and 17.8 km [11] near Australian Coast in Bassov Strait.

Internal coating of 11.3 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing,



**Рис. 1. Бунторазмотчик-трубоукладчик БР-61:**

1 – длинномерная труба; 2 – правильно-разматывающий механизм; 3 – барабан с ДТБ; 4 – гусеничный прицеп (может быть заменен на колесный трейлер); 5 – тягач «Ямал» (может быть заменен на трактор Т-130).

**Fig. 1. Pipe uncoiling-laying unit BR-61:**

1 – Coiled pipeline; 2 – Straightening device; 3 – Pipeline reel; 4 – Track-type trailer (could be substituted with wheeled trailer); 5 – Tractor «Yamal» (could be substituted with tractor T-130).



оболочка сваривалась из труб с наружным диаметром 251 мм и толщиной стенки 23,8 мм. Снаружи эти трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

У трубопровода протяженностью 17,8 км внутренняя оболочка сваривалась из труб категории прочности X42 с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 14,3 мм. Снаружи эти трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 15 мм. Наружная оболочка выполнена из труб диаметром 299 мм и с толщиной стенки 17,5 мм. Трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

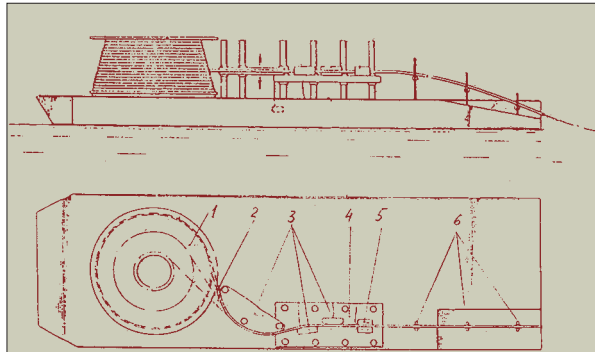
Приведенные данные свидетельствуют, что технология укладки морских нефте- и газопроводов среднего диаметра из колтюбингов в мировой практике достаточно отработана, причем укладывают даже трубопроводы с двойными стенками, что является существенным шагом вперед в области повышения надежности, долговечности и экологической безопасности морских трубопроводов.

Повышенной надежностью отличаются трубопроводы, выполненные из трубы, намотанной на барабан непосредственно с трубосварочного стана. В этом случае количество поперечных сварных стыковых швов, являющихся наиболее вероятными очагами разрушений, будет на два порядка меньше, чем у длинномерной трубы, сваренной из штучных труб. Смотка трубы непосредственно с трубосварочного стана значительно уменьшает затраты на изготовление колтюбинга вследствие высокой производительности процесса. Однако этот способ производства колтюбингов для морских трубопроводов требует расположения трубосварочного цеха с соответствующей инфраструктурой в непосредственной близости от причала, что не всегда экономически оправданно.

Технологический процесс колтюбинговой прокладки трубопроводов среднего диаметра из смотанной трубы, изготовленной методом последовательной сварки труб мерной длины, включает в себя следующие этапы.

#### **1. Технологический процесс сборки и сварки секций и смотки колтюбинга на промежуточный барабан**

Мерные трубы длиной по 10–12 м с антикоррозионным покрытием наружной поверхности доставляют на склад труб, расположенный рядом с монтажно-сварочной площадкой. Краном трубы укладывают на приемные стеллажи линий сборки секций, где производят операции расконсервации и подготовки к сварке. Трубы поочередно, по три передают на рольганги продольного перемещения. Затем две крайние трубы подводят к сред-

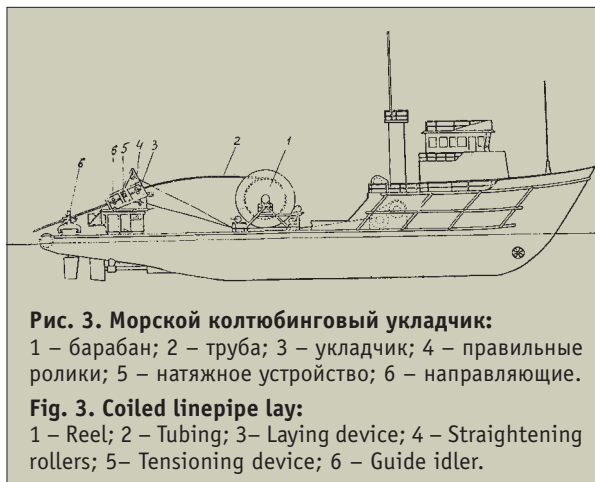


**Рис. 2. Морской колтюбинговый укладчик с малой осадкой:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – правильные элементы; 4 – укладчик; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие ролики.

**Fig. 2. Coiled linepipe lay with low draught:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Straightening device; 4 – Laying device; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.



**Рис. 3. Морской колтюбинговый укладчик:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – укладчик; 4 – правильные ролики; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие.

**Fig. 3. Coiled linepipe lay:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Laying device; 4 – Straightening rollers; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.

O.D. 168 mm and wall thickness 12.7 mm. Outer tubing surface was coated with a 10 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 251 mm O.D. and a wall thickness 23.8 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

Internal coating of 17.8 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing, O.D. 219 mm and wall thickness 14.3 mm. Outer tubing surface was coated with a 15 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 299 mm O.D. and a wall thickness 17.5 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

The pointed data proves that technology of underwater middle size oil and gas coiled pipelines is a rather developed technology in a world practice, moreover

they lay pipelines with double walls, that is a step forward towards reliability, life time and ecological safety of underwater pipelines.

Pipelines with higher reliability are manufactured from tubing spooled on a reel directly from tube-welding mill. In this case the number of transverse weld seams, that are probable points of breakdown, will be two times less than long-length tubing welded from tubing parts. Pipeline spooling effects directly from tube-welding mill and reduces costs of coiled pipeline manufacturing to a significant extent due to high productivity of the process. However, this coiled pipeline manufacturing process requires a tubing mill to be located near berth, which is not always economically sound.

Technological process of middle size coiled pipeline installation manufactured by means of sequence welding of tubing of measured length includes following stages:

#### **1. Technological process of assembling and welding of sections and spooling the coiled pipeline onto intermediate reel**

Measured 10–12 m tubing pieces with corrosion-resistant coating of outer surface are being delivered to a warehouse and located next to mounting pad. A crane lays pipes on a receiving skid, where the pipes are degreased and pre-

# «СМОТАННЫЕ ТРУБЫ»

## ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ

## «COILED PIPELINE» FOR PIPELINE CONSTRUCTION

Современные технологии строительства трубопроводов с использованием смотанных в бунт труб — колтюбинга включают в себя следующие операции:

- накопление на барабане трубы необходимой длины;
- транспортировку барабана к месту укладки трубы;
- прокладку трубопровода путем размотки трубы с барабана.

Для ТРУБОПРОВОДОВ диаметром до 100 мм используется непрерывная труба, произведенная на трубосварочном стане и намотанная на барабан непосредственно в процессе ее производства. Для трубопроводов большего диаметра из-за сложности транспортировки крупногабаритного барабана используется метод изготовления колтюбинговой трубы путем сварки ее из мерных труб длиной по 10–12 м с последующей намоткой на крупногабаритный барабан. По причине больших габаритов такие барабаны транспортируются, как правило, водным транспортом, а трубопроводы прокладываются с судов.

Уральским научно-исследовательским институтом трубной промышленности (теперь ОАО «РосНИТИ») совместно с Северским трубным заводом и Всесоюзным научно-исследовательским институтом строительства трубопроводов (ВНИИСТ) в 1988 г. были разработаны, изготовлены и испытаны смотанные трубы (СТ) размером 57x3,0 мм, предназначенные для использования в газовой отрасли. Проектным институтом «Газстроймашина» для прокладки трубопроводов из таких труб в труднопроходимых заболоченных местах были разработаны специализированные колтюбинговые укладчики повышенной проходимости на базе тракторов «Ямал» Кировского завода (рис. 1) и Т-130 Челябинского тракторного завода.

Из СТ диаметром 57 мм ПО «Уренгойгазпром» в 1988 году было уложено 18 км метаноопроводов и других трубопроводов для обустройства месторождений. Опыт строительства показал, что при монтаже трубопроводов из СТ производительность выросла в 20 раз, затраты уменьшились в 12 раз! ПО «Мангышлакнефть» СТ диаметром 57 мм были применены для сооружения напорных газопроводов газлифтной эксплуатации. Затраты на строительство уменьшились более чем в 10 раз.

