

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. ЯНОВСКИЙ, д.э.н., профессор, заместитель
Министра промышленности и энергетики РФ

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель Ученого совета
Некоммерческого Партнерства
«Центр развития колтюбинговых технологий»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Б.Г. ВЫДРИК, начальник отдела внутреннего
потребления и экспорта ТЭК
Департамента ТЭР Министерства промышленности и
энергетики РФ

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель генерального
директора СЗАО «Фидмаш»

В.С. ВОЙТЕНКО, д.т.н., профессор, академик РАЕН

М.Г. ГЕЙХМАН, к.т.н., заместитель начальника
Управления по добыче газа и газоконденсата (нефти)
ОАО «Газпром»

Г.П. ЗОЗУЛЯ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

И.М. КРИВИХИН, главный инженер Сургутского УПНП
и КРС ОАО «Сургутнефтегаз»

Е.Б. ЛАПОТЕНОВА, генеральный директор
СЗАО «Фидмаш»

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, член-корреспондент
Российской инженерной академии, зав. кафедрой
технической механики РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

И.Я. ПИРЧ, заместитель директора УП «Новинка»

В.Н. СЫЗРАНЦЕВ, д.т.н., зав. кафедрой «Машины
и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
ТюмГНГУ

А.Н. ХАМИДУЛЛИН, директор ООО «Колтюбинг-
Сервис»

В.А. ШУРИНОВ, к.т.н., директор Некоммерческого
Партнерства «Центр развития колтюбинговых
технологий»

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A.B. YANOVSKY, Doctor of Economics, Professor, Deputy
Minister of Industry and Energy of the Russian Federation

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L.M. HRUZDZILOVICH, Chairman of the Academic Council
of Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

EDITORIAL BOARD

R. CLARKE, Editor-in-Chief

M.G. GEIKHMAN, Doctor, Deputy Chief of the Department
of Gas, Gas-Condensate (Oil) Production, JSC Gazprom

D.N. GRIBANOVSKY, Deputy Director Generale
of CJSC Fidmash

A.N. KHAMIDULLIN, Director of Coiled Tubing Service LLC

I.M. KRIVIKHIN, Chief Engineer of Surgut UPNP&KRS,
JSC Surgutneftegaz

E.B. LAPOTENOV, Director Generale of CJSC Fidmash

A.G. MOLCHANOV, Doctor of Engineering, Professor,
Correspondence Member of the Russian Engineering
Academy, Head of Department for Technical Mechanics of
the RGU named after I.M. Gubkin

I.Y. PIRCH, Deputy Director of UE Novinka

V.A. SHURINOV, Doctor, Director of Nonprofit Partnership
"Coiled Tubing Technologies Development Center"

V.N. SYZRANTSEV, Doctor of Engineering, Professor
Manager of the Chair of Machines & Equipment for Oil & Gas
Industry of Tyumen State Oil & Gas University

V.S. VOITENKO, Doctor of Engineering, Professor, Member
of the Russian Academy of Natural Sciences

B.G. VYDRIK, Chief of the Office of Internal Consumption
and Fuel-Energy Complex, Fuel-Energy Development
Department of the Ministry of Industry and Energy
of the Russian Federation

G.P. ZOZULYA, Doctor of Engineering, Professor, Manager
of the Chair of Workover and Recovery of Wells of Tyumen
State Oil & Gas University

ПОЗДРАВЛЯЕМ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА ЖУРНАЛА "ВРЕМЯ
КОЛТЮБИНГА" АНАТОЛИЯ БОРИСОВИЧА ЯНОВСКОГО С НАЗНАЧЕНИЕМ НА ПОСТ
ЗАМЕСТИТЕЛЯ МИНИСТРА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ!

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк (rc@cttimes.org)

РЕДАКТОРЫ

Владимир Лебедев (vl@cttimes.org)

Сергей Торпачев (st@cttimes.org)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

Александр Молчанов

д.т.н., профессор, член-корреспондент Российской инженерной академии, зав. кафедрой технической механики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович (ig@cttimes.org),

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Людмила Гончарова

ПЕРЕВОД

Дмитрий Лосицкий

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Анастасия Мухурова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала "Время колтюбинга" и некоммерческим партнерством "Центр развития колтюбинговых технологий" (НП "ЦРКТ") при содействии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ

101000, г. Москва, ул. Маросейка, д.11/4, стр. 4, оф. 19.

Тел./факс: (495) 540-68-56, Тел.: (495) 649-12-07

www.cttimes.org, E-mail: st@cttimes.org

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Министерством РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar, Фидмаш, Foremost, Пакер, Экспоцентр, Welltonic, Вестор Оверсиз Холдингз Лтд., журнал "Нефтегазовая вертикаль"

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии
УП "ПТаХа", 220012, г. Минск, пер. Калинина, 16
ЛП №02330/056841 от 30.04.2004

Заказ № 2997

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (rc@cttimes.org)

EDITORS

Vladimir Lebedev (vl@cttimes.org)

Sergey Torpachev (st@cttimes.org)

SCIENTIFIC CONSULTANT

Alexander Molchanov,

Doctor of Engineering, Professor, Correspondence Member of the Russian Engineering Academy, Head of Department for Technical Mechanics of the RGU named after I.M. Gubkin

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Irina Gruzdilovich (ig@cttimes.org)

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Ludmila Goncharova

TRANSLATION

Dmitry Lositski

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Anastasiya Muhurova (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:

Editorial Board of "Coiled Tubing Times" journal and Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" with assistance of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

11/4, b.4, Maroseyka str., suite 19, Moscow, Russia, 101000

Phone/Fax: (7495) 540 68 56

Phone: (7495) 649 12 07

www.cttimes.org

E-mail: st@cttimes.org

Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies

The Journal is registered by the Ministry of Press, TV and Broadcasting, Mass Communication of the Russian Federation

Registration number ПИ № 77-16977

The materials, the author of which is not specified, are the product of the collective work of the employees of the Editorial Staff.

The journal is distributed by subscription among specialists of oil and gas companies and scientific institutions.

When reprinting the materials the reference to the journal "Coiled Tubing Times" is obligatory. The Editorial Staff not always shares opinion of the articles' writers.

ADVERTISERS

Elmar, Fidmash, Foremost, Paker, Welltonic, Westor Overseas Holdings Ltd., Expocenter, Oil and Gas Vertical Magazine

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



Coiled Tubing Times organized the Eighth Coiled Tubing Conference in Tyumen

Some Comments from Attending Editor in Chief

The recent Coiled Tubing and Well Intervention Conference in Tyumen has again demonstrated obvious progress in the coiled tubing industry in Russian Federation and CIS. More and more new players enter the Russian market of well intervention tools and supply of well intervention services, as well as the market of general oil and gas services. Nowadays almost all serious well intervention service companies understand that it should provide coiled tubing services in addition to general services. Traditional technologies of hydraulic fracturing are also became quite common in the region. In the US, coiled tubing fracturing services is a fast growing sector while in Russia it is still occupied mainly by world leading service companies.

Regrettably, the technology of coiled tubing services is not growing as quickly as desired in the region. Despite the growing number of coiled tubing units and services available, the percentage of large-scale projects with implementation of innovative well intervention technologies is still not well developed in Russia. There are a lot of reasons for it, but mainly it is the result of the absence of demand for high value services from most of the Russian oil and gas operators and financing of service work on the "Remaining Budget" principle.

At the end of this year, a review will note that an increasing number of production companies are abandoning their well servicing departments. There are only a few companies left that have retained their own service department, such as, for example, Surgutneftegas, that completely serves its own needs, and Lukoil, that still keep some workover departments in regional branches, but carrying out active outsourcing. Others assign their well servicing needs to external contractors. As an example of this reverse trend one can mention oil production company Tatneft, that at one time became a service company to some extent. Now it does some well servicing for small oil companies of Tatarstan region and even plans to start working in other Russian oil production areas.

The outsourcing of service departments sprang abroad a long time ago and is closely connected with economical efficiency. Service companies in their turn tend to form alliances. Small ones merge into larger companies because new technologies and equipment demanded by the industry need substantial investment and participation of highly qualified staff.

This trend will definitely grow next year because of the plans to develop heavy oil fields and other projects, which will require the experience of worldwide leaders. The other reason for this is the Russian government's growing concern of the situation with oil and gas development and particularly with lowering the coefficient of oil recovery. Some sanctions proposed recently to solve the problem will definitely cause the demand for innovative services, which can be offered only by strong and developed companies.

Ron Clarke



Восьмая колтюбинговая конференция, организованная журналом «Время колтюбинга» в Тюмени

Комментарий главного редактора

Прошедшая недавно в Тюмени конференция по колтюбингу и внутрискважинным работам снова продемонстрировала очевидный прогресс индустрии колтюбинга в Российской Федерации и СНГ. Всё больше и больше становится участников на российском рынке производителей оборудования для внутрискважинных работ и поставщиков услуг по их

проведению, активно развивается и рынок нефтегазового сервиса в целом. На сегодняшний день практически все серьёзные сервисные компании, работающие в области капитального и текущего ремонта, пришли к пониманию того, что наряду с общим набором сервисных услуг, они также должны предоставлять и работы с применением колтюбинговых технологий. Традиционные технологии проведения гидроразрыва пласта также получили широкое распространение в регионе. В США разрыв пласта с использованием колтюбинга является одним из самых быстрорастущих сегментов рынка, в то время как в России такие работы в основном проводятся только ведущими мировыми сервисными компаниями.

К сожалению, технологии проведения работ с использованием колтюбинга развиваются в регионе не так быстро, как хотелось бы. Несмотря на растущий парк колтюбинговых установок и спектр выполняемых работ с использованием колтюбинга, процент крупномасштабных проектов с применением инновационных технологий внутрискважинных работ в России до сих пор невелик. Это обусловлено целым рядом факторов, но главный из них – отсутствие спроса со стороны большинства российских нефтегазодобывающих компаний на высококачественные и, следовательно, дорогостоящие сервисные работы и финансирование сервисного обслуживания по остаточному принципу.

Завершающийся год продемонстрировал устойчивость тенденции избавления добывающих компаний от своих сервисных подразделений. Осталось лишь несколько операторов, сохранивших их, таких, например, как Surgutneftegas, который полностью удовлетворяет свои потребности в нефтегазовом сервисе, и Лукойл, который до сих пор сохранил несколько подразделений по капитальному ремонту, однако активно продолжает аутсорсинг. Остальные передали проведение сервисных работ сторонним подрядчикам. Примером обратной тенденции можно считать нефтедобывающую компанию Татнефть, которая в некоторой степени стала и сервисной. На данный момент она выполняет сервисные работы для мелких нефтедобывающих компаний Татарстана и даже планирует оказывать услуги по капитальному ремонту скважин в других нефтедобывающих регионах России.

Выделение сервисных подразделений в независимые структуры за рубежом произошло довольно давно и связано с повышением экономической эффективности компании. В свою очередь, сервисные компании демонстрируют тенденцию к укрупнению. Небольшие предприятия вливаются в более крупные, поскольку необходимые отрасли новые технологии и оборудование требуют значительных инвестиций и привлечения высококвалифицированного персонала.

Тенденция всё большего привлечения сторонних сервисных компаний и их укрупнения, скорее всего, ещё больше проявит себя в следующем году, поскольку планы по разработке месторождений сверхвязкой нефти и другие проекты, запланированные на 2008 год, потребуют применения опыта мировых лидеров. Кроме того, этому будет способствовать растущая обеспокоенность российских властей отраслью нефтегазодобычи в целом и ситуацией со снижением среднего коэффициента извлечения нефти в частности. Экономические санкции, предложенные для решения этой проблемы в последнее время, в случае их принятия определённо приведут к росту спроса на инновационные сервисные работы, которые могут быть проведены только сильными и развитыми компаниями.

Рон Кларк

CONTENTS

CONFERENCES & EXHIBITIONS

COMPLEX PRODUCTION SETS HIGHER STANDARDS FOR TECHNOLOGIES	6
---	---

GUEST OF THE ISSUE

THE STATE ROLE IS TO PROVIDE A COMMON FRAMEWORK	14
---	----

PROSPECTS

DEVELOPMENT OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IN RUSSIA	22
---	----

PRACTICE

ASPECTS OF COILED TUBING TECHNOLOGIES APPLICATION IN WELL SUSPENSION, REENTRY AND ABANDONMENT	25
--	----

REGIONS

BELARUSIAN OIL IN THE LIGHT OF HIGHTECH	30
---	----

OIL AND GAS SERVICE IN VENEZUELA: DEVELOPMENT WAYS	34
--	----

TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

RFID TECHNOLOGY FOR DOWNHOLE WELL APPLICATIONS	39
--	----

DEVIN IMPROVES COILED TUBING LIFT FRAME	43
---	----

SCHLUMBERGER RELEASES STIMMAP LIVE	44
------------------------------------	----

BJ SERVICES DEVELOPED DYNACOIL INJECTION SYSTEMS Feeding Chemicals, Water or Solvents into Wells through Capillary Tubing Boosts Production	44
--	----

HALLIBURTON OPTIMIZATION TECHNOLOGY AIDS OSEBERG DEVELOPMENT	46
--	----

KNOWLEDGE AND ROXAR FORM JV TO OFFER RESERVOIR SURVEILLANCE SERVICES	46
--	----

CABOT CONTINUES TO SEE SUCCESS FROM HORIZONTAL DRILLING PROGRAM	47
---	----

JUBILEES

BAKER HUGHES: A CENTURY OF INNOVATION	50
---------------------------------------	----

BAKER HUGHES: YEAR AFTER YEAR	53
-------------------------------	----

NEWS	54
------	----

CALENDAR OF CONFERENCES & EXHIBITIONS	60
---------------------------------------	----

СОДЕРЖАНИЕ

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

ТРУДНЕЕ ДОБЫЧА – ВЫШЕ УРОВЕНЬ ТЕХНОЛОГИЙ	6
--	---

ГОСТЬ НОМЕРА

РОЛЬ ГОСУДАРСТВА – В ВЫРАБОТКЕ ОБЩИХ ПРАВИЛ ИГРЫ	14
--	----

ПЕРСПЕКТИВЫ

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГИБКИХ ТРУБ В РОССИИ	22
--	----

ПРАКТИКА

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ КОНСЕРВАЦИИ, РАСКОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН	25
---	----

РЕГИОНЫ

БЕЛОРУССКАЯ НЕФТЬ В СВЕТЕ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ	30
--	----

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС В ВЕНЕСУЭЛЕ: ПУТИ РАЗВИТИЯ	34
--	----

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ	39
--	----

DEVIN СОВЕРШЕНСТВУЕТ ПОДЪЕМНУЮ РАМУ ДЛЯ КОЛТЮБИНГА	43
--	----

SCHLUMBERGER ВЫПУСКАЕТ STIMMAP LIVE	43
-------------------------------------	----

BJ SERVICES РАЗРАБОТАЛА СИСТЕМУ ВПРЫСКА DYNACOIL Введение реагентов, воды или растворителей в скважины через капиллярные трубки повышает производительность	44
---	----

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМИЗАЦИИ HALLIBURTON СПОСОБСТВУЕТ РАЗВИТИЮ OSEBERG	45
--	----

KNOWLEDGE AND ROXAR FORM JV БУДУТ ПРЕДОСТАВЛЯТЬ УСЛУГИ ПО НАБЛЮДЕНИЮ ЗА КОЛЛЕКТОРОМ	46
---	----

САВОТ ПРОДОЛЖАЕТ ОТМЕЧАТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОГРАММЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ	47
---	----

ЮБИЛЕИ

BAKER HUGHES: СТО ЛЕТ ИННОВАЦИЙ	50
---------------------------------	----

BAKER HUGHES: ГОД ЗА ГОДОМ	52
----------------------------	----

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ	54
----------------	----

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ И ВЫСТАВОК	60
----------------------------------	----

COMPLEX PRODUCTION SETS HIGHER STANDARDS FOR TECHNOLOGIES

ТРУДНЕЕ ДОБЫЧА – ВЫШЕ УРОВЕНЬ ТЕХНОЛОГИЙ

Vladimir LEBEDEV & Sergey TORPACHEV, *Coiled Tubing Times*

Владимир ЛЕБЕДЕВ, Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

Recent development of oil industry in Russia, as well as in many other countries of the region, has been associated with substantial worsening of the hydrocarbon reserves structure, which is primarily connected with a drastic depletion of a big number of major highly productive fields and with bringing into development of oil resources whose production is problematic. Under such conditions it is crucial to master new well intervention technologies, which could help to keep oil production at a high level without any noticeable increase in its cost. That was noted by most of the speakers of the 8th Coiled Tubing and Well Intervention Conference, which was organized in Tyumen by Coiled Tubing Times journal and Non-Commercial Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" (NP CTTDC, Moscow).

Lately the problem of hard to recover reserves of hydrocarbons development causes more and more interest on the highest level of federal administration in Russia. It is natural, because now Russian companies recover only 30-35% of discovered reserves, permanently losing other 65-70%, and the precise number depends on the level of production enhancement technologies. Complex application of such technologies as multilaterals drilling, sidetracking, fracturing, selective stimulation, packer technologies etc. allows to improve the part of recoverable reserves by 5-7%. And if in Russia the mean value of coefficient of oil recovery (COR) is approximately equal to 0.29, in Norway, for example, due to application of latest developments of leading world service companies, mean COR makes 0.45. The obvious trend of lowering the COR value in Russia causes concerns of specialists. Actually, according to the estimates of academician Ivan Nesterov, during the last 40 years it drops from the value of 0.51, which is equivalent to the lost of 15 bln tons of oil of potentially

Развитие нефтяной промышленности России, как и многих других стран региона, в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов углеводородного сырья, что в основном связано со значительной выработкой многих крупных высокопродуктивных месторождений, а также вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В этих условиях исключительно важное значение приобретает освоение новых технологий, позволяющих удержать нефтедобычу на высоком уровне без существенного удорожания процесса. Это отмечали все докладчики прошедшей в Тюмени 8-й Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, организаторами которой выступили журнал «Время колтюбинга» и Центр развития колтюбинговых технологий (НП ЦРКТ, г. Москва).

Проблема разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья в последнее время в России уделяется всё больше внимания на самом высоком уровне. И это закономерно, поскольку сейчас российские компании извлекают лишь 30-35% разведанных запасов, безвозвратно теряя остальные 65-70%, причём конкретная цифра зависит от уровня применяемых технологий повышения нефтеотдачи пласта. Комплексное применение таких технологий интенсификации добычи, как строительство многоствольных скважин, зарезка боковых стволов, гидроразрыв пласта, селективная обработка пласта, пакерные технологии и другие, позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи на 5-7%. И если в среднем в России коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,30, то, например, в Норвегии, за счёт использования методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи с использованием последних разработок в этой области ведущих мировых сервисных компаний, КИН составляет 0,45. Беспокойство вызывает и чёткая тенденция снижения КИН в России, в результате чего, по оценке академика Ивана Нестерова, за последние десятилетия он упал с 51 до 29%, что эквивалентно потере 15 млрд. т нефти потенциально

recoverable reserves, the same quantity, which was produced during the whole history of oil industry in Russia. That is why in April, 2007 Minister of Natural Resources of Russian Federation Yuri Trutnev announced, that the economical sanctions will be applied to the oil production companies, which have actual COR of the field lower than declared in the technical project. Actually, such companies will have to pay for the oil, which they planned to recover, as if they actually produced it.

According to the above mentioned, there is nothing strange that the 8th Coiled Tubing and Well Intervention Conference, which was organized by the Coiled Tubing Times journal and the Center for Coiled Tubing Technologies Development at September 19-20, caused significant interest from working in Russia domestic and foreign companies. The high significance level of the event was also proved by the fact, that it was sponsored by NOV Fidmash, the leading manufacturer of coiled tubing equipment in the market of Russia and other CIS countries, and Westor Overseas Holding, which develops and apply solutions for well stimulation and production enhancement. The technical session, held under the name of "Coiled Tubing Technologies, Equipment and Tools for Drilling", was sponsored by Foremost Industries, which is a Canadian company manufacturing hybrid coiled tubing units for oil and gas industry and present in the Russian market since the end of 1960s. Another technical session "Production Enhancement. Coiled Tubing Drilling. Fracturing" was



Opening of the conference. Alexander Crabtree is addressing the meeting
Открытие конференции. К участникам обращается Алекс Крэбтри



Leo de Vries
Лео де Вриз

sponsored by world leading service company Schlumberger.

The conference was attended by representatives of about 50 companies - oil and gas (Gazprom, TNK-BP, Surgutneftegaz, Tatneft etc.), service companies (BJ Services, Integra, Weatherford, CATConeft etc.) and also producers of equipment and materials for well intervention (NOV Fidmash, Foremost, Packer, SMM, Air Liquide etc.). For the first time in frames of the conference the seminar for coiled tubing technologies, which was attended by about 80 participants, was also held at September, 20.

The main conclusion, which can be made after the event, is that organizers managed to create the platform, which already 8 years attracts specialists in area of new well intervention technologies implementation and development

извлекаемых запасов, т.е. столько, сколько добыто за всю историю нефтяной промышленности России. В этой связи ещё в апреле т.г. министр природных ресурсов РФ Юрий Трутнев заявил о том, что в отношении добывающих компаний, допускающих снижение КИН, будут применяться экономические санкции в виде взимания штрафов за не добытую в результате нарушения технического проекта нефть в размере НДС, т.е. компании будут платить за невыполнение технологических показателей по извлечению нефти, установленных проектом, как если бы они добывали её.

Учитывая вышеизложенное, неудивительно, что прошедшая 19-20 сентября в Тюмени 8-я Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам вызвала значительный интерес у работающих на российском рынке зарубежных и отечественных компаний. Высокий уровень мероприятия подчеркнуло то, что официальными спонсорами мероприятия стали NOV Фидмаш — ведущий производитель колтюбингового оборудования на рынке России и других стран СНГ, а также сервисная компания Вестор Оверсиз Холдингз, занимающаяся комплексным применением технологий нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи. Спонсором технической сессии «Колтюбинговое оборудование, в том числе, для бурения. Инструмент. Вспомогательное оборудование» выступила канадская компания Foremost Industries, производящая гибридные колтюбинговые установки для нефтегазовой отрасли и присутствующая на российском рынке с конца 1960-х годов, а спонсором технической сессии «Колтюбинговое бурение. Гидроразрыв пласта. Интенсификация притока» — мировой лидер в области нефтегазового сервиса компания Schlumberger.

Участниками конференции стали представители около 50 как нефтегазодобывающих (Газпром, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Татнефть



From left to the right: *Ron Clarke*, Editor-in-Chief, Coiled Tubing Times Journal; *Alexander Crabtree*, Senior Co-Chair, Intervention & Coiled Tubing Association; *Elena Lapotentova*, Director Generale, NOV Fidmash; *Leonid Gruzdilovich*, Chairman of the Academic Council, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"

Слева направо: *Рон Кларк*, главный редактор журнала «Время колтюбинга»; *Алекс Крэбтри*, старший сопредседатель международной колтюбинговой ассоциации ICoTA; *Елена Лапотентова*, генеральный директор NOV Фидмаш; *Леонид Груздилович*, председатель Ученого совета НП «Центр развития колтюбинговых технологий»

as well as representatives of service companies, which only plan to use the innovative production enhancement technologies in their activity. Both categories were interested in sharing experience and getting the information about new equipment and tools available, which became a subject of a number of presentations.

The 8th Coiled Tubing and Well Intervention Conference was opened by the chairman of the Academic Council of the Coiled Tubing Technologies Development Center, Leonid Hruzdilovich. The event was also attended by Senior Co-Chair of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA) Alexander Crabtree, who greeted the conference participants and spoke about the activity of this international organization and its plans to establish a Russian Chapter. He also noted that the main goal of his visit is to get understanding if there is any need and possibility to start such a Chapter in Russia.



Sergei Yurutkin
Сергей Юруткин

Significant interest of participants was caused by presentation of Konstantin Burdin, Manager for commercial development of Schlumberger, told the conference participants about the application of i-District integrated control system in optimization of operations, which involve the application of coiled tubing. This system makes it possible to unite all the links of the production chain – from the personnel management to operative control of coiled tubing

и др.), так и сервисных компаний (BJ Services, Интерпра, Weatherford, КАТКонефть и др.), а также компаний-производителей оборудования, инструмента и материалов для внутрискважинных работ (NOV Фидмаш, Foremost, Пакер, СММ, Air Liquide и др.). Кроме того, в рамках конференции 20 сентября впервые прошёл учебный семинар по колтюбинговым технологиям, собравший около 80 участников.

Главным итогом прошедшего мероприятия можно, пожалуй, назвать тот факт, что организаторам удалось создать площадку, на которой уже восьмой год собираются как специалисты в области использования и разработки новых технологий внутрискважинных работ, так и представители тех сервисных компаний, которые ещё только собираются внедрять инновационные методы повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи. И тем и другим было интересно как обменяться опытом, так и узнать о новинках в области оборудования и инструмента, которым была посвящена значительная часть докладов.

8-ю Конференцию по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам традиционно открыл председатель Ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий Леонид Груздилович. Кроме того, почётным членом президиума и первым докладчиком конференции стал старший сопредседатель такой авторитетной международной организации, как Ассоциация специалистов, занимающихся колтюбингом и внутрискважинными работами (ICoTA), один из топ-менеджеров компании BJ Services Александр Крэбтри. Он поприветствовал участников конференции и рассказал о работе своей организации и планах по созданию российского отделения этого международного объединения.

Значительный интерес у участников вызвала презентация менеджера по развитию бизнеса компании Schlumberger Константина Бурдина, который рассказал об использовании интегрированной системы управления i-District в оптимизации работ с применением колтюбинговых технологий. Система позволяет связать воедино все звенья производственной цепи — от управления персоналом до оперативного контроля работы колтюбинговых установок — с целью улучшить качество оказываемых услуг.

Для практиков был очень полезен доклад заведующего лабораторией по эксплуатации и ремонту скважин института ТюменНИИгипрогаз Александра Кустышева, который сосредоточил внимание присутствующих на некоторых аспектах капитального и текущего ремонта скважин. Учитывая, что на ряде месторождений Тюменской области с применением колтюбинговых технологий проходит

units in the field, thus improving quality of the provided services.

From practical point of view, very interesting information was represented by Alexander Kustyshev, Head of Laboratory of Tyumen Gyprogaz R&D Institute, who drew the participants' attention to some aspects of well workover and servicing. The achieved results are especially interesting given the fact that in a few fields of the Tyumen region more than 40 percent of workover are carried out with the use of coiled tubing technologies. Among the achievements of the institute one can mention mastering of more than 20 technologies and applications for coiled tubing including, for example, four technologies for gas wells killing, which earlier were not considered suitable for coiled tubing use in Russia.

The representatives of Uraltrubmash spoke about their plans to bring the production of long pipes to conformity with the requirements of API 5ST and API 5LCP standards, thus improving the quality of domestic products. Besides, they also shared their experience in laying a pipeline with the use of coiled tubing (unlike other methods, this technique makes it possible to build a multi-kilometer pipeline within a few hours).

From point of view the questions asked the most interest was caused by the report called "Hybrid Coiled Tubing Drilling Units – The Most Up-to-date Solution, Developed by Foremost Industries". The conference participants wondered, in which extent the Canadian experience can be used in Russia, and interested in the technical details of application of this new equipment, which in distinction from traditional coiled tubing units designed not for well intervention applications, but for new wells drilling in terms,

уже более 40 процентов ремонта, полученные результаты весьма интересны. В институте освоено более 20 технологий и операций по работе с гибкой трубой, в том числе, например, 4 технологии по глушению газовых скважин (до сих пор это направление не считалось прерогативой колтюбинга в России).

Представители Уралтрубмаша рассказали о планах по приведению производства длинномерных труб в соответствие с требованиями стандартов API 5ST и API 5LCP, что позволит улучшить качество отечественной продукции, а также поделились опытом прокладки трубопроводов с применением колтюбинговых труб (озвученный метод, в отличие от других, позволяет создавать многокилометровый трубопровод за считанные часы).

Если судить по количеству заданных вопросов, то наибольший интерес у собравшихся вызвал доклад "Гибридные колтюбинговые буровые установки — новейшая технология, разработанная компанией Foremost Industries". Участников конференции интересовало, насколько канадский опыт применим в условиях России, а также технические аспекты использования этого нового оборудования, в отличие от традиционных колтюбинговых установок, предназначенного не для внутрискважинных работ, таких как бурение вторых стволов, а для бурения новых скважин в сроки, на порядок меньшие, чем при использовании традиционной колонны.

Презентация менеджера по развитию бизнеса компании iiiTEC Рональда Кларка была в основном посвящена будущему колтюбинговых технологий и оборудования. Г-н Кларк рассказал о применении технологии RFID («радиочастотной идентификации») для проведения внутрискважинных работ и о возможностях, которые открываются перед разработчиками и практиками за счёт внедрения этой инновационной интеллектуальной беспроводной технологии.

С обстоятельным докладом «Оборудование для внутрискважинных работ и стимулирования притока. Колтюбинговое оборудование» выступил представитель NOV Фидмаш Сергей Юруткин. В частности,





он отметил такой красноречивый факт, что более 50% оборудования, поставляемого компанией в 2007 году, является результатом научно-технических разработок, причём свыше 60% поставляется мировым лидерам сервисных услуг. Как весьма интересный в части инноваций был оценен и доклад заместителя директора УП «Новинка» Ивана Пирча, посвященный разработанной его предприятием системе направленного бурения СНБ89.

На семинаре «Основы колтюбинга» наиболее яркими получились доклады представителя Татнефти Джамиля Гирфанова, рассказавшего о практике применения колтюбинговых технологий в Татарстане и ответившего на многочисленные вопросы, а также директора по развитию бизнеса в России и СНГ компании Weatherford Лео де Вриза, на конкретных примерах показавшего, как в различных условиях может применяться инструмент для

in tens times shorter than using traditional technology.

Presentation by Ronald Clarke, Business Development Manager of iiiTEC, was mainly dedicated to the future of well intervention technologies and for the most of conference participants looks rather revolutionary. Mr. Clarke spoke about the RFID Technology for downhole well applications, and about the possibilities, which become available by applying this innovative intelligent interventionless technology.

Quite a detailed presentation called "Equipment for Well Intervention and Stimulation. Coiled Tubing Equipment" was made by NOV Fidmash representative Sergei Yurutkin. Particularly he mentioned such impressing fact, as that more than 50 percent of the equipment supplied in 2007 was a result of scientific and technical development; and over 60 percent is supplied to the world leading service companies. Another appreciated innovative report was made by Ivan Pirch, Deputy Director of Novinka Unitary Enterprise, whose speech was dedicated to the directional drilling system СНБ89, developed by his company.

The most interesting reports at the "Coiled Tubing Basics" seminar were presented by the representative of Tatneft Jamil Girfanov, who spoke about the practical application of coiled tubing in Tatarstan and answered numerous questions, and by Leo de Vries, Business Development Manager of Weatherford, responsible for Russia and CIS regions, who instantiated the application of the well intervention tools in different conditions. A special interest at the seminar was taken in application of frac technologies.

By the way, this event also had shown that a number of oil and gas specialists still think that coiled tubing technologies are quite a special and too expensive. The reason of popularity of this incorrect opinion in Russia is that a lot of Russian oil and gas production companies use wrong approach while drawing the calculation for well workover

внутрискважинных работ. Особый интерес в ходе семинара был проявлен к использованию технологии гидроразрыва пласта.

Прошедшая конференция, однако, показала, что, к сожалению, до сих пор для многих специалистов нефтегазовой отрасли работы с использованием колтюбинговых технологий всё ещё представляются достаточно узкоспециальными и высокочрезвычайными процессами. Основная причина того, что это зачастую неверное представление и сейчас ещё широко распространено, заключается в неправильном



Ivan Pirch
Иван Пирч

подходе к расчёту стоимости работ по капитальному ремонту. Главным конкурентным преимуществом колтюбинговых технологий по сравнению с традиционными методиками является значительное сокращение времени проведения работ. Поэтому если при расчёте стоимости не учитывать время простоя скважины и не добытое за это время углеводородное сырьё, то, разумеется, использование колтюбинга может показаться экономически невыгодным. Кроме этого, целый ряд высокоэффективных новых технологий повышения нефтеотдачи пласта требуют применения колтюбинга и просто не могут быть выполнены за счёт использования традиционных средств.

Профессор ТюмГНГУ Григорий Зозуля поднял проблему, связанную с

www.neftegaz-expo.ru



12-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

23-27 июня 2008

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия)

«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

 **ЭКСПОЦЕНТР**



Генеральный
информационный
партнер:

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

ЦВК «Экспоцентр»

123100, Россия, Москва,

Краснопресненская наб., 14

Тел.: (495) 255-37-61, 255-29-29.

255-37-99, 255-39-46

Факс: (495) 605-60-55

E-mail: neftegaz@expocentr.ru

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ

ПОЛНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

О ТЕХНОЛОГИЯХ, ОБОРУДОВАНИИ И ПРОФЕССИОНАЛАХ

**ДЛЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ,
НАЧАЛЬНИКОВ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПО РЕМОНТУ И БУРЕНИЮ СКВАЖИН,
СПЕЦИАЛИСТОВ УПРАВЛЕНИЙ КРС И ПРС,
РАБОТНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОТДЕЛОВ**



ПРИБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

E-mail: ig@cttimes.org

Тел.: +375 17 203 8554;

+7 495 540 6856

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

E-mail: ig@cttimes.org

Тел.: +375 17 204 8599;

+7 495 540 6856

costs. The main competitive advantage of coiled tubing implementation in comparison with traditional techniques is significantly less time for work performing. That is why if one will not take into account the time lost for workover and hydrocarbons which could be produced during it the use of coiled tubing may look economically unprofitable. Besides, it is quite clear that a number of high effective production enhancement technologies require coiled tubing anyway.