Прокладка трубопроводов на море имеет свою специфику. Обычный способ укладки в море также заключается в последовательной сварке мерных труб длиной по 10–24 м и опускании их на морское дно [1–4]. Скорость прокладки при этом, как правило, не превышает 2 километров трубопровода в день.

По сравнению с обычным способом укладка морского трубопровода путем размотки колтюбинга имеет целый ряд преимуществ:

- колтюбинг необходимой длины сваривается на берегу в стационарных условиях монтажно-сварочной площадки, что

State-of-the-art technologies of coiled pipeline construction include following:

- reel with a spooled tubing of a necessary length;
- reel delivery to pipe laying site;
- pipe laying by uncoiling from a reel.

Ю.В.САМАРЯНОВ,  
кандидат технических наук, ОАО «РосНИТИ»

U.V.SAMARYANOV,  
Candidate of Engineering Sciences,  
OJSC RosNITI

FOR PIPELINES with O.D. up to 100 mm a continuous pipe is used manufactured on a tube-welding mill and spooled onto a reel immediately in manufacturing process. Due to difficulties in transportation of bulky reels for large diameter tubing they use manufacturing process of welding long tubing from 10–12 meter tubing pieces and spooling it onto a bulky reel. Because of such large dimensions such reels are mainly being transported by water transport, and pipelines are laid from a vessel.

Ural tubing industry research institute (now Open Joint Stock Company RosNITI) with Seversk Tubing Plant and All-Union pipeline construction research institute (VNIIST) in 1988 researched, manufactured and tested coiled pipeline with 57x3.0 mm size for gas industry. For pipeline lay of such tubing in almost impassable waterlogged regions Design Institute Gazstroy mashina designed special coiled pipeline lay units with cross-country capacity on a basis of tractors «Yamal» of Kirovsk works (Fig.1) and T-130 of Chelyabinsk tractor works.

In Urengoygazprom in 1988 they laid about 18 km of 57 mm coiled pipelines for methanol and other pipelines for field facilities construction. The experience showed that productivity during installation of coiled pipelines increased in 20 times, and costs reduced in 12 times! Production Association Mangishlakneft employed a coiled pipeline with 57 mm O.D. to install gaslift pressure gas pipelines. Construction costs were reduced more than in 10 times.

Offshore pipeline installation is a specific operation. A common way of offshore pipeline installation is a sequence welding of 10–24 m measured tubing and laying them on



обеспечивает высокое качество выполнения сварочных работ и большую производительность, так как на берегу имеется возможность размещения достаточного количества сварочных линий, обеспечивающих необходимую производительность;

- колтюбинговое трубоукладочное судно транспортирует готовую трубу большой длины, что позволяет производить выполнение работ с более высокой скоростью и обеспечивает существенное сокращение времени укладки; это сокращает затраты и благоприятно сказывается при прокладке трубопроводов в районах оживленных морских транспортных маршрутов, значительно уменьшая помехи судоходству. В арктических морях высокая скорость прокладки позволяет более эффективно использовать короткий летний безледовый период.

В настоящее время в мире используется несколько типов морских судов для прокладки трубопроводов из колтюбингов. Для мелководных участков используют баржи, оборудованные барабанами с вертикальной осью вращения (рис. 2) [5]. Укладку трубопроводов диаметром 102–152 мм (4–6") производят, используя транспортные суда, предназначенные для доставки труб и технологических грузов к буровым платформам (рис. 3) [6].

Для укладки трубопроводов из колтюбинга диаметром 152–406 мм (4–16") используют более крупные суда типа «Apache» (рис. 4). Морской колтюбинговый укладчик (МКУ) «Apache» разработан фирмой «Санта Фэ Инжиниринг Сервис» корпорации «Санта Фэ Интернэйшнэл» (Калифорния, США) [7].

Морским укладчиком в проливе Джорджия, отделяющем остров Ванкувер от материковой части провинции Британская Колумбия (Канада), проложены трубопроводы с наружным диаметром труб 273 мм, длиной 24, 10 и 10,5 км [8]. В июле 1991 г. от подводного газового месторождения Балликоттон до Ирландии уложен подводный трубопровод диаметром 610 мм протяженностью 12,5 км. Укладка газопровода произведена всего за 3 дня [9].

На морском газовом месторождении Гриффин у побережья Австралии уложен подводный газопровод диаметром 203 мм, протяженностью 67 км. Укладка трубопровода производилась с барабана, установленного на трубоукладочной барже типа «Essar Stena» [10].

У побережья Австралии, в Бассовом проливе уложены, также методом разматывания с барабана, два подводных трубопровода с двойными стенками протяженностью 11,3 и 17,8 км [11].

Внутренняя оболочка трубопровода длиной 11,3 км была сварена из трубы категории прочности X42 с наружным диаметром 168 мм и толщиной стенки 12,7 мм. Снаружи трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 10 мм. Наружная

a seabed [1–4]. Speed of installation as a rule is not exceeding 2 kilometers of pipeline per day.

Comparing to the common way the pipeline installation by means of unspooling of coiled pipeline has a lot of advantages:

- a coiled pipeline of a necessary length has been welded onshore in stationary conditions of a mounting pad that provides high quality welding operations and higher productivity, as there is an opportunity to locate the necessary number of welding lines providing the necessary capacity.
- coiled pipeline lay vessel transports the ready longer tubing that provides faster job execution, requires less time and results in costs reduction and reduces disturbance of navigation while pipeline installation in areas of busy transport routes. The high speed of installation at arctic seas allows using short ice-free period to install pipeline.

Nowadays they use a several types of sea vessels to lay coiled pipeline. For shallow areas they use barges, equipped with vertical rotation axis reels (Fig. 2) [5]. They install pipeline with 102–152 mm (4"–6") O.D. using carrier vessels designed for delivery of tubing and technological goods to drilling platforms (Fig. 3) [6].

To install pipelines from coiled pipeline with O.D. 152–406 mm (4"–16") they use vessels type «Apache» (Fig. 4). Coiled pipeline lay vessel «Apache» is designed by company *Santa Fe Engineering Service* of corporation *Santa Fe International* (California, USA) [7].

Coiled pipeline lay vessel in Georgia channel, separating Vancouver island from continent of British Columbia province (Canada), installed pipelines with 273 mm O.D., length 24, 10 and 10.5 km [8]. In June of 1991 there was installed an underwater pipeline with 610 mm O.D. from

underwater gasfield Ballicotton to Ireland with total length 12.5 km. The pipeline has been installed within 3 days. [9].

Offshore gasfield Griffin, near Australian coast is equipped with underwater pipeline with 203 mm O.D., total length 67 km. The pipeline installation effected from a reel installed on a tubing lay barge «Essar Stena» type [10].

By means of uncoiling there were installed two underwater pipelines with double walls, lengths 11.3 and 17.8 km [11] near Australian Coast in Bassov Strait.

Internal coating of 11.3 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing,



**Рис. 1. Бунторазмотчик-трубоукладчик БР-61:**

1 – длинномерная труба; 2 – правильно-разматывающий механизм; 3 – барабан с ДТБ; 4 – гусеничный прицеп (может быть заменен на колесный трейлер); 5 – тягач «Ямал» (может быть заменен на трактор Т-130).

**Fig. 1. Pipe uncoiling-laying unit BR-61:**

1 – Coiled pipeline; 2 – Straightening device; 3 – Pipeline reel; 4 – Track-type trailer (could be substituted with wheeled trailer); 5 – Tractor «Yamal» (could be substituted with tractor T-130).

оболочка сваривалась из труб с наружным диаметром 251 мм и толщиной стенки 23,8 мм. Снаружи эти трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

У трубопровода протяженностью 17,8 км внутренняя оболочка сваривалась из труб категории прочности X42 с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 14,3 мм. Снаружи эти трубы покрывались слоем теплоизоляции из пенополиуретана высокой плотности толщиной 15 мм. Наружная оболочка выполнена из труб диаметром 299 мм и с толщиной стенки 17,5 мм. Трубы покрывались эпоксидной изоляцией толщиной 0,5 мм, наносимой методом оплавления.

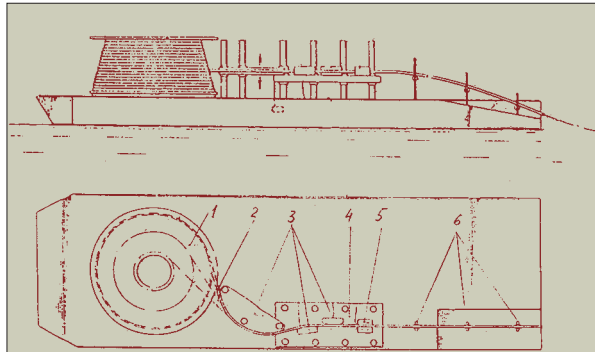
Приведенные данные свидетельствуют, что технология укладки морских нефте- и газопроводов среднего диаметра из колтюбингов в мировой практике достаточно отработана, причем укладывают даже трубопроводы с двойными стенками, что является существенным шагом вперед в области повышения надежности, долговечности и экологической безопасности морских трубопроводов.