Professor Grigoriy Zozulya, Head of the Well Repair and Recovery Department of the Tyumen State Oil and Gas University, spoke about the problems of coiled tubing engineers training. Particularly, he noted: "Creation of highly efficient innovative technologies is the objective prerequisite for the future development of the Russian oil and gas industry. To achieve this goal, highly qualified specialists are needed, whose background knowledge was acquired at the universities". Lack of qualified personnel for oil and gas development is not a specific Russian problem and is common to all countries, which use new well intervention technologies and equipment. The main reason of this is that constantly widening range of production enhancement processes and variety of available techniques lead to the growing requirements for specialists, who work in this field. The coiled tubing market, which grows about 14% per year, also demands constant growth of the number of specialists employed. Mr. Zozulya suggested that active participation of service and production companies in creation of training centers at the largest Russian oil and gas universities and organizing for students the seminars, dedicated to new developments and projects of these companies, will help to solve this problem or at least will make it not so urgent. It seems that in Russia the positive experience of ICoTA with establishing grants for students who are interested in well intervention can also be applied.

Estimating this conference in the whole, it should be noted, that these annual meetings of specialists attract more and more participants every year and the quality of presentations is steadily growing as well. The main result of this event is that it helps to gather the increasing number of specialists from various coiled tubing and well intervention tools producers, service and oil and gas production companies, who are interested in development of innovative production enhancement technologies in Russia, who can discuss on this meetings their current problems and difficulties, share the experience of successful projects and plans for the future. ■



Jamil Girfanov
Джамиль Гирфанов

подготовкой кадров для работы с колтюбингом. Как заметил докладчик, «объективным необходимым условием дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности России является создание высокоэффективных инновационных технологий, а создать их под силу только специалистам высокой квалификации, основы образования которых закладываются в вузах». Проблема набора и подготовки персонала не является исключительно российской и на данный момент характерна для всех стран, использующих при добыче углеводородного сырья новые технологии и оборудование для внутрискважинных работ. И это естественно, поскольку постоянно расширяющийся спектр этих работ и разнообразие используемых технологий предъявляют всё более высокие требования к работающим в отрасли специалистам. В этой связи актуальным представляется активное привлечение работающих в этой области сервисных и добывающих компаний для создания учебных центров при крупнейших российских нефтегазовых университетах и проведение специалистами этих компаний семинаров, посвящённых их новым разработкам. Определённую позитивную роль здесь может сыграть и создание российского филиала ICoTA, который мог бы учредить ряд стипендий для студентов и аспирантов российских нефтегазовых ВУЗов.

В целом, оценивая прошедшую конференцию, следует отметить, что эта ежегодная встреча специалистов с каждым годом собирает всё большее количество участников, растёт также и качество предоставляемых технических презентаций. Главное же, что благодаря этому мероприятию постепенно формируется всё больший круг специалистов из самых различных компаний, как производителей оборудования для внутрискважинных работ, так и сервисных и добывающих, которые заинтересованы в развитии в России инновационных технологий проведения внутрискважинных работ и на таких встречах могут обсудить свои насущные проблемы и планы дальнейшей работы. ■

9th Coiled Tubing and Well Intervention Conference September 2008

9-я Конференция по колтюбинговым
технологиям и внутрискважинным работам
Сентябрь 2008

THE STATE ROLE IS TO PROVIDE A COMMON FRAMEWORK

РОЛЬ ГОСУДАРСТВА – В ВЫРАБОТКЕ ОБЩИХ ПРАВИЛ ИГРЫ

Last Coiled Tubing and Well Intervention conference in Tyumen, organized by our journal, was attended by Senior Co-Chair of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA) Alexander Crabtree. During the conference Mr. Crabtree met with the editor, Vladimir Lebedev, and told our readers about the purpose of his visit and ICoTA work, as well as, shared his thoughts about the industry and coiled tubing development.

Vladimir LEBEDEV (VL): The first question is naturally about the purposes of your visit, why there is still no ICoTA Chapter in Russia and do you plan to change this situation, and how ICoTA can help in coiled tubing development in Russia?

Alexander CRABTREE (AC): Russia and other CIS countries – is about 14% of the coiled tubing market around the world in terms of number of units, but it is also important because it is a growing market. I think why ICoTA helped in the past in the other areas is because the organization is a good forum for all parts of the industry to get together – for coiled tubing units manufacturers, service providers, tool providers, pipe manufactures and also oil and gas companies. It's given good meeting opportunities to get together in terms of sharing the technologies, the ideas, where they see a potential to develop the market or where there are gaps in the technology and so forth. A lot of that activity actually doesn't happen necessary at the conferences; it also happens at luncheon workshops and things like that that a particular Chapter organizes.

So it is always been a desire of ICoTA to encourage the formation of new Chapters in other parts of the world. But the feeling has been that we haven't really been able to find the right mechanism to try to establish a Chapter here in Russia. Of course it is always a question of where should the new Chapter be, and then the question arises: how do we find the right mechanism to do that?

There has been a proposal from a couple of companies, which suggested that together they might assist in helping the new Chapter be started. These companies might become

В работе прошедшей недавно конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам в Тюмени, организованной нашим журналом, принял участие старший сопредседатель Ассоциации по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA) Александр Крэбтри. В ходе конференции господин Крэбтри встретился с редактором Владимиром Лебедевым и рассказал нашим читателям о целях своего визита, деятельности ICoTA, а также поделился своими взглядами на состояние отрасли и развитие колтюбинга.

Владимир ЛЕБЕДЕВ (ВЛ): Мой первый вопрос, конечно же, о целях Вашего визита, почему до сих пор нет российской секции ICoTA, собираетесь ли Вы предпринять что либо для изменения такого положения и каким образом ICoTA могла бы стимулировать развитие колтюбинга в России.

Александр КРЭБТРИ (АК): Россия вместе с другими странами СНГ составляет около 14% мирового рынка колтюбинговых установок, кроме того, важно отметить, что это растущий рынок. Я думаю, причина, по которой ICoTA в прошлом оказывала поддержку развитию колтюбинга в других регионах, состоит в том, что наша организация позволяет свести вместе все сегменты отрасли – производителей колтюбинговых установок, сервисные компании, изготовителей оборудования и труб, а также нефтегазодобывающие компании. Она предоставляет отличные возможности для обмена технологиями, идеями относительно развития рынка или решения технологических проблем и тому подобного. Совсем необязательно, чтобы такой обмен происходил на конференциях, это может иметь место и во время деловых завтраков или схожих мероприятий, организуемых той или иной секцией.

Поэтому ICoTA всегда способствовала созданию секций по всему миру. Но мы считали, что пока ещё не нашли необходимый механизм для создания такой секции в России. Конечно, вначале всегда возникает вопрос, где она будет находиться, однако затем возникает основная проблема: как мы можем определить верный механизм для её учреждения и развития?

Нам поступило предложение от нескольких компаний, которые совместно могли бы предоставить определённую поддержку для открытия новой секции. Эти компании могут стать её управляющими

Director members and that will help us move forward. The suggested mechanism would require ICoTA to make a small change in our rules, which we use to govern ourselves, because it is not quite the same structure as we would normally have. So the purpose of my visit is on behalf of the ICoTA Board to look at the annual Coiled Tubing and Well Intervention Conference in Tyumen and also talk to those people to see whether or not this is a possible plan. I will go back and make my report to the Board of Directors on what I've observed and discuss with them whether or not the proposal is viable. Generally speaking, my primary purpose in being here is to see if the proposal is something that is in a line with the general philosophy of ICoTA, which is to provide a forum for discussion and sharing of ideas and being focused on our general industry concerns.

VL: Do you think that there are enough coiled tubing specialists here in Russia to start a Chapter?

AC: I think there are enough people to make a Chapter run. You don't need a lot of people to get it started. I think what you really need are probably six or ten people who are enthusiastic and have the energy to organize things and start trying to encourage the others to join. To be honest, Chapters and how active they are goes through cycles anyway. One year a Chapter may be very active, and then for six month it's a little bit quite and then active again. What you always need is a core of people that will help to maintain and drive that.

I guess you could ask question why now. I think that the answer to that is partly because there are some people now working within Russia, who know ICoTA and have been to ICoTA functions and ICoTA meetings. These people would help to establish an ICoTA Chapter on a uniform basis. It is also consistent with ICoTA philosophy.

VL: What on your opinion are the main benefits of joining ICoTA and how it can help specialists in their everyday work?

AC: I think first and foremost joining ICoTA allows you to mix with your fellows, professionals and technicians, and understand that there are other people who have the same difficulties that you do day-to-day, so you can share common



Alex CRABTREE has more than 24 years experience in the oil and gas service industry and has been with BJ Services for the past 14 years. He has been involved with the coiled tubing industry since 1984. In addition to coiled tubing he has worked in the cement, fracturing, acidising, nitrogen, leak detection, fishing and industrial cleaning services during his career. Work assignments have included work in the Middle East, Far East, North Sea and North America in numerous engineering and management positions. He has authored 10 papers, holds 4 patents, is a past program committee chairman for the SPE/ICoTA CT Conference and the SPE Applied Technology Workshop. For 2001-2002 Season he was an SPE Distinguished Lecturer. Currently, he is the Co-Chair of the Intervention and Coiled Tubing Association. He holds a BSc in Mechanical Engineering.

Алекс КРЭБТРИ работает в области нефтегазового сервиса более 24 лет, причём последние 14 из них - в компании BJ Services. Технологиями, использующими колтюбинг, занимается с 1984 года. За время своей профессиональной деятельности он также работал в области цементирования, разрыва пласта, кислотной стимуляции, азотирования, определения утечек, ловильных работ и промышленной очистки. На различных этапах своей карьеры он работал на Ближнем Востоке, Дальнем Востоке, Северном море и Северной Америке, занимая различные инженерные и руководящие должности. Он является автором 10 научных работ, 4 патентов, был председателем программного комитета колтюбинговой конференции, проводимой совместно Обществом нефтегазовых инженеров SPE и Ассоциацией колтюбинга и внутрискважинных работ ICoTA, а также семинара SPE по прикладным технологиям. В 2001-2002 был признан Заслуженным лектором SPE. На данный момент является сопредседателем ICoTA. Имеет степень бакалавра в области машиностроения.

членами и тем самым продвинуть вперёд нашу работу по созданию российской секции. Такой механизм потребовал бы от ICoTA некоторых изменений наших внутренних правил, потому что подобная структура несколько отличается от той, которой мы обычно руководствуемся. Таким образом, цель моего визита как представителя совета ICoTA – это участие в ежегодной конференции в Тюмени, а также встречи с представителями этих компаний, для того чтобы определить, осуществим ли этот план. По возвращении я подготовлю доклад для Совета директоров, в котором расскажу обо всем увиденном, а также о том, насколько возможна реализация нашего проекта. В общем, цель моего приезда сюда – убедиться, совпадает ли данное предложение с общей философией ICoTA, которая состоит в предоставлении всем желающим возможности для дискуссии и обмена идеями об основных проблемах и перспективах развития отрасли.

ВЛ: По Вашему мнению, в России достаточное количество специалистов в области колтюбинга для того, чтобы создать здесь секцию?

АК: Я думаю, здесь достаточно людей для работы секции. Для начала их необходимо совсем немного. На самом деле нужно всего шесть-десять энтузиастов, достаточно энергичных для первоначальной организации работы и привлечения новых членов. Откровенно говоря, в любом случае активность секций проходит разные стадии. Год активности сменяется относительным затишьем в течение шести месяцев, а затем опять подъемом. Однако необходимо, чтобы всегда работало ядро активистов, которые помогут наладить повседневную деятельность и обеспечат дальнейшее развитие секции.

Вы могли бы спросить, почему вопрос о создании российской секции возник именно сейчас. Отчасти ответ заключается в том, что в России есть люди, знающие ICoTA и её особенности, бывавшие на наших встречах. Они помогут выстроить секцию ICoTA на общих основаниях с другими секциями организации и в соответствии с её философией.

ВЛ: Каковы, на Ваш взгляд, главные преимущества членства в ICoTA и как оно может помочь специалистам в их ежедневной работе?

АК: В первую очередь, членство в ICoTA позволяет вам общаться с коллегами,

issues and problems. Also it does allow you to meet people from not only your competitor companies, but from your suppliers and from your customers as well, so you can share knowledge and understanding and raise questions.

This possibility is realized through the conferences and the luncheon workshops. Each Chapter has a lunch once a month and they have a technical presentation at it. Most of our members find that this is a most beneficial part of being a member, because participating in these luncheons allows you to find out some details about the problems your work on and gives the opportunity to speak to the experts in this field.

In Canada one of the benefits in being an ICoTA member is the possibility to participate in regulations development. The Alberta Utilities and Energy Board, which is in control of the regulations for the gas activity in Alberta, forms committees and working groups to help write regulations as they need it. ICoTA has a presence on some of those groups, who aim to help the recommended industry practices be put together. So that way, on those working groups, you can represent the industry without necessarily representing the interests of a particular company. It means that you can represent a more broad perspective. I think that has a value, because there is always concern, if you are there and a member of a company and representing a company, you are really representing the best practice or you are representing the best practice as your company understands it, and it may not be the same thing.

Participation in ICoTA activities also allows you to broaden your general knowledge. When you work in a company, it doesn't matter what company, you tend to have excellent knowledge about your products, your services, what you are able to offer and so on. You don't always have the opportunity to get to know about other industry developments.

At the moment we are trying to work quite strongly on developing our knowledge library. We are in the process of putting together all the presentations which happen at the luncheons and also the presentations at some of the conferences. We want to put it online, so they will be available for the members. I think that will be quite helpful too.

VL: One of the problems that coiled tubing industry meets is lack of personnel. Could you share your thoughts about your vision of the current situation and the reasons for it? Does ICoTA deal with this problem?



профессионалами и специалистами. Оно дает понимание того, что есть множество людей, которые изо дня в день сталкиваются с теми же проблемами, что и вы, людей, с которыми вы можете обмениваться мнениями и делиться опытом. Кроме того, такие встречи помогают встречаться не только с представителями конкурирующих фирм, но и с вашими заказчиками или потребителями. Так что можно обменяться наработками и обсудить отдельные вопросы. Такая возможность предоставляется во время проведения конференций и деловых завтраков. Последние каждая секция проводит ежемесячно, и в их рамках проводятся технические презентации. Некоторые из наших членов считают этот момент для себя самым важным, ведь такие встречи позволяют узнать больше о насущных проблемах и обсудить со специалистами пути их решения.

В Канаде одна из выгод членства в ICoTA заключается в возможности принимать участие в разработке нормативных документов. Совет провинции Альберта по коммунальным услугам и энергетике, отвечающий за все работы по добыче и распределению газа в провинции, создает комитеты и рабочие группы по подготовке необходимой документации. ICoTA принимает участие в работе некоторых групп, суммируя опыт отрасли в данном направлении. В таких группах вы можете представлять интересы отрасли, не защищая интересы той или иной компании. Это позволяет предложить более широкий взгляд на проблему, что, несомненно, очень важно. В таких случаях всегда возникает неопределенность: если вы представляете конкретную компанию, является ли ваше решение действительно наилучшим или это наилучшее решение с точки зрения вашей компании? Между тем, это может быть не совсем одно и то же.

Участие в деятельности ICoTA расширяет ваши горизонты. Когда вы работаете на компанию, не важно, какую, у вас должно быть отличное понимание и знание предлагаемых ею услуг и оборудования. В то же время, у вас не всегда есть возможность узнать о последних достижениях отрасли.

Сейчас мы усиленно работаем над созданием базы данных, для чего собираем вместе презентации с конференций и деловых завтраков. Мы хотим разместить все это в Интернете, сделав доступным и полезным для членов организации.

ВЛ: Одна из проблем, с которой сталкивается индустрия колтюбинга – нехватка персонала. Что Вы можете сказать по данному поводу? Работает ли ICoTA над решением данной проблемы?

АК: Да, действительно, наблюдается серьезная нехватка квалифицированных специалистов, особенно специалистов, которые непосредственно работают на скважинах. Я имею в виду операторов, супервайзеров для колтюбинга, их очень не хватает. Это относится



AC: Yes, there is a big shortage of skilled people, especially skilled wellsite people. I mean people like operators, supervisors and so on for coiled tubing, there is a massive shortage. That doesn't just apply to coiled tubing. Drilling rigs are facing the same problems with finding qualified assistant drillers and drillers and trying to draw and attract skilled people. This is a skill shortage area anywhere in the world.

If you look at the industry press you will see time and time again articles about "How can we attract a people into the industry?". And if you look at the demographic of the industry you will see that there are a lot of people who are 47 years old and older, and that age group consists of about 60% of the workforce. Then there are some people of 30 and younger to about 25 with a huge gap in the middle. Now this gap is starting to make it presence felt. So you keep reading about this and the concern is massive, because that gap reflects when the industry was in recession.

We are non-profitable organization, but we do raise funds. Obviously we need funds to operate and arrange conferences and other events. Some of the things that our Chapters are doing is establishing scholarship awards to students and assisting in that way. This is also makes ICoTA noticed in the student body and, therefore, they start to be interested in ICoTA, what is coiled tubing about, what is intervention about. At the annual conference we usually arrange free entrance to the event for undergraduates of a couple of the universities, and we do the same with one of the technical schools. So we are trying to interface with the student bodies in this manner. It is one of the concerns we are trying to address, it is not an easy one.

In Aberdeen the European Chapter is also trying to deal with this problem. They are looking into methodology and what they can do to encourage interest to the industry within the local community. It is really a local community way. I think that ICoTA can also help in that by providing some support to the Chapter in try to do this activity, for example by providing materials through our members web-site.

VL: Maybe one of the reasons of this obvious shortage of skilled personnel is the quick development of the industry. How do you estimate the coiled tubing market today and in the near future? In your opinion, what is the main reason of its growth?

не только к колтюбингу, такая же ситуация у буровиков. Для работы на буровых установках не хватает помощников бурильщиков и бурильщиков, и компании прилагают значительные усилия для того, чтобы привлечь опытный персонал. Его не хватает в этом секторе по всему миру.

В отраслевой печати вновь и вновь появляются статьи о том, как привлечь людей в отрасль. И если вы посмотрите на демографическую ситуацию в отрасли, то увидите, что здесь работает очень много людей в возрасте 47 лет и более, которые составляют около 60% от всех занятых. Затем есть специалисты, которым 30 и менее лет, вплоть до 25, с огромным демографическим разрывом между этой и старшей возрастными группами. И сейчас мы начинаем его ощущать. Поэтому материалов по этому поводу не становится меньше, и мы наблюдаем чрезвычайную обеспокоенность сложившейся ситуацией, поскольку она отражает период застоя в истории отрасли.

Мы некоммерческая организация, но мы собираем средства. Они нужны для проведения конференций и других мероприятий. Кроме всего прочего, наши секции учреждают стипендии для студентов, пытаюсь таким образом помочь в решении проблемы нехватки персонала в отрасли. Студенты замечают ICoTA, интересуются ею и колтюбингом, интересуются внутрискважинными работами. Мы также обеспечиваем бесплатный вход для студентов некоторых университетов и одной технической школы на нашу ежегодную конференцию. Таким образом, мы стараемся поддерживать контакт со студентами. Таким образом, решение проблемы нехватки квалифицированного персонала – одна из целей нашей деятельности, но достичь её нелегко.

Те же заботы и у Европейской секции в Абердине. Они изучают методологию проблемы и ищут способы привлечь внимание европейской общественности к отрасли. На самом деле, этот вопрос всегда должен решаться на местах. Кроме того, ICoTA может помочь секции в этой деятельности за счёт, например, размещения вспомогательных материалов на нашем сайте.

ВЛ: Может быть, одна из причин нехватки квалифицированного персонала кроется в быстром развитии отрасли? Как Вы охарактеризуете рынок колтюбинга сегодня и в ближайшем будущем? В чем, по-вашему, причины его роста?

АК: Рынок колтюбинга сейчас на подъеме. Колтюбинг – это отдельная отрасль, и если анализировать количество колтюбинговых установок и доходы, то в течение последних десяти лет этот рынок стабильно растёт на 10-15% в год. Большинство аналитиков сходятся в том, что этот рост будет продолжаться и в дальнейшем, то есть можно говорить о чёткой тенденции. За эти десять лет рынок буровых установок знал взлеты и падения, сейчас он снова поднялся высоко. Это слабо отражалось на колтюбинге, хотя раньше его рынок следовал тем же



AC: I think that coiled tubing market is very strong now. Coiled tubing as an industry and in terms of revenue and units it has been growing at about 10-15% for the last ten years and most of the reports you will see from the industry analysts tend to agree that this growth will continue in general. So it is a definite trend. In those ten years, for example, the rig market and the rig utilization have gone down and up and down and now it is obviously very high. Coiled tubing has been less influence by that. In years past coiled tubing used to follow to the same trend as rigs. Say, if the rig activity went down in January, a few months later coiled tubing activity went down. Now in the last six or seven years that hasn't been a case. Rig activity is gone down but coiled tubing activity has maintained a steady growth through that period.

I think that alone speaks about the need of operating companies for coiled tubing services. I personally believe that they will need the use of coiled tubing more and more, because in the past the replacement of assets has traditionally been done through the drill bit, in other words: drill more wells – get more access to more reserves to replace the reserves that have been consumed. That's becoming more and more difficult to do and more and more expensive to do. That is why oil and gas companies are naturally looking to how they can maximize their existing assets, trying to perform interventions and get more access to the reserves in that way. For that they are turning increasingly to the things like coiled tubing for example.

VL: Speaking in terms of number of CT units in different regions, it's obvious that this demand shows different dynamics in them. What defines the demand in CT technologies implementation in a specific country?

AC: The first you should look at where is the coiled tubing strength as a service. And its traditional strength is in gas wells and in live workover conditions. Access to the well under live conditions is really where coiled tubing is strongest in providing a service. That tends to suggest that it mainly enters into work in the gas wells. A lot of oil wells around the world require pumping or require artificial lift of some description, be that an electric pump or jet pump or a piston pump. When an oil well requires a pump that usually means the surface equipment, and equipment in the well needs to be removed first before you can get any access and do any workover work or maintenance work. That means that you need to bring a rig to remove this equipment. But before you

тенденциям, что и рынок бурения. Например, если объёмы бурения в январе падали, то через несколько месяцев то же самое происходило и с колтюбингом. Последние 6-7 лет такой зависимости уже не наблюдается. Рынок колтюбинга устойчиво растёт, не взирая на падения объёма буровых работ.

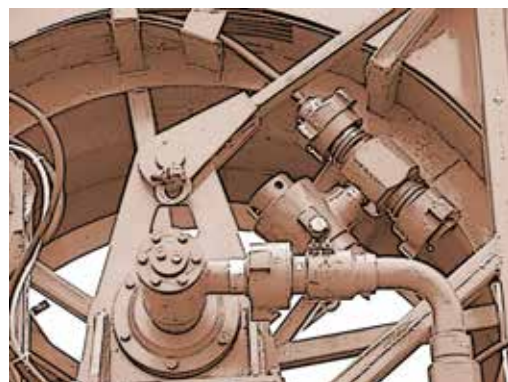
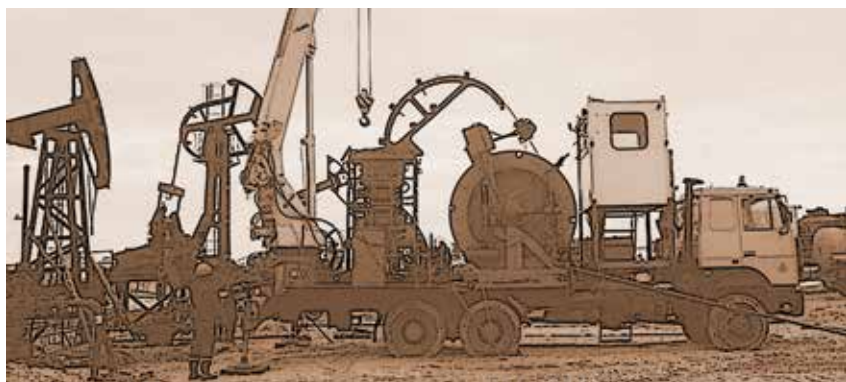
Я полагаю, уже одно это доказывает необходимость колтюбинга для добывающих компаний. Я лично уверен в том, что спрос на него будет расти и далее, и вот почему. Ранее компании увеличивали свои активы в основном за счёт бурения, другими словами: бурим больше скважин – получаем доступ к дополнительным запасам взамен добытых. Это становится делать всё сложнее и всё дороже. Поэтому естественно, что нефтегазодобывающие компании ищут пути увеличения своих запасов за счёт проведения внутрискважинных работ. Для этого они всё больше обращаются к таким технологиям, как, например, колтюбинговые.

VL: Проанализировав количество колтюбинговых установок в различных регионах, можно проследить различную динамику спроса на них. От чего зависит интенсивность использования колтюбинга в отдельно взятой стране?

АК: Прежде всего, необходимо понять, в чем сила колтюбинга как сервиса. Она в газовых скважинах и в возможности проведения ремонтных работ без глушения скважины. Это самое сильное преимущество колтюбинга. Поэтому ясно, что эти технологии особенно актуальны для газовых скважин. Множество нефтяных скважин по всему миру требуют применения насосов или иных способов искусственного притока нефти, будь то электрические, струйные или поршневые насосы. Если скважине необходим насос, это означает, что прежде чем проводить работы по текущему и капитальному ремонту, необходимо убрать наземное и внутрискважинное оборудование. Для извлечения оборудования необходима подъемная установка, к тому же вам необходимо заглушить скважину, а в этом случае вы теряете преимущества использования для проведения этих работ колтюбинга.

Существует еще один взгляд на проблему с точки зрения доступа к скважинам, который учитывает специфику добычи углеводородов из подводных месторождений. Если проанализировать использование около 1500 колтюбинговых установок, работающих на данный момент по всему миру, я полагаю, что 70-80% из них будут наземными. Это естественно, потому что если вы работаете на платформе, вам нужны тяжелые краны для подъема катушки с трубой или дополнительное оборудование вроде понтонов с краном, использование которых необходимо для применения колтюбинга при подводной добыче.

Таким образом, если вам не нужен станок и дополнительное оборудование, цена использования колтюбинга становится очень приемлемой. Здесь действует чистая экономика, ведь если компании надо провести работы на скважине, она начинает искать наиболее оптимальный способ их выполнения.



can do that you have to kill the well, so you are losing the benefits to which coiled tubing fits.

The other way to look at the problem, in terms of access to wellbores, is to consider offshore fields. If we take the division of coiled tubing units, which is more than 1500 around the world, I would guess that 70-80% of them are land units. It's natural, because if you work on a platform, you need cranes to lift heavy coiled tubing reels or use supplementary equipment, like lift barges or crane barges, to gain access to the well with the coiled tubing.

So when you don't need a rig, don't need any supplementary equipment etc., coiled tubing becomes very cost effective. I think it really depends on economics, because if there is a need to undertake a piece of work on a well, companies will start to look for the most effective way of doing that.

VL: But for example in Western Siberia the mean depth of pay zone significantly more than in North America. Don't you think that such geological parameters are also responsible for the development of coiled tubing in particular region?

AC: I don't think depth is a technical problem. If you talk to the manufacturers, they will say that 10 years ago the average length of coiled tubing was about 8000-11000 ft of 1,25 inch pipe. About 7 years ago the average length didn't change a lot, but the mean size went up to 1,5 inch. Today the average string length is probably 16000-18000 ft of 1,75 inch pipe. Some strings are being ordered today that are 22000-28000 ft long and usually used to perform work offshore. For example, more than 30000 ft of coiled tubing was run into the well in Sakhalin project. So I'm not sure that the depth is an issue. It depends on what work has to be undertaken. May be the limitation becomes diameter.

The problem may be in logistical difficulties, because they might drive the cost to make the coiled tubing implementation uneconomic. That way it can be a limitation. Again it's a question of applying the right tool to the right well.

VL: And what do you think about the governmental policy? Can it stimulate the development of some new practices and what additional difficulties it can make to the industry? What's in general your opinion on the role of the state in industry growth?

AC: That is a really important question, but a difficult one to answer, because of the significant differences between

ВЛ: Но вот, скажем, в Западной Сибири средняя глубина нефтегазопродуктивной зоны значительно больше, чем в Северной Америке. Не влияют ли такие геологические особенности на внедрение колтюбинга в данном регионе?

АК: Я думаю, глубина не является технической проблемой. Если вы поговорите с производителями, они скажут, что еще 10 лет назад средняя длина колтюбинга составляла от 2,5 до 3,3 км для трубы диаметром в 3,18 см. Лет семь назад средняя длина изменилась незначительно, однако средний диаметр вырос до 3,81 см. Сегодня средняя длина трубы составляет около 4,8-5,4 км при диаметре 4,45 см. Некоторые заказываемые сейчас трубы имеют длину 6,6-8,4 км и в основном предназначены для подводных работ. Так, например, в Сахалинском проекте использовался колтюбинг длиной более 10 км. Так что дело не в глубине. Все зависит от вида работ. Возможно, ограничением станет диаметр.

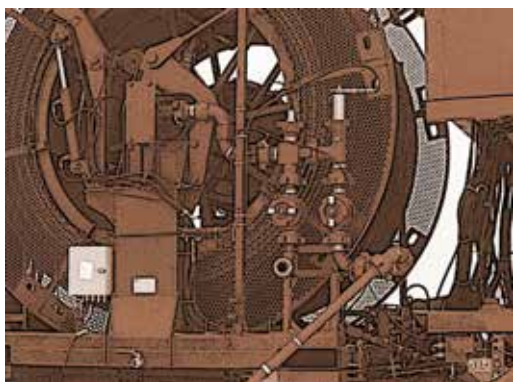
В то же время, определённой проблемой могут стать сложности транспортировки, за счёт которых может вырасти цена, что, в свою очередь, может привести к тому, что работы с использованием колтюбинга станут нерентабельными. Опять-таки это вопрос подбора правильного инструмента для каждой скважины.

ВЛ: А что вы думаете по поводу государственной политики? Может ли она стимулировать развитие новых технологий, какие дополнительные трудности она может принести? Какова вообще роль государства в развитии отрасли?

АК: Это действительно важный, но сложный вопрос из-за значительных различий между странами. Трудно сказать, какова должна быть роль государства. Я думаю, роль правительства и государства в отношении нефтегазовой отрасли заключается в организации условий для максимально эффективного использования ресурсов страны и создании структуры, необходимой для решения данной задачи. Разумеется, есть и ряд более глобальных вопросов, например, до какой степени вы хотите развивать отрасль и так далее. Что же касается роли государства в развитии именно колтюбинга, я считаю, что она заключается в выработке ряда общих промышленных требований, в которых вы сможете работать, и касающихся санитарных, экологических норм, техники безопасности. Выработка таких нормативных актов в некоторой степени должна происходить на основе диалога между государством и отраслью с целью удовлетворить интересы обеих сторон.

В то же время я не думаю, что государство может способствовать развитию тех или иных направлений в рамках отрасли. Только экономика может определить наиболее эффективную технику, которая и будет широко применяться в данном конкретном случае.

На мой взгляд, основная трудность, с которой мы сталкиваемся, причём не только при проведении работ с использованием колтюбинга, не только при проведении внутрискважинных работ,



different countries. It is difficult to say what the role of the state should be. I think primarily the role of the state and any government, in terms of the oil industry, is to help the industry to maximize the use of the country's resources and provide a framework in which that can be done. There are obviously much broader issues, for example to what extent you want to develop that industry and so on. In relationship to coiled tubing specifically I think that the state role is to work with the industry to provide a common framework, in which you can operate, in terms of health and safety regulations, environmental regulations. Development of these regulations to some extent has to be a dialog between the state and the industry in order to satisfy the needs of the state and satisfy the needs of the industry.

I think in terms of whether the state could positively encourage development of certain parts of the industry, it is really difficult for a state to do so. I believe that only the economics of the situation will determine which particular technique becomes more successful and therefore becomes more widely employed.

In my opinion, one of the difficulties we face in the industry, not just coiled tubing, not just intervention work, is that the regulations can vary so much from one state to another. Even in EU countries there is not a 100% uniformity of the legislation. Sometimes that makes implementation of new technologies difficult because you can apply a technique in one area of the world but you can't do it in another other.