Повышенной надежностью отличаются трубопроводы, выполненные из трубы, намотанной на барабан непосредственно с трубосварочного стана. В этом случае количество поперечных сварных стыковых швов, являющихся наиболее вероятными очагами разрушений, будет на два порядка меньше, чем у длинномерной трубы, сваренной из штучных труб. Смотка трубы непосредственно с трубосварочного стана значительно уменьшает затраты на изготовление колтюбинга вследствие высокой производительности процесса. Однако этот способ производства колтюбингов для морских трубопроводов требует расположения трубосварочного цеха с соответствующей инфраструктурой в непосредственной близости от причала, что не всегда экономически оправданно.

Технологический процесс колтюбинговой прокладки трубопроводов среднего диаметра из смотанной трубы, изготовленной методом последовательной сварки труб мерной длины, включает в себя следующие этапы.

#### **1. Технологический процесс сборки и сварки секций и смотки колтюбинга на промежуточный барабан**

Мерные трубы длиной по 10–12 м с антикоррозионным покрытием наружной поверхности доставляют на склад труб, расположенный рядом с монтажно-сварочной площадкой. Краном трубы укладывают на приемные стеллажи линий сборки секций, где производят операции расконсервации и подготовки к сварке. Трубы поочередно, по три передают на рольганги продольного перемещения. Затем две крайние трубы подводят к сред-

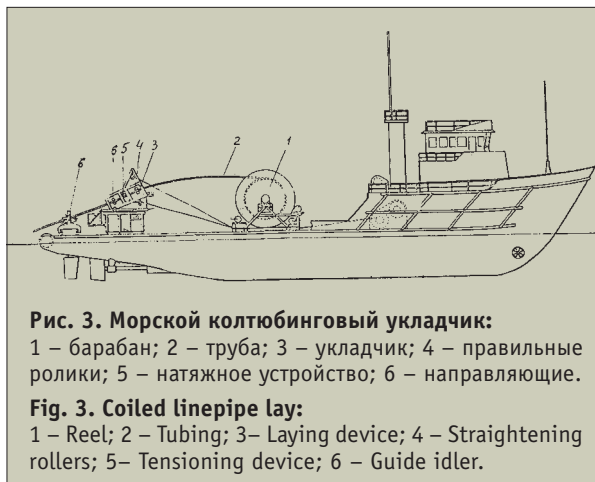


**Рис. 2. Морской колтюбинговый укладчик с малой осадкой:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – правильные элементы; 4 – укладчик; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие ролики.

**Fig. 2. Coiled linepipe lay with low draught:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Straightening device; 4 – Laying device; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.



**Рис. 3. Морской колтюбинговый укладчик:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – укладчик; 4 – правильные ролики; 5 – натяжное устройство; 6 – направляющие.

**Fig. 3. Coiled linepipe lay:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Laying device; 4 – Straightening rollers; 5 – Tensioning device; 6 – Guide idler.

O.D. 168 mm and wall thickness 12.7 mm. Outer tubing surface was coated with a 10 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 251 mm O.D. and a wall thickness 23.8 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

Internal coating of 17.8 km pipeline was manufactured from X42 strength grade tubing, O.D. 219 mm and wall thickness 14.3 mm. Outer tubing surface was coated with a 15 mm heat-insulating layer from foamed polyurethane with high density. Outer surface was welded from tubing with 299 mm O.D. and a wall thickness 17.5 mm. Tubing is coated with epoxy insulation, coating thickness 0.5 mm, applied by means of meltback.

The pointed data proves that technology of underwater middle size oil and gas coiled pipelines is a rather developed technology in a world practice, moreover

they lay pipelines with double walls, that is a step forward towards reliability, life time and ecological safety of underwater pipelines.

Pipelines with higher reliability are manufactured from tubing spooled on a reel directly from tube-welding mill. In this case the number of transverse weld seams, that are probable points of breakdown, will be two times less than long-length tubing welded from tubing parts. Pipeline spooling effects directly from tube-welding mill and reduces costs of coiled pipeline manufacturing to a significant extent due to high productivity of the process. However, this coiled pipeline manufacturing process requires a tubing mill to be located near berth, which is not always economically sound.

Technological process of middle size coiled pipeline installation manufactured by means of sequence welding of tubing of measured length includes following stages:

#### **1. Technological process of assembling and welding of sections and spooling the coiled pipeline onto intermediate reel**

Measured 10–12 m tubing pieces with corrosion-resistant coating of outer surface are being delivered to a warehouse and located next to mounting pad. A crane lays pipes on a receiving skid, where the pipes are degreased and pre-

ней до соприкосновения, устанавливают внутренние центраторы, производят прихватку стыков, после чего центраторы выводят и производят окончательную сварку стыковых швов с использованием установок автоматической сварки и вращения трехтрубной секции на подъемных роликах. Сваренные секции транспортером передают на линию контроля. После прохождения контроля стыковых швов секции с обнаруженными дефектами отправляют на решетки для ремонта, а годные секции поступают на линию нанесения антикоррозионного покрытия на зоны сварных швов, где производят операции подготовки поверхности и наносят покрытие.

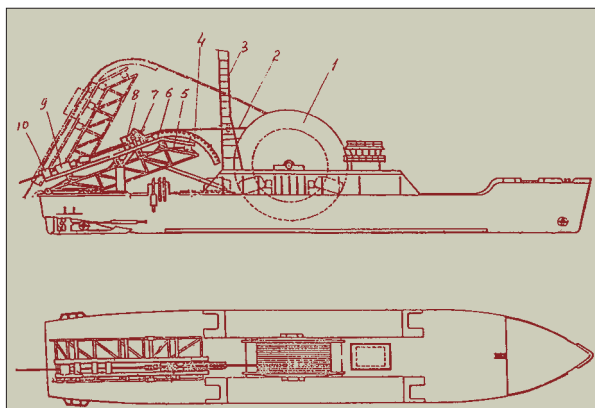
Готовые секции передают на линию сборки колтюбинга, на которой производят их сварку, контроль, нанесение защитного покрытия на зоны сварных швов и смотку на один из двух технологических барабанов. При этом сварочные посты, приборы контроля и установки для нанесения покрытий находятся в линии, на расстояниях, равных длине секции. Наличие двух технологических барабанов обеспечивает работу морского колтюбингового укладчика без простоев.

## 2. Намотка колтюбинга на барабан судна

На конце колтюбинга, находящемся на промежуточном барабане, закрепляют трос с пришвартованного судна (МКУ). Тросом и лебедкой конец колтюбинга протягивают через направляющие ролики, натяжное и правильно-гибочное устройство и закрепляют его на рабочем барабане МКУ. Производят перемотку трубы на рабочий барабан. Смотанная на барабан труба испытывается внутренним гидравлическим давлением.

## 3. Укладка трубопровода

**до изобаты «0 м» с морского колтюбингового укладчика**  
МКУ выводят на трассу трубопровода с подготовленной траншеей на минимально допустимую осадку судна изобату и ставят на якорь. Расстояние до береговой линии определяется инженерно-геологическими условиями коридора трассы морского трубопровода, но не должно быть более 1 км. На судно заводят трос, закрепляют его на свободном конце колтюбинга, береговой лебедкой протаскивают колтюбинг до заданной береговой отметки и закрепляют.



**Рис. 4. Морской колтюбинговый укладчик «Apache»:**

1 – барабан; 2 – труба; 3 – кран; 4 – направляющая дуга; 5 – аппарат; 6 – укладчик; 7 – правильные ролики; 8 – натяжное устройство; 9 – зажимное устройство; 10 – направляющая.

**Fig. 4. Coiled pipeline lay «Apache»:**

1 – Reel; 2 – Tubing; 3 – Crane; 4 – Guiding arch; 5 – Ramp; 6 – Laying device; 7 – Straightening rollers; 8 – Tensioning device; 9 – Clamping device; 10 – Guide.

### Технические данные морского колтюбингового укладчика «Apache» Technical data of coiled pipeline lay vessel «Apache»

Длина трубы на барабане, км Reel capacity, km	80 – для трубы 102 мм, 9 – для трубы 406 мм 90 – for 102 mm tubing O.D. 9 – for 406 mm tubing O.D.
Максимальная глубина укладки, м Maximum depth of laying, m	900 – для трубы 102 мм, 600 – для трубы 406 мм 900 – for 102 mm tubing O.D. 600 – for 406 mm tubing O.D.
Диаметр барабана моталки, м Diameter of winding reel, m	16,46
Диаметр фланцев, м Diameter of flanges, m	25
Расстояние между фланцами, м Distance between flanges, m	6,7
Несущая способность барабана, т Reel carrying capacity, t	2000
Длина судна, м Vessel length, m	122
Осадка, м Draught, m	5
Водоизмещение, т Displacement, t	13500
Скорость укладки, км/ч Speed of laying, km/h	3,7

pared for welding. Tubes are passed by turns in three to coplanar motion rollers. Afterwards two side tubes are moved to the middle tubing until they touch it, than internal centralizers are installed, butts tacked, further centralizers are removed and finally the butt joints are welded using machine welding equipment and rotating tubing section on lifting rollers. The welded sections by means of conveyer are transferred to an inspection line. After the butt welds are inspected, faulty sections are sent to repair, and ready sections are forwarded to anti-corrosive coating line of welding seams, where the surface is being prepared and coating applied onto the surface.

The ready sections are forwarded to coiled pipeline assembly line, the pipeline is being welded, inspected, coated with pipe weld seam protection and spooled onto one of two reels. Here the welding stations, inspection equipment and coating equipment are installed within a line with the length equal to the length of tubing section. Availability of two technological reels provides continuous operation of offshore coiled pipeline layer.

## 2. Coiled pipeline spooling onto a vessel reel

From a moored vessel a rope is attached to a tubing end spooled onto an intermediate reel. By means of the rope and a winch the tubing is being dragged via guide idlers, tensioning and bending/unbending device and the tubing is fixed on a working reel.

They spool the tubing onto the working reel. The spooled tubing undergoes internal hydraulic pressure testing.

## 3. Pipeline installation up to isobath «0 m» from offshore coiled pipeline lay vessel

Coiled pipeline lay vessel is anchored on a minimum permissible draught isobath near a pipeline route with a developed trench. The shore distance is defined by engineering-geological conditions of the pipeline route corridor, but it must not exceed 1 km. A rope is being fixed at a

#### 4. Укладка трубопровода с движущегося морского колтюбингового укладчика

После закрепления конца трубопровода на берегу начинают движение МКУ вдоль трассы с одновременной размоткой, контролем и укладкой колтюбинга. В процессе укладки трубы осуществляют ее непрерывный контроль дефектоскопом. После окончания размотки и укладки всей трубы, находившейся на барабане, производят испытание внутренним гидравлическим давлением проложенного участка. Затем конец трубы герметизируют, закрепляют на нем трос для последующего подъема и опускают на дно с отметкой буюм, а МКУ возвращается на базу для намотки на барабан следующей трубы.

После возвращения на место, отмеченное буюм, конец проложенного участка трубопровода поднимается на МКУ, где производят его стыковку с колтюбингом на барабане судна. Стыковка включает в себя сварку поперечного шва, его дефектоскопию и нанесение защитного антикоррозионного покрытия на сварной шов и прилегающие к нему непокрытые участки. После выполнения этих операций продолжают укладку трубопровода до полной размотки трубы с барабана. Далее цикл повторяется.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Укладка подводных нефте- и газопроводов с морского колтюбингового укладчика во многих случаях эффективнее укладки традиционными способами последовательной сварки труб на судне. Накопленный опыт подтверждает высокую производительность этого способа укладки.

Учитывая перспективы широкого освоения нефтегазоносных месторождений на шельфах арктических морей, необходимо решить вопрос создания собственного морского колтюбингового укладчика, предпочтительно ледового класса, так как трубоукладочные суда этого типа, имея высокую скорость укладки, обеспечат максимально эффективное использование короткого межледового периода при более высоком качестве и надежности трубопровода, чем при его прокладке с использованием технологии сварки труб на судне или при укладке со льда.

Для освоения мелководного российского участка шельфа Каспийского моря необходимо создание МКУ с малой осадкой, снабженного барабаном с вертикальной осью вращения.

#### Литература

1. Левин С.И. Подводные трубопроводы. — М.: Недра, 1970.
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин Ю.Б. Подводные трубопроводы. — М.: Недра, 1979.
3. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. — М.: Недра, 1987.
4. Климовский Е.М., Коложиков Д.В. Очистка и испытание магистральных трубопроводов. — М.: Недра, 1987.
5. Метод и система укладки подводного трубопровода с барабана, установленного на барже. Патент США № 3,712 110, 1973.
6. Метод укладки трубопровода с движущегося барабана. Патент США № 4,260 287, 1981.
7. Самоходное судно для укладки трубопровода. Патент США № 4,230 421, 1980.
8. B.C. pipes natural gas to capital / Vann W. // ENR. — 1991. — 226, № 10. — P. 29.
9. Ballycotton Gas // Tehnol. Irel. — 1992. — 23, № 9. — P. 20—22.
10. Riser pipelines, installed in Griffin field // Oil and Gas. — 1994. — № 21. — P. 76—77.
11. Foat insulation gets first reeled installation of Australia / Mollison M. // Oil and Gas J. — 1992. — 90, № 20. — P. 80—82.

free coiled pipeline end, a shore winch drags the coiled pipeline to a predetermined shore point and secure it.

#### 4. Pipeline installation from moving offshore coiled pipeline lay vessel

After pipeline end is secured on a shore the coiled pipeline lay vessel moves along pipeline route simultaneously uncoiling, controlling and laying coiled pipeline. At the time of pipeline installation the tubing is being inspected with failure detector. After the tubing on a reel is uncoiled and installed, the section undergoes hydraulic pressure testing. Afterwards a tubing end is sealed, a rope is attached to the end for further elevation and the tubing is lowered with a buoy. The coiled pipeline lay vessel returns to a base in order to spool next tubing section onto the reel.

After the vessel returns to the area marked with the buoy, the end of installed pipeline is elevated and attached to the tubing section spooled on a reel. The attaching process includes transverse welding, inspection and coating the weld and adjacent sections with slushing protective layer. After the job is accomplished the pipeline is being laid until the pipeline is fully uncoiled from the reel. The cycle is repeated.

#### CONCLUSION

Installation of oil and gas pipelines from offshore coiled pipeline lay vessel in many cases is more effective than stove pipe flange method of rolling beams. The gained experience proves high efficiency of this way of pipeline installation.

Taking into account prospects of wide development of offshore oil and gasfields of arctic seas, it is necessary to solve an issue on creation of coiled pipeline lay vessel of its own, preferably ice-class, as vessels of this type are capable of fast pipeline installation, providing effective use of short ice-free period and reliable pipeline, than using stove pipe flange method of rolling beams or installation from ice.

In order to develop shallow Russian coast of Caspian Sea it is necessary to create such a vessel with low draught, equipped with vertical rotation axis reel.

#### Literature

1. Levin S.I. Underwater pipelines, M, Nedra, 1970
2. Borodavkin P.P., Berezin V.L., Shadrin U.B. Underwater pipelines. — M: Nedra, 1979.
3. Kapustin K.Y., Kamyshev M.A. Construction of underwater pipelines. — M: Nedra, 1987.
4. Klimovski E.M. Kolozhlov D.V. Cleaning and use of trunk pipeline. — M: Nedra, 1987.
5. Way and system of underwater pipeline installation from a reel located on a barge. US Patent № 3,712 110, 1973.
6. The way of pipeline installation from moving reel, US Patent № 4,260 287, 1981.
7. Self-propelled vessel for pipeline installation US Patent № 4,230 421, 1980.
8. B.C. pipes natural gas to capital /Vann W. // ENR.—1991.—226, № 10.—P.29.
9. Ballycotton Gas//Tehnol. Irel.—1992.—23, № 9.— P. 20—22.
10. Riser pipelines, installed in Griffin field. Oil and Gas. 1994. № 21.—P. 76—77.
11. Foat insulation gets first reeled installation of Australia / Mollison M.//Oil and Gas J. —1992, —90, № 20.—P. 80—82.

# ОПЫТ THE EXPERIENCE OF КОЛТЮБИНГОВОГО HORIZONTAL БУРЕНИЯ WELL COILED TUBING ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ DRILLING СКВАЖИНЫ IN ANK BASHNEFT В АНК «БАШНЕФТЬ»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (ГС) для разработки нефтяных месторождений является одним из приоритетных направлений вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти.