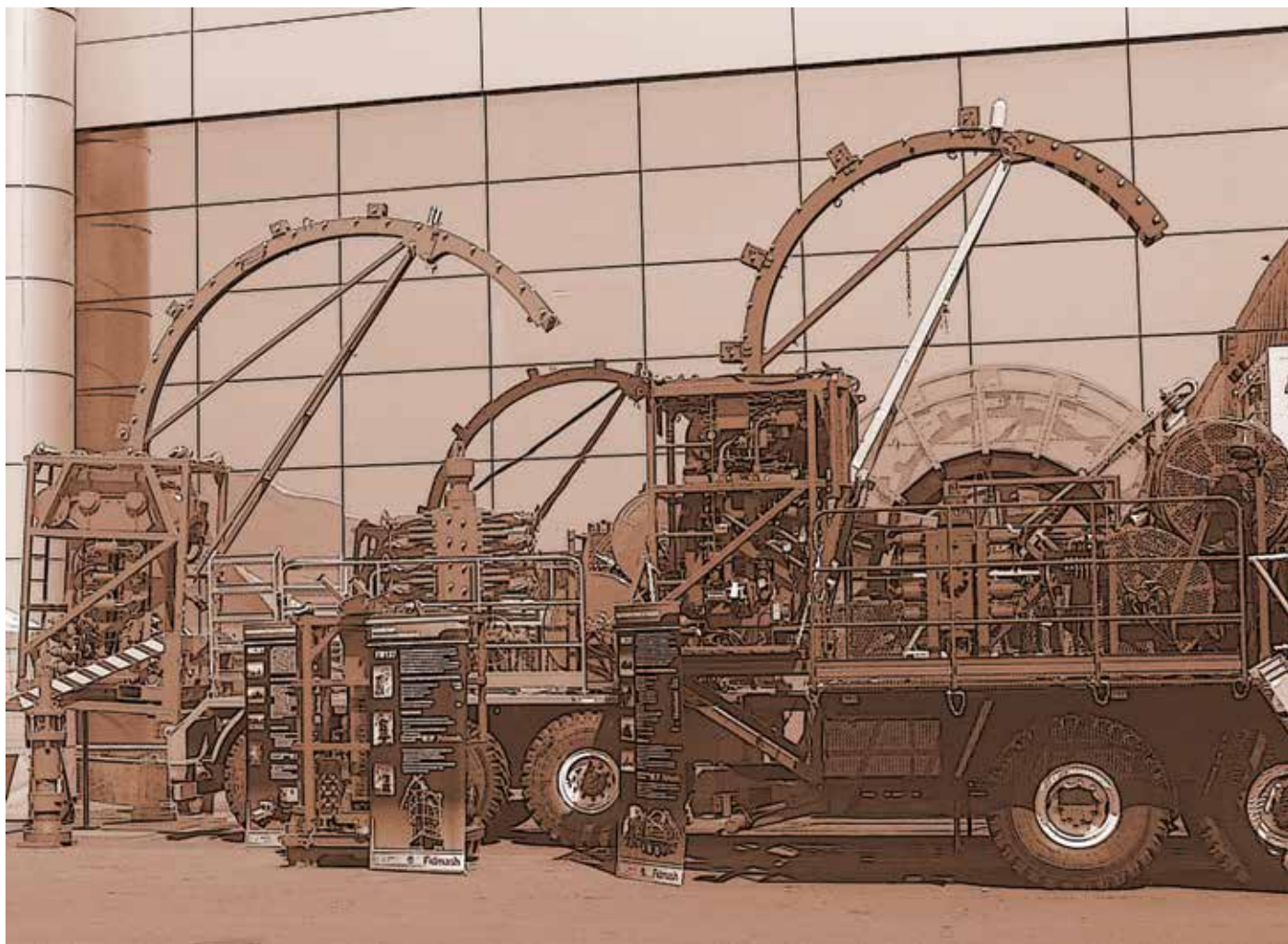
The existing structure of state companies can also discourage the introducing of new technologies. When

заключается в нормативных актах, которые сильно отличаются в разных государствах. Даже в странах ЕС нет единой стопроцентно совпадающей нормативной базы. Иногда это создает трудности при внедрении новых технологий, поскольку в итоге вы можете использовать определённые разработки в одних регионах, но не можете применять их в других.

Существующая структура госпредприятий может также создавать определённые трудности для использования технических новшеств. У новых технологий есть свои преимущества, но в их применении есть и определенный риск. Технология может с успехом применяться в одном регионе, но при её использовании на каком-то отдельно взятом месторождении или ряде скважин, она может и не сработать. Таким образом, существует риск того, что компания понесёт расходы без извлечения прибыли. Поэтому для успешного развития новых технологий необходима такая структура, которая допускала бы возникновение подобных ситуаций, что не всегда имеется в наличии.

В общем, я убежден, что роль государства состоит в создании такой среды для работы компаний, которая бы обеспечивала требования страны и её населения в области экологии, санитарных норм и техники безопасности. Развитие и распространение своих услуг является заботой предлагающей их компании, а рынок определит наиболее оптимальную и применимую технику.

ВЛ: Но если государство сократит налоги для компаний, разрабатывающих старые месторождения, возможно, это позволит им тратить больше средств на ремонт, принесет дополнительную выгоду государству за счёт увеличения доли извлекаемых запасов с одной стороны, а с другой даст импульс развитию соответствующих технологий?



someone sees a new technology, he might see the value in it, but at the same time there is a risk, associated with its implementation. A new technology might be successful in one area, but when you bring it to your particular field, or a number of wells, it is a risk, because it may not work. The risk is that you may have a cost, but made no benefits. You have to have a framework, which allows you to do that, and that framework doesn't always exist.

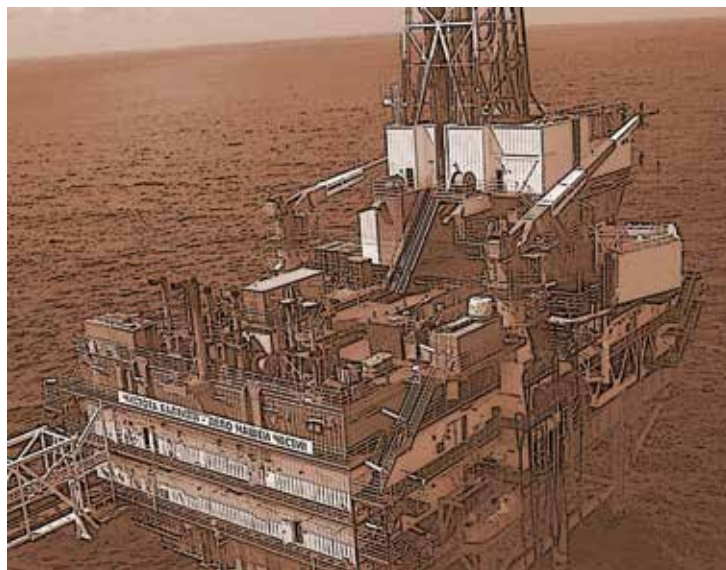
Generally, I think that the role of the state is to provide a framework which meets health, safety and environmental needs of the country and its people and the same time provides a framework, within which the companies can operate. It is down to the company itself to promote its services, and the market can figure it out what is the most applicable technique.

VL: But don't you think that, for example, if the state will establish lower taxes for oil companies, which develop mature wells, it will help them to spend more money on intervention works and that from one side it will be beneficial for state, because it will help to raise recoverable reserves, and from other will be beneficial for intervention service development?

AC: The definite answer to your question depends on the country we speak about. Here in Russia you have a number of companies who also have coiled tubing services as a part of their infrastructure. Such a situation changes the relationship between the coiled tubing provider and the government, because in general you have the government and the oil companies, and the service companies, providing coiled tubing services. So in terms of the state encouraging development the certain areas, it something that should be done one on one with oil companies, and then they come down to the service sector and if coiled tubing is the right solution that will naturally encourage coiled tubing in an area. When it is an oil company it is not quite so clear how that can work. Of course, an oil company will try to employ the services that it has at its disposal, which is natural thing, because it's going to use its own resources first and foremost. If an oil company feels that its coiled tubing division can benefit then it goes and talks directly to the government, but it doesn't infer direct dialog of the equipment manufacturers and service companies with the state.

VL: So what is your prognosis for ICoTA work in Russia and your feeling about it after the time you already spent in Russia?

AC: My feeling about the Russian industry is that there is a phenomenal potential for growth, not only in terms of market, but also in terms of techniques and processes, that can be developed using coiled tubing. There is also a very strong and solid academic knowledge base here in Russia, in the Russian oil industry. I think there are a lot of great engineers and there are a lot of very enthusiastic people working in the oil and service companies here in Russia. So I am sure that this potential together with ICoTA's experience of organizing a forum for industry specialists will give great results in the nearest future. ■



AK: Конкретный ответ на ваш вопрос зависит от страны, о которой мы говорим. В России есть ряд компаний, которые имеют в своей структуре колтюбинговые подразделения. Такая ситуация в значительной степени изменяет взаимоотношения между поставщиком колтюбинговых работ и государством, поскольку, например, в большинстве нефтедобывающих регионов ситуация другая: есть государство, есть нефтегазодобывающие компании, и есть сервисные компании, поставляющие услуги с использованием колтюбинга. Таким образом, если речь идет о государственном стимулировании развития определенных секторов отрасли, то этот вопрос напрямую решается с добывающими компаниями, которые затем выходят на рынок сервисных услуг, и если колтюбинг выступает оптимальным решением, активно его применяют. В российской ситуации не совсем очевидно, как будет работать этот механизм. Разумеется, в первую очередь добывающая компания будет использовать те технологии, которые уже находятся в её распоряжении, что вполне естественно, поскольку ей необходимо максимально задействовать собственные ресурсы. Конечно, если добывающая компания считает, что широкое задействование её колтюбингового подразделения может дать определённые преимущества как для неё, так и для государства, она выходит на уровень правительства и напрямую обсуждает этот вопрос. Однако это ни в коем случае не должно подразумевать прямой диалог между производителями оборудования или поставщиками сервисных услуг и государством.

VL: Каков Ваш прогноз относительно деятельности ICoTA в России, что Вы думаете об этом после нескольких дней пребывания?

AK: Я считаю, что у российской индустрии нефтегазового сервиса невероятный потенциал для роста, причём не только в смысле объёма рынка, но также техники и технологических процессов, которые могут осуществляться с использованием колтюбинга. Российская нефтегазовая отрасль опирается на серьёзную академическую базу. Здесь много прекрасных инженеров и знатоков своего дела, энтузиастов развития этого сектора как в добывающих, так и в сервисных компаниях. Я уверен, что этот потенциал и опыт ICoTA в организации общения, объединяющего специалистов из самых различных сегментов отрасли, совместно дадут прекрасные результаты в самом ближайшем будущем. ■

DEVELOPMENT OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IN RUSSIA

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГИБКИХ ТРУБ В РОССИИ

G. P. ZOZULYA, Tyumen State Oil & Gas University
Г.П. ЗОЗУЛЯ, ТюмГНГУ



G. P. Zozulya graduated with distinction from Ufa Oil University in 1974, defended Ph. D. thesis in 1980 and doctoral thesis in 1997. He is an author of 230 scientific studies and 15 patents. He guided the authors of 15 Ph. D. and 1 doctoral theses in Engineering. Zozulya had training in Oxford University (1996), Canadian Institute of Oil Technologies (2002) and is a member of the International Academy of Informatization (2001). In 2003 he was elected Honorary worker of higher professional education. Zozulya was employed as senior laboratory technician, lecturer, associate professor and deputy dean in UFA Oil University and Krasnoyarsk Institute of Non-Ferrous Metals (1974-1987). He has been a faculty member at Tyumen O&G University since 1988. He was an associate professor and professor of the Chair of O&G Well Drilling (1998). In 1998 he was appointed the Head of the new Chair of Well Service and Recovery.

Окончил с отличием Уфимский нефтяной институт (1974). В 1980 г. – защитил кандидатскую, а в 1997 г. – докторскую диссертацию. Опубликовал около 230 научных трудов, автор 15 патентов на изобретения. Под его руководством подготовлено 15 кандидатов и один доктор технических наук. Прошел повышение квалификации при Оксфордском университете (1996 г.), в Канадском институте нефтяных технологий (2002 г.), является действительным членом Международной Академии Информатизации (2001 г.). Почетный работник высшего профессионального образования (2003 г.) Работал ст. лаборантом (УНИ), ст. преподавателем, доцентом, зам. декана в Уфимском нефтяном институте и Красноярском институте цветных металлов (1974-1987 г.г.). С 1988 г. в ТюмГНГУ. Был доцентом, а затем профессором кафедры “Бурения нефтяных и газовых скважин” (1998 г.). С 1998 г. – заведующий вновь образованной кафедры “Ремонт и восстановление скважин”.

Технологии гибких труб с начала 60-х годов прошлого века успешно применяются в нефтегазовом секторе ведущих мировых нефте- и газодобывающих компаний, то есть востребованы на рынке сервисных услуг, развиваясь с темпом роста до 20% в год.

Вполне естественно, что сначала в бывшем СССР, а затем и в России, данные технологии, как наиболее перспективные и потенциально эффективные, завоевали своё место в отечественной нефтегазовой отрасли. Так, на газовых месторождениях, расположенных на севере Тюменской области, ремонтные работы с помощью ГТ уже составляют до 40% от общего числа ремонтных работ на скважинах. В нефтедобывающем секторе Западной Сибири, например, в ОАО «Сургутнефтегаз», с начала применения технологий ГТ в 1994 году уже выполнено более восемнадцати тысяч ремонтов. Здесь освоено более 26 видов ремонтов и операций, из которых наиболее востребованными являются (в порядке убывания): обработка призабойной зоны пласта (КР – 7 ГТ), исследования скважин (КР – 8 ГТ), восстановление циркуляции (КР – 13 ГТ), ловильные работы (КР – 3 ГТ), ремонтно-изоляционные работы (КР – 1 ГТ), геофизические исследования на ГТ с кабелем (КР 8 – 30 ГТ).

The CT technologies have been successfully applied by the world's leading recovery companies since early 1960s.

They are highly demanded at the service market growing by 20% year.

Naturally CT was regarded as one of the most promising and effective technologies at the Soviet and afterwards Russian O&G market. For example CT is used in 40% of all well service operations in the north of Tyumen region. Surgutneftegaz, an oil operator in Western Siberia, has performed 18,000 CT service operations since 1994. 26 types of overhaul have been assimilated here. The most demanded of them (in decreasing order) are: bottom-hole treatment (well service – 7 CT), well research (WS – 8 CT), lost circulation treatment (WS – 13 CT), fishing operations (WS – 3 CT), squeeze cementing (WS – 1 CT), geophysical studies on CT with cable (WS 8 – 30 CT).

A small number of operations that still take place on a regular

Небольшой, но устойчивый объём ремонтов связан с переходом на другие горизонты и пласты (КР – 4 ГТ), с переводом скважин в систему ППД, с внедрением пакеров (КР – 5 ГТ), с ремонтом эксплуатационных колонн (КР – 2 ГТ). Прогрессирует направление, связанное бурением (КР – 6 ГТ), а также с зарезкой и строительством боковых стволов из действующих или законсервированных скважин. Востребованы гибкие трубы также при ликвидации скважин (КР – 12 ГТ). Несмотря на определённый количественный спад за последние 2 года по основным видам КРС, здесь накоплен большой фонд действующих горизонтальных скважин, который «стареет» и где технологии ГТ просто необходимы.

Поэтому становлению технологий гибких труб или колтюбинга как за рубежом, так и в России, нет альтернативы.

На мой взгляд, сегодня необходимым и востребованным является развитие направления работ, связанных с бурением боковых горизонтальных стволов с помощью «гибридных установок»

basis are connected with transition to other horizons and beds (WS – 4 CT), shift of wells to formation pressure maintenance mode (WS – 5 CT), introduction of packers (WS – 5 CT), production string service (WS – 2 CT). Drilling operations also progress in number (WS – 6 CT) as well as sidetracking and making new offshoots in producing and suspended wells. Coiled tubes are also engaged in well abandonment (WS – 12 CT). In spite of regress in numbers of the main well service types during the last 2 years, a large stock of acting horizontal wells have accumulated in the field. The wells are getting older and can't be exploited without CT.

That is why there is no alternative to the development of CT technologies both in Russia and abroad.

In my opinion, the list of the most necessary and demanded operations today includes sidetracking with hybrid CT units, drilling service operations and squeeze cementing in the tracks of acting horizontal and horizontal multilateral wells. At the moment most well service technologies are getting integrally designed, combining with various types of treatment and stimulation of reservoir and formation fluids. Such cases bring about the necessity to isolate the instrument and tubes with packers (one or several) at a certain formation interval, cut the formations and tracks with bridge plugs.

It's better to list the problems following the acting "Classification of service operations". According to this classification almost any operation can be performed with the help of CT. Yet oil and gas production in Western Siberia has some peculiarities. Wells have to be maintained (serviced) against the backdrop of frozen formations present in the field and low temperatures on the surface. It is necessary to create comfortable conditions for the people and adjust the instruments to harsh environment, enhance its reliability and technological advantages (stability, resistance to cold and wear, endurance capability, etc.)

The inclusion of steam trucks in CT complex is an example of at least partial solution to the problem. Mobile steam trucks produced by Yugsonservice can make water of snow if necessary.

A large number of acting and suspended wells are located in hard-to-get regions, which need a skid-mounted CT complex (including as helicopter type). The gas wells are especially dangerous from the environmental point of view. The Yamal Peninsula alone has 7,000 such wells according to the statistics of the State Property Committee. This is just a small share of all technical and technological problems that emerge and aggravate during the development of O&G fields.

At the same time the success of new technology and its application in industry can't be analyzed without due consideration to the qualification of people involved in researches and developments. A wide branch of professional personnel training is required: from equipment operator and assistant driller for managing a CT unit during well service to advanced training and career enhancement of engineers and technicians. It is necessary to form stable industry orders for professional staff and cooperate with high-tech school. The Ministry of Education and Science should be persuaded that CT specializations must be included in the list of working, engineering (bachelor and master degrees) and scientific (combination of drilling and development) professions. It is also important to create educating CT centers close to the sites of O&G production, that is in Western Siberia.

There is an attempt to create such a center in Tyumen-based vocational college №36 supported by Sibnefteprovod. The faculty of Tyumen State O&G University also takes part in the work of the center. Yet frequent changes in the administration of the center prompted by revolutionary turns in O&G industry are alarming. Such centers should be equipped with well service trainers, the corresponding welfare. And this is possible only through the efforts of all interested companies and organizations including foreign companies trying to get to the Russian market. ■

ГТ, с ремонтно-буровыми работами и ремонтно-изоляционными работами в стволе действующих горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин. Сегодня большинство технологий ремонтных работ в скважинах становятся комплексными, совмещаются с различными видами обработок и воздействиями на пласт и насыщающие его флюиды, когда возникает необходимость изолировать инструмент и трубы на определенном интервале пласта с помощью пакеров (одного или нескольких), пласты и стволы «отсекать» с помощью мостовых пробок и т.д.

Перечислять проблемы правильнее в соответствии с действующим «Классификатором ремонтных работ», согласно которому практически каждую операцию или вид ремонта можно выполнять с помощью колтюбинга. Однако для Западной Сибири, где добыча нефти и газа из скважин, которые необходимо поддерживать в действующем фонде (т.е. ремонтировать) в условиях наличия в разрезе мерзлых пород, а на поверхности – низких отрицательных температур, характерным является создание комфортных условий для людей, а установки и инструмент необходимо приспособить к таким условиям, повысив его надёжность и технологичность (устойчивость, хладостойкость, износостойкость, долговечность и т.д.). Примером такого хотя бы частичного решения проблемы является желательное наличие в составе колтюбингового комплекса ППУ (мобильных паронагревательных передвижных установок, способных при необходимости создавать воду из снега – ООО «Югсонсервис»).

Большой фонд эксплуатационных и законсервированных скважин (из последних особенно опасны в экологическом отношении газовые, которых на балансе Госкомимущества только на Ямале более 7 тысяч) находится в труднодоступных районах, для которых необходим мобильный блочный колтюбинговый комплекс (в т.ч. для вертолёт). И это только часть технико-технологических проблем, которые возникают и «тяжелеют» по мере разработки нефтяных и газовых месторождений.

Вместе с тем успех новой технологии и ее применение в промышленности нельзя рассматривать без учета квалификации людей, вовлеченных в процесс исследования и разработки. То есть необходима вся профессиональная ветвь подготовки кадров: от слесаря-машиниста и помбур КРС колтюбинговой установки – до повышения квалификации и переподготовки кадров ИТР. Здесь необходимо сформировать заказ от производства и с подключением высшей технической школы «стучаться в двери» Минобразования и науки, доказывая необходимость включения в «Перечень» сначала рабочих специальностей по ГТ, а затем и инженерных («бакалавра, магистра»), и научных (новая специальность «на стыке» бурения и разработки). Необходимо ставить и решать задачи создания обучающих центров по колтюбингу, прежде всего, ближе к основному нефтегазовому производству, то есть в Западной Сибири.

Сейчас в Тюмени на базе ПТУ №36 ОАО «Сибнефтепровод» с участием кафедры РИВС ТюмГНГУ делается попытка создания такого центра, однако вызывают тревогу частые смены его руководства в связи с «революционными» переменами в нефтегазовой отрасли. Такие центры необходимо оснастить современными тренажерами по КРС с соответствующим программным обеспечением, что возможно только усилиями всех заинтересованных компаний и организаций, включая зарубежные фирмы, стремящиеся попасть на российский нефтегазовый рынок. ■

www.cttimes.org

ASPECTS OF COILED TUBING TECHNOLOGIES APPLICATION IN WELL SUSPENSION, RE-ENTRY AND ABANDONMENT

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ КОНСЕРВАЦИИ, РАСКОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

I.A. KUSTISHEV, A.V. KUSTISHEV, Yu.V. VAGANOV, IV. CHIZHOV
(Tyumen-Giprogaz R&D Institute, Tyumen State O&G University)

И.А. КУСТЫШЕВ*, А.В. КУСТЫШЕВ*, Ю.В. ВАГАНОВ**, И.В. ЧИЖОВ**
(*ООО «ТюменНИИгипрогаз», **ТюмГНГУ)

At present moment most of Tyumen North fields (Medvezhje, Urengoykoye, Vyngapurovskoye, Yamburgskoye) are mature. Many wells are water-encroached or have low productive characteristics which not allow continuing of their operation. Such wells are subject to suspension or abandonment.

The well suspension and abandonment is usually performed with mobile hoist units. They are used to lift the subsurface equipment (tubing string, downhole equipment facilities). The technologies are wide-known, well mastered and don't need to be modified.

Yet the wide application of CT technologies prompts a revision of traditional well suspension and abandonment technologies. A possibility of performing these operations with the help of the coiled tubing should be considered as well.

During the suspension of well for the period of 6-24 months, rules prescribe to fill the well with a detergent treated liquid. The producing strings are not taken out, but just lifted 50 meters over the downhole level.

A cap of the production tree with a control check, a master valve and a casing valve are set on the collar of the well. Handwheels of gate valves and pressure gauges are removed. The connections are made tight and the gate-flanges are equipped with blank plugs.

The application of CT technologies for well suspension is quite possible for this period too. A coiled tube is lowered into the tube space of the well. It is used for pumping the neutralizing solution into the interval of perforation. The solution may contain the magnesium chloride, sodium hydroxide, CM cellulose and aluminosilicate microspheres, protecting the formation from inclusion. The well shaft over the neutralizing solution is filled with well-killing fluid through a coiled tube lifted from the collar of the well.

В настоящее время большинство месторождений Тюменского Севера (Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское, Ямбургское) вступили в завершающую стадию разработки. Многие скважины обводнились или имеют низкие продуктивные характеристики, не позволяющие продолжать их эксплуатацию. Такие скважины подлежат консервации либо ликвидации.

Обычно консервацию и ликвидацию скважин осуществляют с помощью передвижных подъемных установок. Это связано с извлечением из скважин подземного оборудования (лифтовой колонны, комплекса подземного оборудования). Технологии широко известны, освоены и не требуют особых доработок [1, 2].

Однако в связи с широким применением колтюбинговых технологий необходимо пересмотреть классический подход к технологиям консервации и ликвидации скважин. Следует рассмотреть возможность проведения консервации и ликвидации с помощью колтюбинговых технологий.

При консервации скважины на период от шести месяцев до двух лет скважина, в соответствии с действующими правилами [3], заполняется жидкостью, обработанной поверхностно-активными веществами (ПАВ). Насосно-компрессорные трубы (НКТ) не извлекаются, а поднимаются на 50 м выше забоя скважины. На устье скважины устанавливается трубная головка фонтанной арматуры с контрольным вентилем и по одной центральной и затрубной задвижке, снимаются штурвалы с задвижек и манометры, патрубки герметизируются, фланцы задвижек оборудуются заглушками.

Консервация скважины на этот период вполне возможна с применением колтюбинговой технологии. При этом в трубное пространство скважины спускается гибкая труба. Через нее в скважину, в интервал перфорации, закачивается блокирующий раствор, например, состоящий из хлорида магния, гидроксиды натрия, карбоксиметилцеллюлозы и алюмосиликатных микросфер [4], предохраняющий пласт от загрязнения. Ствол скважины над блокирующим раствором заполняется жидкостью глушения через поднимаемую с забоя гибкую трубу с одновременным закачиванием

Simultaneously the well-killing fluid is pumped into the hole clearance. Taking into account low formation pressure, it is better to use gas condensate as well-killing fluid. The collar of the well is equipped in compliance with general rules.

In case the well is suspended for more than 2 years, the well in the production zone is filled with a liquid that can not harm the reservoir features. A 20-50 meters high cement bridge is set over the perforation level. The rest space of the well shaft is filled with a liquid of such density that can produce the necessary back pressure on the formation. The producing strings are taken out. High-pressure gate with a control check is set on the well mouth. Handwheels of gate valves and pressure gauges are removed. The connections are made tight and the gate-flanges are equipped with blank plugs.

In this case the application of CT technologies for well suspension is possible as well, but only in those wells, where producing string doesn't reach the shooting depth. Cement solution, a retarder and an agent, enhancing the fluid properties of the solution, are pumped through a coiled tube. Then the liquid is pushed into the interval of cement plug. The coiled tube, free from cement solution, is removed from the well. After waiting for cement slurry thickening moment the tube side and the hole clearance of the well are filled with a well-killing fluid such as gas condensate or salt solution. In case the producing string reaches the shooting depth, well suspension can be carried out with a combined technology. At first, a mobile lifting unit is used to take out the producing string or lift it above the perforation level. Then a CT unit is applied to set a cement plug and fill the shaft with a well-killing liquid.

During suspension of gas wells with downhole facilities the flow area of the producing string is shut with a blind plug set in the seal nipple below the packer. The tube side and the hole clearance of the well over the packer level are filled with packer fluid.

The blind plug can also be set in the seal nipple with a help of a coiled tube. However, a special instrument at the end of coiled tube is necessary for such technology and we haven't put it into commercial production yet.

The same operations, only in reverse order, are done for well re-entry.

A CT technology used in well development may be effective in removing the well-killing liquid. The well-killing liquid is replaced by a lighter liquid through the coiled tube. It can be used simultaneously with gas supply from a nearby well.

Drilling-out a cement plug can also involve CT technologies. In this case the downhole motor is lowered at the end of a coiled tube.

Pulling a blind plug can also be performed with a fishing tool fixed on coiled tube.

The abandonment of production wells has some peculiarities. In many wells the cement behind the production string exceeds the level of the previous casing shoe. In such cases it is recommended to fix cement plugs at all perforation intervals, leak intervals, cementing collar stages, link-up points of sectional landing, intervals of the surface pipe shoe. In case the



жидкости глушения в затрубное пространство скважины. В качестве жидкости глушения, в связи с низкими пластовыми давлениями, лучше всего использовать газовый конденсат. Устье скважины оборудуется в соответствии с требованиями правил [3].

Если общая продолжительность консервации более двух лет, скважина в продуктивной зоне заполняется жидкостью, не ухудшающей коллекторные свойства пласта. Над интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой 25-50 м, а остальной объем ствола скважины заполняется раствором, плотность которого позволяет создать необходимое противодавление на пласт. НКТ из скважины извлекается, на устье устанавливается задвижка высокого давления с контрольным вентилем, снимаются штурвалы с задвижек и манометры, патрубки герметизируются, фланцы задвижек оборудуются заглушками.

В этом случае консервацию скважин можно также проводить с помощью колтюбинговой техники. Правда, это может касаться только части скважин, а именно той, в которых НКТ не перекрывает интервал перфорации. Цементный раствор с замедлителем схватывания и реагентом, увеличивающим текучесть раствора, закачивается в скважину через гибкую трубу. Затем он продавливается в интервал установки цементного моста, а освободившаяся от цементного раствора гибкая труба извлекается из скважины [5]. После окончания периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) трубное и затрубное пространства скважины заполняются жидкостью глушения, например, газовым конденсатом или соевым раствором. В случае, если НКТ перекрывает интервал перфорации, консервацию скважин возможно осуществлять комбинированным способом. Вначале с помощью передвижного подъемного агрегата следует извлечь из скважины или приподнять над интервалом перфорации НКТ, а потом с помощью колтюбинговой установки осуществить установку цементного моста и провести заполнение ствола скважины жидкостью глушения.

При консервации газовых скважин, оснащенных комплексом подземного оборудования, проходное сечение колонны НКТ перекрывается глухой пробкой, устанавливаемой в посадочном nipple ниже пакера. Трубное и затрубное пространства скважины выше пакера заполняются надпакерной жидкостью.

Установку глухой пробки в посадочном nipple можно также осуществлять с помощью гибкой трубы. Правда, для реализации этой технологии необходим специальный инструмент, спускаемый на гибкой трубе, и пока не освоенный производством.

При расконсервации скважин проводятся работы аналогичные консервации, только в обратной последовательности.

Для удаления жидкости глушения можно воспользоваться колтюбинговой технологией, применяемой при освоении скважины. Жидкость глушения заменяется через гибкую трубу на облегченную жидкость. Возможно ее применение совместно с подачей газа от соседней скважины [6].

Разбуривание цементного моста и последующее освоение также возможно с применением колтюбинговых технологий. При этом разбуривание цементного моста можно осуществить с помощью забойного двигателя, спущенного на гибкой трубе.

Извлечение глухой пробки также можно осуществлять с помощью ловильного инструмента, спускаемого на гибкой трубе.

При ликвидации эксплуатационных скважин, в которых цемент за эксплуатационной колонной поднят выше башмака предыдущей колонны, согласно действующим правилам [3], устанавливаются цементные мосты против всех интервалов

operator chooses to remove the non-cemented part of the production string, a cement plug of at least 50 m is set on the top of the remaining part of the string and the remaining part of the well is filled with non-freezing neutral liquid. The well mouth is equipped with a concrete pier (1x1x1 m), a standpipe (at least 0.5 m) and a metal tablet with electro-welded number of the well, name of the field (and its space), operator and abandonment date.

All the operations are done with the help of mobile hoist units, but the CT technologies may be applied even there.

In this case the tubing string is lifted with mobile hoist units and the cement plugs are set with a coiled tube lowered to the necessary level. The non-freezing liquid should be pumped to the necessary depth through the coiled tube as well.

While abandoning wells equipped according to the packer system there may be a situation, when a packer can not be removed from the well because of the missed overhaul deadlines or some other reasons. In such cases the CT technologies are highly effective. The cement plug may be fixed without taking out the packer. The latter will serve as a jacket protecting the cement plug. The expansive cement solution pumped through a coiled tube fills the inner cavities of the packer, tail pipe and 20 meters of space over the packer.

The well that is to be abandoned may have a string damaged by an accident or a corroded production string exhausted by long exploitation. In such cases researches are done to define the presence of cement behind the string and its quality. In case there is no cement behind the production string below the shoe of the surface pipe or a preserving string and the interval includes formations (reservoirs of briny water or HC), the string is perforated and cemented under the pressure. A cement plug, closing the space 20 m over and below the indicated interval, is fixed in the string. Then the cement plug is pressured and researches are made to define the height of cement lift and the quality of cementing. In order to close all the corroded sections, a cement plug, shutting the space 20 m over and below the indicated interval, is fixed in the string. The remaining part of the string is pressured.

Abandoning wells of such a type can also be performed with CT technologies. Clearly, the tubing strings should be lifted, like in previous case, by mobile hoist units. And the perforation of the production string can be done with perforators lowered on a coiled tube. The latter can also be used for pumping cement slurry behind the string and setting a cement plug, covering the leaking and corroded sections. It is recommended to pump light polymer-cement slurry behind the production string, because it provides the necessary level of cement lift.

Abandoning wells with the bulged-in production string includes installation of cement plugs 20 m above and 100 m below the perforation and collapse intervals. A mobile hoist unit may be used for lifting the tubing string and a CT unit to set the cement plugs. In



перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). Если по решению недропользователя проводится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то цементный мост высотой не менее 50 м устанавливается на «голове» оставшейся части колонны, а оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей, нейтральной жидкостью. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размерами 1x1x1 м с репером, высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие – пользователь недр и дата ее ликвидации.

Все эти операции осуществляются с использованием передвижных подъемных агрегатов, но и здесь можно усмотреть возможность применения колтюбинговых технологий.

В этом случае с помощью передвижных подъемных агрегатов следует извлечь из скважины лифтовую колонну, а установку цементных мостов осуществлять через гибкую трубу, спускаемую в необходимый интервал. Незамерзающую жидкость следует закачивать в заданный интервал также через гибкую трубу.

Ликвидация скважин, оборудованных по пакерной схеме, в случае невозможности извлечения пакера из скважины по какой-либо причине, например, при превышении сроков межремонтного периода, может осуществляться с использованием колтюбинговой техники. Установку цементного моста можно провести, не извлекая пакер. При этом пакер будет играть роль каркаса, предотвращающего разрушение цементного моста по истечении времени. Закачиваемый через гибкую трубу расширяющийся цементный раствор заполняет внутренние полости пакера, подпакерный хвостовик и надпакерное пространство на 20 м выше пакера [7].

При ликвидации скважин с нарушенной из-за аварии колонной или прокорродированной эксплуатационной колонной вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной. При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, и, если в этот интервал попадают пласты – коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, проводится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал на 20 м ниже и выше. Цементный мост опрессовывается и проводятся исследования по определению высоты подъема цемента и качества схватывания. С целью перекрытия всей прокорродированной части колонны устанавливается цементный мост на 20 м выше и ниже этого интервала и оставшаяся часть колонны опрессовывается.

Ликвидацию таких скважин можно также осуществлять с помощью колтюбинговых технологий. Конечно, извлечение лифтовой колонны следует проводить, как и в предыдущем случае, с помощью подъемного агрегата, а вот перфорацию эксплуатационной колонны можно выполнить с помощью перфораторов, спускаемых на гибкой трубе. Закачивание тампонажного раствора за колонну и установку цементного моста, перекрывающего негерметичный или прокорродированный интервал, можно также осуществить через гибкую трубу. При этом в качестве тампонажного раствора, закачиваемого за эксплуатационную колонну, рекомендуется

this case expanding cement slurry should be used to set the plug in the location of the collapse. It will guarantee filling even for the smallest cavities and cracks in the damaged section.