Особенности геологического строения продуктивного горизонта каждого месторождения и меры по предупреждению опасного сближения стволов с ранее пробуренными скважинами определяют сложность и индивидуальный характер проектных профилей ГС, а следовательно и предъявляют повышенные требования как к поверхностному, так и к глубинному оборудованию, инструменту и навигационной аппаратуре, разрабатываемой для данного вида работ.

Новым этапом в развитии бурения ГС является колтюрбинговое бурение, причем оборудованием и технологией, разработанными отечественными компаниями.

В 50-х годах прошлого столетия Н.В.Богдановым было предложено использовать колонны гибких труб для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса. При этом кабель, питающий погружной электродвигатель, располагался внутри колонны гибких труб. Подобное решение не только позволяло ускорить процесс выполнения спускоподъемных операций при смене насоса, но и обеспечивало сохранность кабеля при эксплуатации искривленных скважин. Однако практическая реализация этого предложения в сколько-нибудь широких промышленных масштабах в то время была нереальна.

Тогда же были разработаны и доведены до практического внедрения конструкции буровых установок с непрерывной колонной гибких труб — шлангокабеля. По существу, они представляли собой эластометаллические рукава большого диаметра с электрогидравлическим каналом связи. Работы по их созданию проводили, в частности, специалисты Франции и нашей страны. Совместные испытания осуществлялись в 60–70-х гг. прошлого столетия на опытной буровой установке в Урало-Поволжском регионе, однако в силу ряда причин их промышленное внедрение не состоялось.

Промышленное применение гибких труб в бурении началось в 90-е годы, а уже к настоящему времени в мире эксплуатирует-

Н.З.ГИБАДУЛЛИН, Е.В.ТАЙГИН,  
Р.Р.САЛИГАСКАРОВ, И.И.ИКОННИКОВ,  
А.В.ЛЯГОВ, Е.Г.АСЕЕВ, Н.А.ШАМОВ,  
С.В.НАЗАРОВ, Э.Я.ЗИНАТУЛЛИНА  
(ООО ИК «БашНИПинефть», УГНТУ,  
ООО «Фирма “НСЛ”»)

N.Z.GIBADULLIN, E.V.TAYGIN,  
R.R.SALIGASKAROV, I.I.IKONNIKOV,  
A.V.LAGOV, E.G.ASEYEV, N.A.SHAMOV,  
S.V.NAZAROV, E.Y.ZINATULLINA  
(IK BashNIPineft, UGNTU, NSL)

THE USE OF HORIZONTAL WELLS for development of oil fields is one of priority directions of hardly recovered oil reserves exploitation.

The peculiarities of a producing horizon geological structure of each field and measures for prevention of dangerous bores approaching to the already existing wells define difficulties and individual properties of a designed horizontal well profile, and consequently raise a demand for the surface and downhole equipment, tools and orientation systems purpose-developed for such operations.

A new stage in development of horizontal well drilling is a coiled tubing drilling, equipped with technology and equipment developed by domestic companies.

In the middle of fifties of a last century N.V.Bogdanov offered to use a flexible tubing string for running in hole an electric submersible rotary pump. A cable for the pump powering should be located inside the tubing string. The solution allowed not only speeding up the tripping while changing the pump, but also provided for the cable integrity in deviated wells. However at that time the fulfillment of the proposal on commercial scale was unfeasible.



ся около 1000 колтюбинговых комплексов, в том числе в России — несколько десятков, причем в основном импортных («Hydra Rid», «Stewart & Stevenson», «Dreco», HRI, «Fracmaster», «Schlumberger» и др.). Темпы развития этого вида установок чрезвычайно высоки. Колтюбинговые установки успешно используются в капитальном и текущих ремонтах скважин, а в последнее время и для бурения как новых, так и вторых наклонных и горизонтальных стволов крупнейшими компаниями: ОАО «Сургутнефтегаз», АНК «Лукойл», АНК «Татнефть», АНК «Башнефть» и др.

В цикле строительства скважины заканчивание также является одним из основных и технически сложных процессов. Анализ состояния проблемы показал, что бурение при отрицательном перепаде давления в системе «скважина–пласт» (ОПД) — единственная технология первичного вскрытия, позволяющая сохранить естественные фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения.

При вскрытии пластов на депрессии наиболее важной задачей является регулирование давления на продуктивный пласт. Впервые она была решена К.М.Тагировым, предложившим использование герметизированной системы циркуляции, позволяющей вызвать контролируемый приток пластового флюида на забой скважины и вымыть его на поверхность с целью установления природы флюида и определения пластового давления. При продолжении этих работ В.И.Нифантовым был разработан способ вскрытия продуктивного пласта в условиях переменной депрессии, регулируемой ступенчатым или непрерывным изменением избыточного давления газированной промысловочной жидкости.

Одна из самых ответственных операций при бурении в условиях равновесия и депрессии в системе «скважина–пласт» — спуск и подъем инструмента. Разработанные ещё в 20–30-х годах зарубежными фирмами «Otys» и «Hyadrel», а также Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения комплексы оборудования для спуско-подъема колонны труб под давлением из-за несовершенства, низкой производительности и неэкономичности нашли применение в основном только при проведении аварийных работ.

Таким образом, несмотря на то, что бурение на ОПД является единственной технологией первичного вскрытия, позволяющей сохранить естественные фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения, остается целый ряд научных и технических задач, сдерживающих массовое внедрение данной технологии.

Совмещая две перспективные технологии, по техническому заданию и под руководством ООО «Инжиниринговая компания БашНИПИнефть» АНК «Башнефть» в 2002 г. был создан первый российский колтюбинговый комплекс на базе установки М4001 (Группа компаний ФИД): максимальное тяговое усилие инжектора — 440 кН, ёмкость барабана при диаметре трубы 60,3 мм — 3800 м, скорости подачи бурильной колонны — 0,005...0,9 м/с.

Для создания комплекса были привлечены следующие оборудование и компании: колтюбинговая установка («Фидмаш», Минск); закрытая циркуляционная система (НПО «Бурение», Краснодар; ОАО «Синергия», Пермь; ОАО «Геофизика», Уфа); противовыбросовое оборудование (Воронежский механический завод); компоновка нижней части бурильной колонны — КНБК (Пермский филиал ВНИИБТ, Пермь; ООО «Фирма “НСЛ”», Уфа; Уфимский государственный нефтяной технический университет; ВНИИГИС, Октябрьский; НПФ «Геофизика», Уфа).

At that time there was developed and introduced a design of drilling units with a continuous flexible tubing string — coiled tubing. In essence it represented a flexible large diameter metal tubing with an electrohydraulic communication link. The development was conducted particularly by French and domestic specialists. The joint testing was conducted in 60–70 of the last century with drilling unit in Ural-Povolzhski Region, however due to a number of reasons it had no industrial implementation.

The industrial use of the flexible tubing in drilling began in 90, and to date there are about 1000 working coiled tubing units, including units in Russia — a few dozens, mainly foreign units (*Hydra Rid, Stewart & Stevenson, Dreco, HRI, Fracmaster, Schlumberger*, and others). The pace of development of this type of units is very high. Coiled tubing units have successfully been used in a well workover and servicing, and recently by the biggest companies: *Surgutneftegaz, Lukoil, Tatneft, Bashneft* and others for drilling of new and sidetracking of inclined and horizontal bores.

In a well construction a completion is one of the main and technically complicated jobs. Analysis shows that underbalanced drilling is the only technology of primary formation drilling, allowing to save natural reservoir permeability and porosity properties of a pay bed at the same time increasing rate of penetration.

During underbalanced formation drilling the most important issue is a pressure control regarding a pay bed. For the first time it had been solved by Tagirov K.M., who offered to use a closed loop circulation system, that allowed to induce a controlled formation fluid inflow to a bottomhole zone and flush it to the surface in order to determine the nature of the fluid and formation pressure. While working on the subject, V.I.Nifantov developed a way of pay bed drilling in variable underbalanced conditions, with step or continuous variation of overpressure with aerated flushing fluid.

One of the most critical jobs in underbalanced drilling is a tool tripping. The developed in 20–30 years by companies *Otys* and *Hyadrel* and also Institute for oil industry of Azerbaijan equipment for tubing string tripping under pressure due to inferiority, low efficiency, and inefficiency was employed mainly for emergency jobs.

Despite the fact that underbalanced drilling is the only technology for primary drilling, allowing to protect natural reservoir permeability and porosity properties at the same time increasing rate of penetration there is a number of scientific and technical issues preventing from mass use of the equipment.

Combining the two promising technologies in accordance with specification and under direction of Engineering company *BashNIPIneft ANK Bashneft* in 2002 there has been created the first Russian coiled tubing system on a basis of unit М4001 (FID group of companies): injector maximum pulling force 440 kN, reel capacity (O.D. 60.3 mm) — 3800 m, running in speed — 0.005 ... 0.9 m/s.

In order to create the system there were attracted the following companies and equipment: coiled tubing unit (*Fidmash, Minsk*), closed loop circulation system (*Burenie,*



Техническим заданием в зависимости от типа телесистемы были разработаны две модели гидромеханических ориентаторов типа ОР-95 (фирма «НСЛ», УГНТУ), позволяющих ориентировать положение отклонителя винтового забойного двигателя ДР-95К (ПФ ВНИИБТ): при размещении телесистемы «Надир» (НПФ «Геофизика») — ниже ориентатора и выше ориентатора — забойная телеметрическая система ЗТС-ННКТ (ВНИИГИС) с наддолотным электромагнитным модулем НДМ-ЭМ.

В состав КНБК вместе с ориентатором включается вспомогательный блок БВ-95 (фирма «НСЛ»), состоящий из аварийного разъединителя, обратного клапана и выравнивающего переводника. Блок БВ-95 устанавливается между ориентатором и двигателем для выполнения специальных технологических и технических операций.

В соответствии с планом работ по бурению скважины № 1619Г Асяновской площади (НГДУ «Чекмагушнефть») колтюбинговым комплексом ИК «БашНИПИнефть» провела продолжительную подготовительную работу для испытания КНБК, позволяющую ориентировать и регистрировать положение отклонителя в процессе бурения; бурение в интервале 1015...1075 м (по стволу скважины) предполагалось вести только на депрессии, рецептуру бурового раствора выдерживать согласно регламенту.

Целью бурения первой скважины с использованием колтюбинга было не столько получение большого притока нефти на данной конкретной скважине, сколько отработка и отладка элементов комплекса и технологии в целом. Выбор объекта для опробования колтюбинговой технологии был обусловлен в том числе и достаточно большой мощностью продуктивного пласта. Это было необходимо для страховки от неожиданного ухода траектории ствола за пределы продуктивного пласта, т.к. поведение колтюбинговой компоновки низа буровой колонны еще недостаточно изучено.

Отработка технологии ориентирования инструмента, а также изучение поведения компоновок при бурении на гибких трубах дадут возможность приступить к следующей стадии внедрения колтюбингового комплекса, а именно — бурению продуктивных пластов малой мощности (2...3 м).

Строительство скважины проводится в два этапа: на первом с помощью серийной буровой установки бурится скважина до продуктивного пласта, обсаживается и цементируется; на втором этапе монтируется колтюбинговый комплекс и дальнейшее бурение — в пределах продуктивного пласта — ведется на гибких трубах на депрессии.

Для проведения испытаний подготовлены две компоновки — КНБК 1 и КНБК 2.

Krasnodar, Sinergia, Perm, Geophysica, Ufa), blow out preventing equipment (Voronezh mechanical plant), BHA (Perm branch of VNIIBT, Perm, NSL, UFA, Ufa state oil technical institute, VNIIGIS, Oktiabrsky, Geophysica, UFA).

In accordance with the specification, depending on a telemetry system, there were developed two models of hydro-mechanical orientators, type OR-95 (NSL, UGNTU), allowing to orient the position of bent sub of downhole motor DR-95k (PF VNIIBT), locating telemetry system NADIR (Geophysica) below orientator and above orientator — downhole telemetry system ZTS-NNKT (VNIIGIS) with electromagnetic unit NDM-EM.

BHA including orientator comprises an auxiliary module BV-95 (NSL), comprising emergency disconnect, backvalve and equalizing sub. The module BV-95 has been installed between the orientator and a motor to perform special technological and technical jobs.

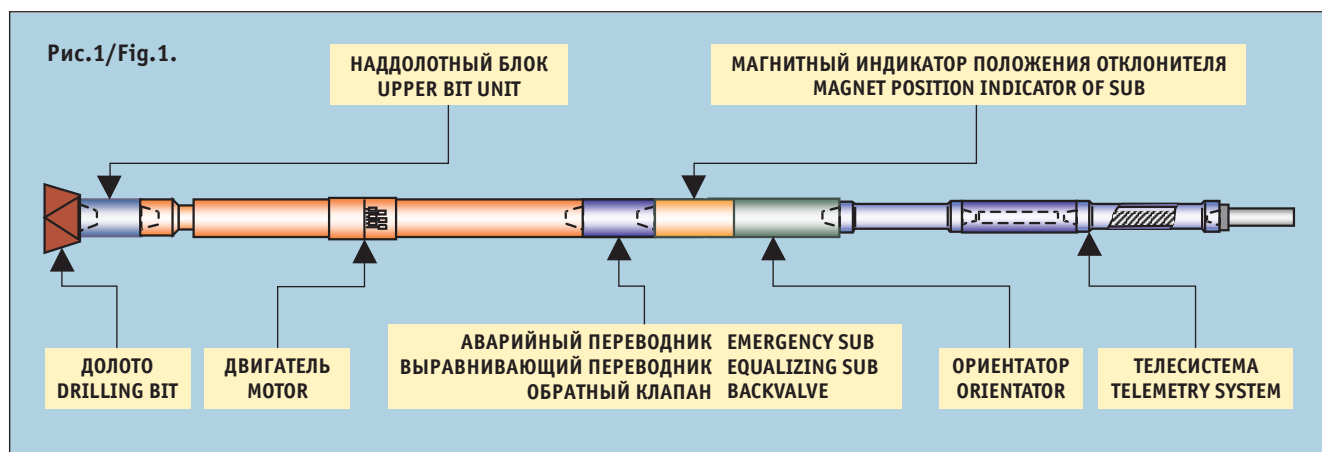
According to the well No.1619G drilling job schedule on Asyanovskaya site (NGDU Checkmagushneft) with coiled tubing system, IK BashNIPIneft conducted preparatory activity aimed at BHA testing, allowing to orient and log position of bent sub while drilling, the drilling in an interval 1015...1075 m (in a well bore) was planned to be underbalanced, a mud composition was to be kept in accordance with regulations.

The purpose of the first well drilling with coiled tubing was not only to achieve an oil recovery increase in this particular well, but to set up and test the system parts and technology in general. The choice for coiled tubing trial was also defined by big thickness of pay bed. This was necessary to secure an unexpected bore trajectory deviation out of pay bore, since the behavior of the coiled tubing BHA has not been studied properly.

A testing of the tool orienting technology, and also a study of the coiled tubing BHA behavior allows to get down to the next stage of implementation of coiled tubing system namely to drilling of pay beds with low thickness (2–3 m).

Well construction has two stages: during the first stage a drilling rig drills well to a pay bed, completes and cements it. During the second stage a coiled tubing system is rigged up and a further drilling is conducted as underbalanced drilling within the limits of pay bed.

In order to perform testing there were two BHA prepared: BHA I and BHA II.





**Характеристика пласта в интервале испытаний:**

трещиноватые ангидриты и мергели, пластовое давление — 8,2 МПа; плотность пластовой нефти — 879 кг/м<sup>3</sup>; забойная температура — 20°C; мощность пласта — 6,5 м; глубина кровли по вертикали — 831 м.

**Bed properties within the testing interval:**

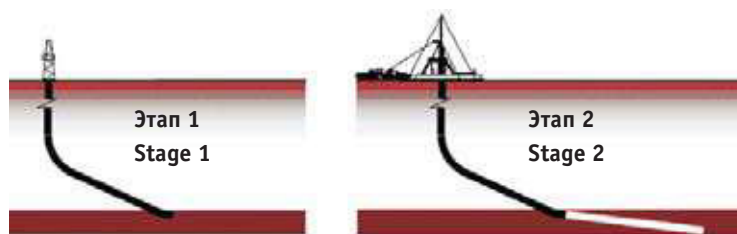
anhydrides and chalky clays, formation pressure 8.2 mPa, oil density 879 kg/m<sup>3</sup>, bottomhole temperature 20°C, pay bed thickness 6.5 m, vertical depth of roof 831 m.

**Параметры бурового раствора:**

плотность — 1000 кг/м<sup>3</sup>; условная вязкость — 27 с; показатель фильтрации — 4 см<sup>3</sup>; СНС 1/10: 2/4 дПа; пластическая вязкость — 10 мПа с; динамическая вязкость — 18...20 дПа; коэффициент консистенции — 18...20; коэффициент нелинейности — 0,37...0,44; липкость — 3,5...4; эффективная степень аэрации с газовым фактором 9,3.