Abandoning wells with casing pressure, channeling and mud springs is allowed only after elimination of these faults. It is done according to a specific plan with necessary authorization for the works and security inspections. The works in the perforation section of the production string can be done with the help of CT equipment, which will pump light polymer-cement slurry behind the string and make a cement bridge from expanding slurry material. Thus the application of CT technologies is possible in well suspension, re-entry and abandonment. However like in the last case it should be combined with traditional technologies, such as hoist units. ■

References:

1. Handbook on Oil and Gas Well Remediation and Workover / A.D. Amirov and others – M.: Nedra, 1979. – 320 p.
2. A.V. Kustishev, I.A. Kustishev. Well Suspension and Abandonment at Western Siberia Fields. – Tyumen: Vector Buk, 2007. – 168 p.
3. RD 08-492-02 Instruction on the Order of Abandonment and Suspension of Wells and Equipment of Their Wellheads and Wellbore. – M.: Gosgortekhnadzor, 2002. – 31 p.
4. Favourable decision on Application for a discovery #2006116076 of Russian Federation from April 9, 2007. Solution for Blocking of Bottomhole Formation Zone with High Permeability or Fixed by Proppant Fractures, Created Due to Hydraulic Formation Fracturing, and for Killing the Gas Wells / V.B. Obidnov, A.V. Kustishev, R.V. Tkachenko, S.V. Mazanov, R.I. Fabin and others (Russian Federation). – priority from May 10, 2006.
5. Pat. 2235852 RF. Method for Setting Cement Plug in the Well / I.A. Kustishev, Ya.I. Godzur A.V. Kustishev (RF). – #2003117290, App. 09.06.03; Publ. 10.09.04, Bul. #25.
6. Pat. 2235868 RF. C1 Cl 7 E 21 B 43/25 Method for Well Development / I.A. Kustishev, A.V. Kustishev, T.I. Chizhova, N.D. Dubrovskiy, A.V. Kononov (RF). – #2003116867, App. 05.06.05; Publ. 10.09.04, Bul. # 25.
7. Pat. 2222687 RF. Method for Well Abandonment / I.A. Kustishev, A.V. Kustishev, A.S. Zotov, M.G. Geyhman, T.I. Chizhova and others. (RF). – #2002118485, App. 09.07.02, Publ. 27.01.04; Bul #3.
8. Favourable decision on Application for a discovery #2005130890 of Russian Federation from January 16, 2007. Lightweight Cement Slurry / I.A. Kustishev, N.E. Scherbich, A.V. Kustishev, V.P. Ovchinnikov, V.M. Zinoviev and others (Russian Federation). – priority from October 10, 2005.
9. Favourable decision on Application for a discovery #2005122807 of Russian Federation from February 10, 2006. Expanding Plugging Material / I.A. Kustishev, N.E. Scherbich, V.P. Ovchinnikov, D.A. Kustishev, I.V. Chizhov (Russian Federation). – priority from July 18, 2005.

облегченный полимерцементный раствор [8], обеспечивающий требуемый подъем цемента за колонной.

Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной проводится установкой цементных мостов в интервалах перфорации и смятия колонн на 20 м ниже и на 100 м выше этих интервалов. Такие работы можно провести с использованием в комплексе подъемного агрегата для извлечения лифтовой колонны и колтюбинговой установки для установки цементных мостов. В этом случае при установке цементного моста в интервале смятия следует применять расширяющийся тампонажный раствор [9], который обеспечит заполнение даже мелких каверн и трещин в интервале смятия.

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения, выполняется по отдельному плану с оформлением акта на проведение работы и результатов исследований по проверке надежности выполненных работ. Работы можно проводить также с использованием колтюбинговой техники в части перфорации эксплуатационной колонны, закачивания за нее тампонажного облегченного полимерцементного раствора [8] и установки цементного моста из расширяющего тампонажного материала [9].

Таким образом, при консервации, расконсервации, а также при ликвидации скважин возможно применение колтюбинговых технологий, правда, в последнем случае, в комплексе с традиционными технологиями, а именно, с применением подъемных агрегатов. ■

Литература:

1. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров и др. – М.: Недра, 1979. – 320 с.
2. А.В. Кустышев, И.А. Кустышев. Консервация и ликвидация скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук, 2007. – 168 с.
3. РД 08-492-02 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. – М.: Госгортехнадзор, 2002. – 31 с.
4. Положительное решение по 3. № 2006116076 РФ от 09.04.07. Состав для блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости или трещин, образующихся в процессе гидравлического разрыва пласта и закрепленных проппантом, и глушения газовых скважин / В.Б. Обиднов, А.В. Кустышев, Р.В. Ткаченко, С.В. Мазанов, Р.И. Фабин и др. (РФ). – приоритет от 10.05.06.
5. Пат. 2235852 РФ. Способ установки цементного моста в скважине / И.А. Кустышев, Я.И. Годзюр, А.В. Кустышев (РФ). – № 2003117290, Заяв. 09.06.03; Опубли. 10.09.04, Бюл. № 25.
6. Пат. 2235868 РФ. C1 Кл 7 E 21 B 43/25 Способ освоения скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, Н.Д. Дубровский, А.В. Кононов. – № 2003116867, Заяв. 05.06.05; Опубли. 10.09.04, Бюл. № 25.
7. Пат. 2222687 РФ. Способ ликвидации скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.С. Зотов, М.Г. Гейхман, Т.И. Чижова и др. (РФ). – № 2002118485, Заяв. 09.07.02, Опубли. 27.01.04; Бюл № 3.
8. Положительное решение по 3. № 2005130890 РФ от 16.01.07. Облегченный тампонажный раствор / И.А. Кустышев, Н.Е. Щербич, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников, В.М. Зиновьев и др. (РФ). – приоритет от 05.10.05.
9. Положительное решение по 3. № 2005122807 РФ от 10.12.06. Расширяющийся тампонажный материал / И.А. Кустышев, Н.Е. Щербич, В.П. Овчинников, Д.А. Кустышев, И.В. Чижов (РФ). – приоритет от 18.07.05.



Компания «Вестор Оверсиз Холдингз, ЛТД»

**Капитальный ремонт скважин
с использованием Колтюбинговых
и азотных технологий**



628463 ХМАО, Тюменская область,

Г. Радужный, Промзона

тел./факс (34668) 4-46-12,

телефон (34668) 4-63-18, 4-65-27, 4-64-26,

4-62-39, 4-60-28

E-mail: westor@vptus.ru

BELARUSIAN OIL IN THE LIGHT OF HIGH-TECH

БЕЛОРУССКАЯ НЕФТЬ В СВЕТЕ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Ivan YADRENTSEV, *Coiled Tubing Times*

Иван ЯДРЕНЦЕВ, «Время колтюбинга»

For more than half a century Belarus has been extracting hydrocarbons from its fields in Gomel region. RUE PA Belorusneft receives about 1 800 thousand tons of “black gold” annually. This company is the leader of the oil industry in the republic. It’s a modern oil-producing enterprise, which includes Belarusian gas processing plant, industrial science and research institute BelNIPIneft, high-tech service subdivisions, it also disposes of the biggest tank battery in the republic, more than four hundred filling stations.

And what’s even more important Belorusneft has a bunch of high-class oil industry workers, whose skills and knowledge are highly appraised by their colleagues not only in Russia but far abroad as well.

The implementation of advanced technologies in common with professional qualities of personnel permits Belorusneft not only increasing in hydrocarbons extraction in their own country, but also providing services to foreign companies.

– The tide of life itself makes us introduce new and more effective technologies, – say Belorusneft’s staff now.

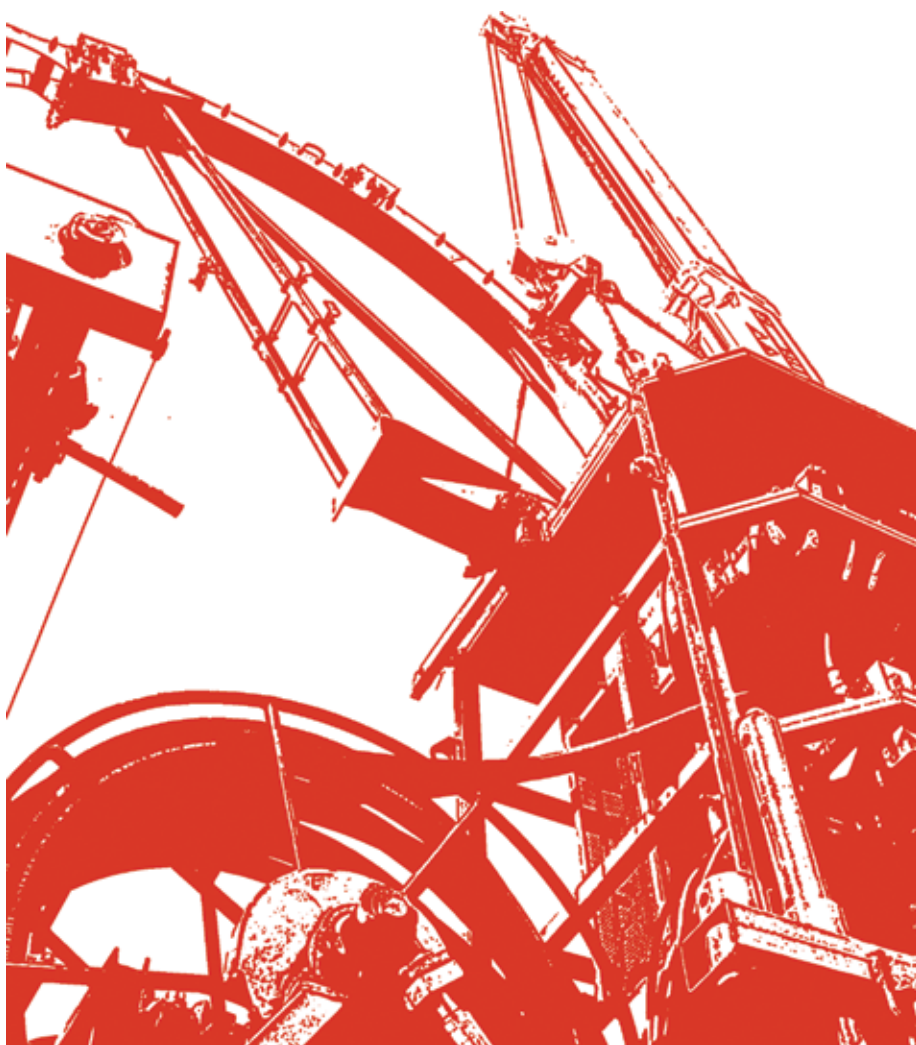
The majority of the Belarusian oil wells have reached the fourth stage of exploitation. It means their coefficient of oil recovery can’t be increased with traditional methods. It’s particular not only for the Belarusian oil fields. Steadily growing need of modern civilization for energy resources dictates more and more intensive terms of oil extraction, meanwhile intensification multiplies the quantity of hydrocarbons hard to extract. Russia has the same difficulties...

Use of new technologies presupposes constant introduction into exploitation of new types of equipment. In 2007 Belorusneft started exploitation of coiled tubing equipment and hydraulic fracturing complex produced by CJSC Fidmash.

Belorusneft as well as Fidmash are placed in Belarus, they have been cooperating closely for several years. An example of their cooperation shows clearly the importance of intellect and reasonably applied financial means for country’s economy progress, both they can compensate considerably lack of natural resources. Beginning from 1999 Fidmash used Rechitsa oil wells of Belorusneft as a test desk for its lightweight, mediumweight and heavyweight coiled tubing units. In 2006 Belorusneft tested MK20T unit mounted upon a semitrailer. During 2 weeks after its acceptance testing the Russian service company Coiled Tubing Service realized workover of seven well bores belonging to Belorusneft.

В Беларуси уже почти полвека получают углеводороды на месторождениях, расположенных в Гомельской области. Ежегодно РУП «ПО «Белоруснефть» извлекает около 1 800 тыс. тонн «черного золота». Предприятие является флагманом нефтяной отрасли республики. Это современное нефтедобывающее производство, в составе которого Белорусский газоперерабатывающий завод, отраслевой научно-исследовательский институт «БелНИПИнефть», высокотехнологичные сервисные подразделения. Белоруснефть располагает крупнейшим в республике резервуарным парком, имеет более четырехсот автозаправочных станций.

И главное – в Белоруснефти работают высококлассные специалисты-нефтяники, деловую хватку и профессиональные качества которых успели по достоинству оценить не только в России, но и в ближнем и дальнем зарубежье.



Specially for RUE PA Belorusneft Fidemash designed MK30T coiled tubing unit mounted upon a semitrailer propelled with artic MZKT 74173. Among the major characteristics of MK30T one may single out maximum injector pulling capacity of 36 tons and diameter of flexible tubes: from 38,1 to 88,9 mm. The choice of this type unit permits one not only well intervention but also coiled tubing drilling.

At the present moment the unit is used and the first statistics has appeared. For the first month of exploitation MK30T realized well intervention for 11 wells. In the future it's planned to spend no more than 35-40 hours for one well workover. Many specialists of Belorusneft once passed a training course in the Russian companies such as LLC Urengoigazprom, OJSC Surgutneftegaz, OJSPC Bashneft, who have first-hand knowledge of coiled tubing technologies. However now Belorusneft workers must teach a young generation and low down temporary cost of workover operations.

According to prognoses of Belorusneft experts the period of cover of expenditure for a coiled tubing unit reaches 6 months.

One more perspective way of stimulation of hydrocarbons extraction and production enhancement due to reservoir recovery is hydrochloric and hydraulic fracturing. The method of pumping of fluid into the reservoir for its fracturing providing further free-flow oil and gas stream from rock interstice was invented more than 50 years ago, but it received a new impulse for its

Внедрение передовых технологий, совместно с профессионализмом сотрудников, позволяет Белоруснефти не только увеличить эффективную добычу углеводородов у себя в стране, но и оказывать сервисные услуги сторонним организациям.

– Сама жизнь подталкивает нас к внедрению новых эффективных технологий, – говорят специалисты Белоруснефти. Большинство белорусских скважин находится на четвертой стадии выработки. То есть их коэффициент нефтеотдачи невозможно повысить при помощи традиционных методов. Это свойственно не только белорусским месторождениям. Все возрастающая потребность современной цивилизации в энергоносителях диктует все более интенсивную нефтедобычу, а между тем, интенсивность повышает количество углеводородов, извлечение которых весьма затруднено. Те же проблемы у России...

Использование новых технологий предполагает постоянное внедрение в эксплуатацию новых видов оборудования. В 2007 году Белоруснефть начала эксплуатацию колтюбингового оборудования и комплекса ГРП, произведенных СЗАО «Фидмаш».

И Белоруснефть и Фидмаш расположены в одной стране и на протяжении нескольких лет тесно сотрудничают друг с другом. Пример их сотрудничества наглядно показывает, какое большое значение для развития экономики страны могут иметь интеллект и правильно приложенные средства, способные в значительной мере компенсировать ограниченность природных ресурсов. Начиная с 1999 года, на речичских скважинах белорусские производители колтюбинга испытывают свои установки лёгкой, средней и тяжелой серий. В 2006 году в Белоруснефти прошла испытания смонтированная на полуприцепе установка МК20Т. В течение двух недель после проведения приемочных испытаний этой установки представители

русской сервисной компании Колтюбинг-сервис отремонтировали для Белоруснефти 7 скважин.

Специально для РУП «ПО «Белоруснефть» Фидмаш разработал колтюбинговую установку МК30Т, смонтированную на полуприцепе, который транспортируется седельным тягачом МЗКТ 74173. Среди важнейших характеристик МК30Т можно выделить максимальное тяговое усилие инжектора в 36 т и диаметр используемых гибких труб: от 38,1 до 88,9 мм. Выбор установки такого класса позволяет проводить не только ремонтные операции, но и «попробовать силы» в колтюбинговом бурении.

Установка уже используется и появились первые статистические данные. За первый месяц эксплуатации с помощью МК30Т проведены ремонтные работы на 11 скважинах. В будущем планируется на ремонт одной скважины тратить не более 35-40 часов. Многие из специалистов Белоруснефти в свое время прошли курс подготовки в ряде российских компаний, таких как ООО «Уренгойгазпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО АНК «Башнефть» и не понаслышке знакомы с технологией колтюбинга. Однако необходимо обучать работе молодое поколение и снижать временные затраты на осуществление ремонтных операций.

По прогнозной оценке специалистов Белоруснефти срок окупаемости колтюбинговой установки составит около 6 месяцев.

Еще один перспективный способ интенсификации добычи углеводородов и увеличения нефтеотдачи пластов – технология соляно-кислотного разрыва и гидроразрыва пласта (СКР-ГРП). Методика закачки



development in the terms of the exhaustion of the main oil-producing assets.

The upper Proterozoic deposits of the Belarusian oil fields can be described as follows: exhausted nearby reservoirs and low pressure in the formation. As a result – low production rates. Use of hydrochloric and hydraulic fracturing could become a solution of the problem. During several years Belarusneft wells were fractured in turn by USA company Schlumberger and the Polish KROSNO company. Meanwhile the Belarusian specialists looked closely to their activities and collected necessary experience.