**The drilling fluid properties:**

density 1000 kg/m<sup>3</sup>, conventional viscosity 27s, filtration properties: 4 sm<sup>3</sup>, СНС 1/100:2/4 dPa, plastic viscosity: 10 mPa, dynamic viscosity 18-20 dPa, consistency index: 18-20; nonlinearity factor: 0,37...0,44; stickiness: 3,5...4; efficient degree of aeration with output gas factor 9,3.



**ПРОЕКТНЫЙ ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ  
PROJECTED WELL PROFILE**

Глубина по стволу скважины Depth of the well borehole	Зенитный угол Inclination angle	Азимут Azimuth
0	0	0
692	0	0
911	50	0
1002	50	0
1020	89,2	0
1024	89,2	0
1040	90	0
1070	91	0

**Состав КНБК 1** (рис. 1): долото 123,8 MF3PS; наддолотный блок (ВНИИГИС); двигатель ДГ-95К с узлом искривления (ПФ ВНИИБТ); обратный клапан, аварийный переводник, выравнивающий переводник (фирма «НСЛ»); магнитный индикатор положения отклонителя (ВНИИГИС) — гидравлический ориентатор ОР 95.01 (фирма «НСЛ»); телесистема (ВНИИГИС) — испытывалась с ориентатором впервые.

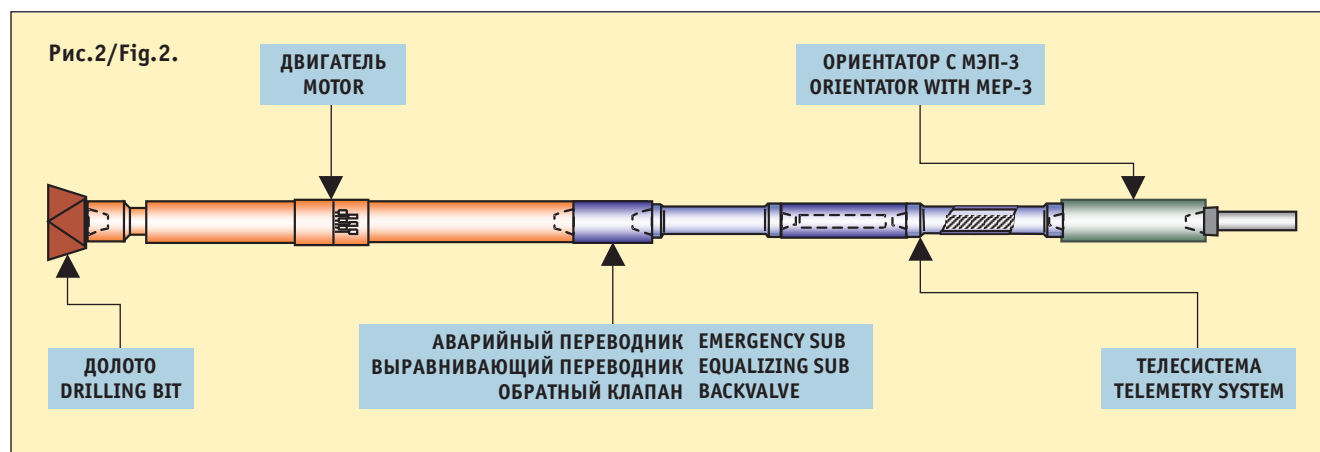
Предусматривалось, что при выявлении в процессе работ неисправности следует КНБК 1 заменить и собрать другую — КНБК-2, опробованную при традиционном бурении ранее.

**Состав КНБК 2** (рис. 2): долото III 123,8 MF3PS; винтовой двигатель ДР-95К с узлом искривления (ПФ ВНИИБТ); обратный клапан, выравнивающий переводник (фирма «НСЛ», УГНТУ); телесистема (НПФ «Геофизика») — уже испытывалась при работе с ориентатором; устройство поворотное УП-95 (фирма «НСЛ») в составе: гидравлический ориентатор ОР 95.01 с проводным каналом связи — специальная электрическая муфта (МЭП-3), трубчатый торсион с двумя кабельными наконечниками для соединения с телесистемой и кабелем.

**The BHA I** comprised (fig.1) drilling bit 123,8 MF3PS, upper bit unit (VNIIGIS), motor DG-95k with bent sub (PF VNIIBT), backvalve, emergency sub, equalizing sub (NSL), magnet position indicator of sub (VNIIGIS) — hydraulic orientator OR 95.01 (NSL), a telemetry system (VNIIGIS) has been tested with orientator for the first time.

A provision was made if there should be any faults in operation, the BHA I will be replaced with BHA II, which is already tested with conventional drilling.

**The BHA II (fig.2) comprises:** bit III 123,8 MF3PS, motor DR-95k with bent sub (PF VNIIBT), backvalve, equalizing sub (NSL, UGNTU); telemetry system (Geophysica) — have already been tested with orientator, rotating sub UP-95 (NSL) comprising: hydraulic orientator OR 95.01 with cable link, purpose built electric coupling (MEP-3) torsion bar with two ends for connection with telemetry system and a cable.



## ОРИЕНТАТОР ОР 95.01

## ORIENTATOR OR 95.01

Ориентатор состоит из нескольких цилиндрических корпусов **1**, свинченных по резьбе, внутри которых расположен механизм, преобразующий поступательное движение поршня **2** во вращательное движение шпинделя **11**.

Под давлением рабочей среды поршень **2** перемещается вниз. На штоке поршня имеются шлицы прямоугольного сечения **3**, взаимодействующие с аналогичными шлицами на корпусе **1** и препятствующие повороту поршня **2** в цилиндре. Ниже на штоке поршня имеются винтовые шлицы **4**, взаимодействующие с подвижным храповиком **5**. При ходе поршня **2** вниз храповик **5** вращается вокруг оси и своими подпружиненными собачками приводит во вращение шпиндель **11** ориентатора.

При снижении давления рабочей среды поршень **2** возвращается в исходное положение под действием пружины **6**. Собачки подвижного храповика **5** проскакивают по зубьям шпинделя **11**, в корпусе установлен неподвижный храповик **7**, аналогичный по конструкции подвижному.

Внутренние полости ориентатора заполнены маслом. Для отделения вытесняемого поршнем **2** масла от рабочей среды в низу ориентатора расположен подпружиненный поршень-разделитель **8**.

В верхней части корпуса ориентатора имеется присоединительная муфтовая резьба 3-73, внизу на шпинделе — ниппельная резьба 3-73 по ГОСТ 5286-75.

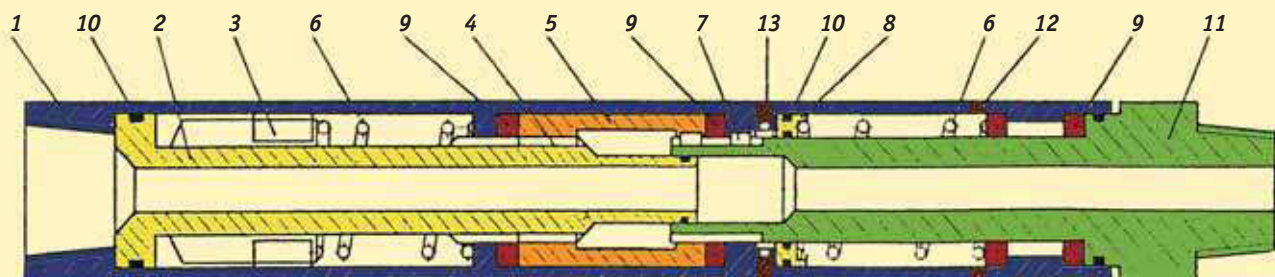
Orientator comprises several thread connected cylindrical bodies **1**, with a mechanism transforming piston forward movement **2** into rotary movement of spindle rod **11** mounted inside.

Under pressure of a working media the piston **2** moves down. A piston rod features slots of a rectangular cross-section **3** interacting with similar slots on the body **1** and preventing the piston from rotation in a cylinder. The piston rod features spiral slots **4** below, interacting with a moving ratchet gear **5**. When the piston **2** moves down, the ratchet gear **5** rotates about axis and impels the ratchet gear of the orientator **11** with its spring-loaded ratches.

As the working media pressure decreases, the piston **2** returns to its initial position by means of a spring **6**. The ratches of the moving ratchet gear **5** are jumping on spindle teeth **11**, the body features a stationary ratchet gear **7**, with a similar design as rotating one.

Internal space of the orientator is filled with oil. In order to separate oil displaced by the piston **2** from the working media, in the lower part of orientator there is a spring-loaded piston — separator **8**.

In the upper part of the orientator body there is a connection thread 3-73, in the lower part — a nipple thread 3-73 according to GOST 5286-75.



Ориентатор и вспомогательный блок прошли стендовые испытания в ПФ ВНИИБТ и Уфимском УБР, промышленные испытания в Нефтекамском УБР на технической воде при бурении традиционной буровой колонной, агрегатом АР60/80 с телесистемой НПФ «Геофизика». Основной задачей при испытании колтубинговых КНБК на данном этапе было научиться осуществлять ориентирование гидромеханическим устройством при работе на аэрированной жидкости путем отработки технологии пуска насоса и азотной установки.

На рис. 4 показан фрагмент записи процесса работы узлов комплекса при бурении в рассматриваемом интервале. На осях ординат: Р — давление в МПа, Q — расход в м<sup>3</sup>/с; — на оси абсцисс: t — текущее время.

Бурение началось в 12.00 (14.03.2004 г.) с использованием КНБК 1. После двух часовых экспериментальных работ по подбору параметров раствора удалось стабилизировать поток промывочного агента, получить расчетную депрессию с газовым фактором 9,3 и  $\rho=0,7$  г/см<sup>3</sup>, и включить ориентатор. Параметры раствора подбирались путем регулирования давления на входе и выходе замкнутой циркуляционной системы. В конечном итоге удалось многократно осуществить поворот КНБК на 440° в процессе бурения в нужном направлении (на рис. 3 — поворот на 180° в интервале 15.19–15.39; поворот на 260° в интервале 17.20–17.40). Второе включение ориентатора понадобилось для компенсации реактивного момента двигателя при удлинении гибкой трубы в процессе бурения. Успешность отработки КНБК 1 исключила возможность опробовать КНБК 2 на данной скважи-

The orientator and an auxiliary unit had passed a bench test at PF VNIIBT and Ufa UBR, field tests in *Neftekamsk UBR* with industrial water while drilling with conventional drilling string with rig AR60/80 with telemetry system *NPF Geophysica*. The main target of using coiled tubing BHA on this stage was to learn how to orient hydro-mechanical tool, using aerated fluid, by means of development test of pump and nitrogen units launching.

Fig. 4 represents a part of the operation log of the system units, while drilling in the represented log, R — pressure, MPa, Q — rate m<sup>3</sup>/s, T — time.

The drilling job was started at 12.00 (14.03.04) with a use of BHA I. After two hours of experimental works to match drilling fluid, they managed to stabilize the flow of a flushing agent, achieved projected pressure drop with gas ratio 9.3 and  $\rho=0.7$  g/cm<sup>3</sup>, and activated the orientator. The fluid properties were determined by means of adjusting inlet and outlet pressure of the closed loop circulation system. As a result they managed to rotate BHA at 4400 while drilling to the desired direction (fig 3 represents a 1800 rotation within 15.19–15.39 and 2600 rotation within 17.20–17.40) The second activation of the orientator was required to equalize reactionary torque of the motor with long coiled tubing while drilling. The success of the BHA I application prevented the use of the BHA II on this particular well. The obtained profile of well 1619G is represented on fig 5.



не. Полученный профиль скважины № 1619Г представлен на рис. 5.

Результаты испытаний выявили ряд недостатков гидравлического ориентатора, к которым следует отнести поворот только по часовой стрелке, т.е. если необходимо уменьшить угол установки отклонителя (УУО), то нужно сделать почти полный оборот КНБК по часовой стрелке до требуемого УУО. Этот процесс отнимает достаточно много времени (несколько отключений-включений насоса с выдержкой пауз между ними). Но если эту особенность ориентатора учитывать в процессе проектирования профиля скважины и при ее бурении, то неудобства можно свести к минимуму.

По результатам бурения опытной скважины собран большой материал в электронном виде, и в настоящее время идет его обработка и анализ.

В настоящее время ИК «БашНИПнефть» совместно с привлеченными компаниями готовит к испытаниям еще ряд компонентов, включая электромеханический ориентатор.

При необходимости в состав КНБК могут быть включены специальные виброгасители — калибраторы, разработанные с возможностью работы в режиме обгонной муфты. А для компенсации потерь осевой нагрузки на трение вследствие локальных искривлений ствола скважины в состав компоновки планируется включить наддолготный гидромеханический нагрузкатель, выполненный по схеме «центратор — яс». Готовятся специальные устройства для возможности выполнения аварийно-ловильных работ безмуфтовой длинномерной трубой.

Инжиниринговая компания «БашНИПнефть» обладает техникой и технологией бурения на гибких трубах на депрессии, причем подавляющая часть оборудования произведена в России и Беларуси. Этот факт значительно сказывается на стоимости проведения работ с использованием колтюбингового комплекса, а именно снижает стоимость скважины в 5–7 раз по сравнению с применением колтюбингового комплекса иностранного производства.

Колтюбинговое бурение на депрессии является мощной технологией, позволяющей получить эффективный результат там, где другие технологии бессильны. Но стоимость применения этой технологии дороже, чем «классического» бурения, поэтому необходим тщательный подбор скважин, проектирование и взвешенный подход в принятии решений при бурении.

The testing results showed a number of limitations of the hydraulic orientator. To the limitations of the orientator could be referred — rotation capabilities only clockwise, that means even if it is necessary to reduce angle of bent sub, the orientator has to make almost a full turn of BHA until it reaches the desired angle. This takes a long time (activation and deactivation of the pump with off-periods). But if one considers this feature of the orientator while planning the well profile for drilling, the disadvantage could be significantly reduced.

According to the results of the test well drilling, there is a huge amount of gathered information and it is being processed today.

Today *IK BashNIPneft* along with attracted companies prepares a number of assemblies for testing, including electromechanical orientator.

If necessary, the BHA may comprise special vibration dampers — calibrators, designed with capability to operate as a overrunning clutch. To compensate the friction loss of axial load as a result of deviation of well bore, the

BHA is planned to comprise above-bit hydro-mechanical power loader, manufactured in accordance with «centralizer — jar» design. Special tools for coiled tubing fishing are being developed.

Engineering company *Bashnipineft* owns drilling equipment and technologies for underbalanced drilling, the biggest part of the equipment has been produced in Russia and Belorussia. This fact significantly reduces the cost of well construction in 5–7 times comparing to the use of foreign coiled tubing system.

The underbalanced coiled tubing drilling is a powerful technology that allows to achieve good results where other technologies fail. The cost of the technology is higher than conventional drilling, that is why a thorough well selection is necessary, as well as planning (designing) and measured approach to the decision making in drilling.

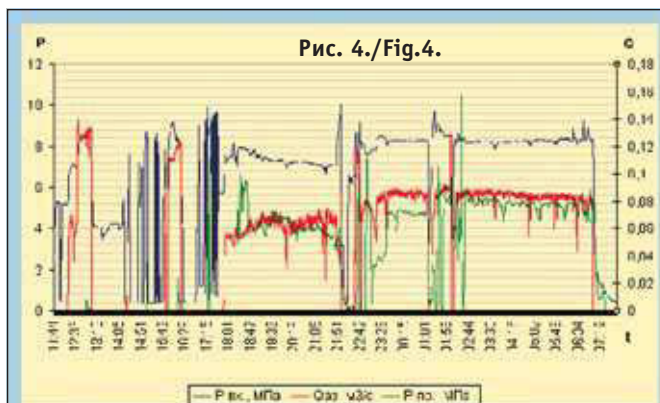
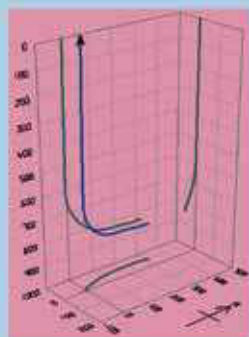


Рис. 4./Fig.4.



Рвх — давление на входе в гибкую трубу, МПа;  
Qаз — расход азота, м³/с;  
Pпр — давление в приемной ёмкости, МПа.  
Pвх — pressure entering coiled tubing, MPa;  
Qаз — nitrogen rate, m³/s;  
Pпр — inlet reservoir pressure, MPa.

Рис. 5./Fig.5.

Колтюбинговый комплекс на базе установки М 4001 в Башнефти  
CT complex on the base of M4001  
CT unit in Bashneft



# FID GROUP

**COILED TUBING EQUIPMENT — OUR PROFESSION**



- Coiled Tubing Units
- Coiled Tubing Equipment Systems
- Offshore Coiled Tubing Equipment
- Blowout Preventer Equipment
- Injectors



Management and Quality System  
certified for conformation to ISO 9001

26, Rybalko Str., 220033 Minsk Belarus

Tel: +375 17 207 89 33

fax: +375 17 248 30 26

E-mail: [info@fidcoiledtubing.com](mailto:info@fidcoiledtubing.com)

<http://www.fidcoiledtubing.com>