In November 2007 Belarusneft obtained its own hydraulic fracturing complex. It includes two mobile pumping units H2501-10, equipped with triplex pumps with working pressure up to 105 MPa, driven with 2250 h.p. Caterpillar engines. Depending on plunger diameter pump productivity can reach 5700 l.m. Working pressure of pumping unit is up to 1350 atm.

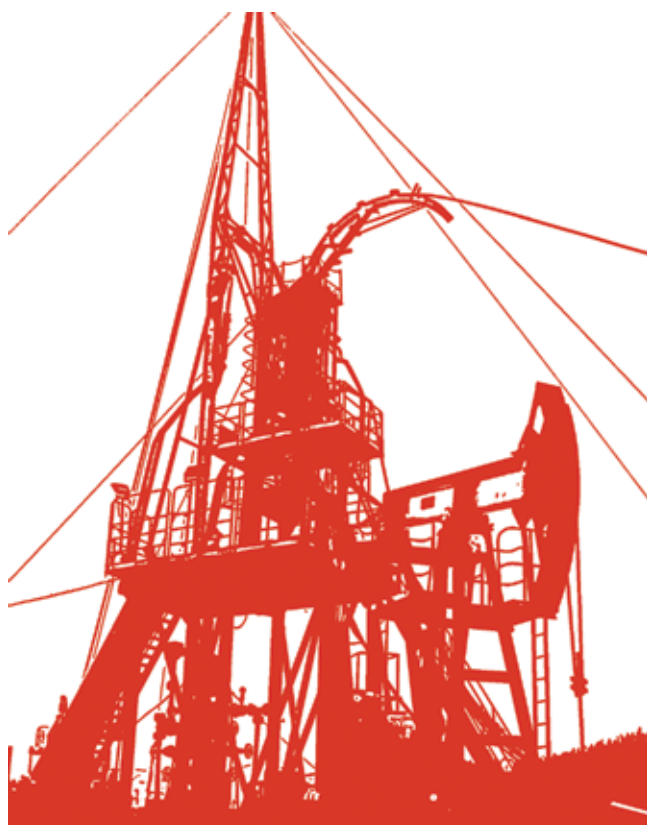
The complex includes MAZ truck mounted blender unit. Its capacity is up to – 630 h.p, proppant delivery speed – up to 6800 kg per minute, working pressure – up to 5 atm, production capacity – 9500 liters per minute.

Manifold unit is used for working reagents transportation. Data acquisition system is used for accumulation of information about hydraulic fracturing parameters. Control unit regulates automatically pressure, density and rheological qualities of reagents. By the end of the year it's the complex will have been re-equipped additionally with high rate proppant feed unit.

Coiled tubing and hydraulic fracturing are important but not sole elements of intensification of oil extraction and oil recovery. The Belarusian oil industry workers can demonstrate high standards of reasonable application of modern technologies right here.

Hydrochloric and hydraulic fracturing are planned to bring additional 40 thousand tons of oil annually. Plus here new well drilling, side-tracking, broad deposit treatment with stream deflective reagents and some other methods which will help to provide better oil recovery.

Price of oil ton now reaches 500 US dollars. Good money for Belarus limited in "black gold". There is sense to fight for every ton. ■



жидкости в пласт для его разрыва, обеспечивающая последующий безнапорный ток нефти и газа из пор горных пород, была изобретена более 50 лет назад, но она получает новый импульс к развитию именно в условиях истощения основных нефтедобывающих фондов.

Верхнепротерозойские залежи белорусских месторождений можно описать следующим образом: выработанные близлежащие коллекторы и низкое давление пласта. Как результат – невысокие объемы нефтедобычи. В подобной ситуации решением может стать использование СКР-ГРП.

На протяжении нескольких лет работы по ГРП на скважинах «Белоруснефти» поочередно проводили американская компания Schlumberger и польская компания KROSNO. Белорусские специалисты присматривались и накапливали необходимый опыт.

В ноябре 2007 года комплекс ГРП поступил в распоряжение Белоруснефти. Он включает в себя две мобильные насосные установки H2501-10, оснащенные трехплунжерным насосом, позволяющим обеспечить давление до 105 МПа, приводимым в действие двигателем Катерпиллер мощностью в 2250 л.с. В зависимости от выбранного диаметра плунжеров производительность насоса может достигать 5700 л.м. Рабочее давление насосной установки – до 1350 атм.

В состав комплекса также входит смонтированная на шасси МАЗ смешивающая установка (блендер). Мощность установки – до 630 л.с., скорость подачи проппанта – до 6800 кг в минуту, рабочее давление – до 5 атм, производительность установки – 9500 литров в минуту.

Для транспортировки рабочих реагентов используется машина манифольдов.

Информация о режимах осуществления ГРП аккумулируется в станции контроля и управления. Система управления СКУ автоматически регулирует давление, плотность и реологические свойства реагентов.

К концу года планируется дооснастить комплекс дозатором проппанта, что позволит использовать его и для проведения работ по СКР-ГРП в терригенных коллекторах.

Колтюбинговые технологии и гидроразрыв пласта – важные, но не единственные элементы интенсификации нефтедобычи и повышения коэффициента извлечения нефти. В этом смысле белорусские нефтяники могут показать хороший пример рационального использования современных технологий.

Планируется, что СКР-ГРП дадут возможность получать дополнительные 40 тысяч тонн нефти ежегодно. Добавьте к этому бурение новых скважин, боковых стволов, широко-охватное воздействие на залежь потоко-отклоняющими реагентами и ряд других методов, которые позволят улучшить извлечение углеводородного сырья.

Цена за тонну нефти уже приближается к 500 долларам США. Деньги совсем нелишние для Беларуси, небогатой на «черное золото». Есть смысл побороться за каждую тонну. ■

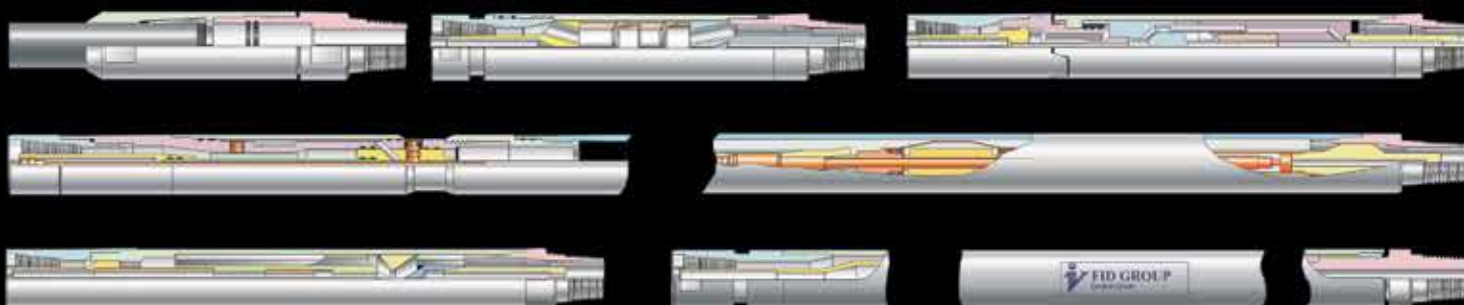
Комплекс оборудования для бурения и ремонта скважин с безмуфтовой трубой в условиях депрессии на продуктивный пласт



КОЛТЮБИНГ - НАША ПРОФЕССИЯ

В состав комплекса входят:

- Мобильная колтюбинговая установка для бурения и ремонта скважин
- Устьевое сборное основание под инжектор
- Комплект противовыбросового оборудования
- Блок приготовления, подачи и очистки бурового раствора (циркуляционная система) закрытого типа
- Насосный блок
- Азотно-компрессорные установки
- Компоновка низа бурильной колонны



OIL AND GAS SERVICE IN VENEZUELA: DEVELOPMENT WAYS

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС В ВЕНЕСУЭЛЕ: ПУТИ РАЗВИТИЯ

Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»
Sergey TORPACHEV, *Coiled Tubing Times*



The oil deposits of Venezuela are located far enough from Russia geographically, however recently precisely the Russian companies show the increasing interest towards extraction of hydrocarbonic raw materials in this country. After Lukoil the multinational corporation-BP starts active work in this country, Gazprom has offers on field development of gas deposits there too. At the same time, one of necessary conditions for an embodiment of all these plans is presence in the country of the offer of hi-tech service, including coiled tubing.

Нефтяные месторождения Венесуэлы географически расположены довольно далеко от России, однако в последнее время к разработке и добыче углеводородного сырья в этой стране всё больший интерес проявляют именно российские добывающие компании. Вслед за Лукойлом активно работать в этой стране начинает ТНК-ВР, предложения по разработке газовых месторождений есть и у Газпрома. В то же время, для воплощения всех этих планов одним из необходимых условий является наличие в стране предложения высокотехнологичных сервисных услуг, в том числе, колтюбинговых.

Venezuelan proven oil reserves stand at 100 billion barrels and Venezuela seeks certification in 2008 and 2009 of 215 billion barrels of oil to total 315 billion barrels of oil proven reserves. Taking this fact into account, one can put Venezuela on the place even higher than Saudi Arabia by the general deposits of oil. Thereupon it is no wonder, that the country's government makes considerable efforts to attract a number of the foreign companies to the development of heavy oil deposits demanding huge investments. According to many experts, extraction of superheavy oils in the basin of Orinoco river demands considerable capital investments and is profitable at the price of more than 50 US dollars for barrel of oil.

In April 2006 the new legislation which permits extraction of the Venezuelan oil by the foreign companies only at joint venture where 60 % of assets belong to the state oil company *Petróleos de*

*Д*оказанные запасы нефти Венесуэлы составляют 100 млрд баррелей и страна намерена в 2008 и 2009 гг. завершить международную сертификацию еще 215 млрд, что увеличит цифру до 315 млрд баррелей. С учетом этого по общим запасам нефти Венесуэла может превзойти даже Саудовскую Аравию.

В этой связи неудивительно, что правительство страны прилагает значительные усилия по привлечению к разработке месторождений тяжелой нефти, требующей больших инвестиций, ряд иностранных компаний. По оценке ряда экспертов, добыча сверхтяжелых нефтей бассейна реки Ориноко требует значительных капиталовложений и рентабельна при цене барреля нефти более 50 долларов США.

В апреле 2006 года в стране вступило в силу новое законодательство, которое разрешает добычу венесуэльской нефти иностранными компаниями только при создании совместного предприятия, 60% которого принадлежит государственной нефтяной компании *Petróleos*



Venezuela, SA (*PdVSA*), came into effect in the country. As a result such oil-extracting companies as *ExxonMobil*, *ConocoPhillips* and *PetroCanada* stopped their work in the country, meanwhile new players came to the oil extracting market of this country.

Considerable activity in region is shown by the Chinese national oil and gas corporation *CNPC*. In November it has already created a joint venture with *PdVSA* for the development of *Sumano* deposit, and also plans to develop heavy oil fields in the basin of *Orinoco* river.

The Russian companies do not fall behind here too; *Lukoil* became the first one working in the country. In particular, this company negotiates with *PdVSA* and branches of *CVP* company concerning cooperation on rehabilitation of oil with reserves of about 300 million barrels, and at present moment it finishes works for a quantitative estimation and the international

de Venezuela, SA (*PdVSA*). В этой связи работу в Венесуэле прекратили такие нефтедобывающие компании как *ExxonMobil*, *ConocoPhillips* и *PetroCanada*, а на рынке нефтедобычи этой страны появились новые игроки.

Значительную активность в регионе проявляет китайская национальная нефтегазовая корпорация *CNPC*. В ноябре она уже создала СП с *PdVSA* для разработки месторождения *Сумано*, а также планирует начать разработку тяжелой нефти в бассейне реки Ориноко.

Не отстают здесь и российские компании, первой из которых в стране начал работать *Лукойл*. В частности, компания ведёт переговоры с *PdVSA* и с дочерними предприятиями компании *CVP* по поводу сотрудничества по реабилитации нефти с запасами порядка 300 млн баррелей, а на данный момент завершает работы по количественной оценке и международной сертификации залежей на блоке «Хунин-3» нефтеносного пояса реки Ориноко.

Комплекс оборудования для ГРП

В состав комплекса входят:

- Насосные установки
- Блендер
- Станция контроля управления
- Блок манифольдов или машина манифольдов
- Гидратационная установка
- Мобильная установка для транспортировки и дозированной подачи пропанта или специальный полуприцеп для дозированной подачи пропанта



certification of deposits on block "Junin-3" of a petroliferous belt of the Orinoco river.

The state oil and gas companies do not drop behind Lukoil as well, in particular Gazprom which shows interest to integrated projects Mariscal Sucre and Deltana Platform. The company assumes a gas production from offshore deposits for its further processing, liquefaction, and exports delivery. Works on geological prospecting of nonassociated gas fields within the limits of project Urdaneta on a continental shelf in Gulf of Venezuela are in progress too. Further Gazprom is going to begin an industrial gas production on two blocks of this deposit. Besides Gazprom, such Russian companies as Rosneft, Tatneft, Zarubezhneft, NOVATEK show clear interest the

Не отстают от Лукойла и государственные нефтегазовые компании, в частности, Газпром, который проявляет интерес к интегрированным проектам Марискаль Сукре и Платформа Дельтана. Компания предполагает добычу газа с оффшорных месторождений с целью дальнейшей переработки, сжижения и поставок на экспорт. Ведутся работы по геологоразведке месторождений природного газа в рамках проекта Урданета на континентальном шельфе в Венесуэльском заливе. В дальнейшем Газпром планирует начать промышленную добычу газа на двух блоках этого месторождения. Кроме Газпрома, интерес к разработке венесуэльских месторождений углеводородов также проявляют такие российские компании, как Роснефть, Татнефть, Зарубежнефть, НОВАТЭК.

Однако при проведении работ по освоению венесуэльских месторождений в первую очередь возникает проблема создания



exploitation of the Venezuelan deposits of hydrocarbons.

However while working on development of the Venezuelan deposits first of all there is a problem of strong service creation, including both drilling of new wells, and works on major repairs, including with coiled tubing application, irreplaceable for extraction of superheavy oil in the basin of Orinoco river. In this sense there is no wonder that exactly in Venezuela many of the coiled tubing technologies were applied and mastered for the first time have, in particular, this country was of one of the first where coiled tubing drilling started its development.

A number of service companies are engaged in coiled tubing in Venezuela - Schlumberger, BJ Services, Halliburton, Weatherford, Orbis, Superior Energy Services, Ziebel, HTK and others. In well intervention works area these companies actively co-operate with oil and gas extraction companies, and first of all with PdVSA. For example, a combination of drilling technologies Wireline PURE and PowerJet Omega used by Schlumberger company has allowed PdVSA to increase

сильного сервиса, включая как бурение новых скважин, так и работы по капитальному ремонту, в том числе, с использованием колтубинга, незаменимого при добыче сверхтяжёлой нефти в бассейне реки Ориноко. В этом смысле неудивительно, что именно в Венесуэле были впервые использованы и отработаны многие колтубинговые технологии, в частности, в этой стране одной из первых начало развиваться колтубинговое бурение.

Колтубингом в Венесуэле занимается целый ряд сервисных компаний – Schlumberger, BJ Services, Halliburton, Weatherford, Orbis, Superior Energy Services, Ziebel, HTK и другие. В области внутрискважинных работ эти компании активно сотрудничают с нефтегазодобывающими компаниями, и в первую очередь, с PdVSA. Например, использование компанией Schlumberger комбинации перфорационных техник Wireline PURE и PowerJet Omega позволило PdVSA значительно увеличить дебиты на ряде скважин по всей стране.

Тем не менее, дальнейший сценарий развития нефтегазового сервиса в Венесуэле не очевиден, поскольку политика различных компаний, занимающих лидирующие места на рынке нефтегазовых услуг Венесуэлы, довольно сильно отличается друг от друга.

considerably production rates for many wells all over country.

Nevertheless, the further development scenario of oil and gas service in Venezuela is not so obvious, as the policy of the various leading companies in the oil and gas services market of Venezuela, differs from each other strongly enough. In particular, in the beginning of the current year the financial director of Halliburton Christopher Gaut has declared that, in his opinion, one shouldn't expect any investments into development of its chapters in Venezuela neither from producing, nor from the service companies. It is necessary to notice, that his prognoses concerning the first ones, most likely, has not come true, and has appeared fair only for the international operators. As for service development, for instance, BJ Services company management has a little bit different point of view over the question, in particular, it has declared that considers coiled tubing technologies and well intervention works to be one of the most demanded segments in a spectrum of services, provided by company in Venezuela, and that this direction will be developed further on. Thus, it is not excluded, that the current situation will stay unchangeable, despite of discussion of the government of Venezuela and representatives of the international service companies, moreover further activities of the world leaders in the field of service in this country to a large extent remains useful not only for PdVSA, but also for realization of the international projects on development of deposits of superheavy oil in the basin of Orinoco river.

The PdVSA position on this question is quite interesting. The president of the company and the Minister of Energy Raphael Ramires has already declared in August of this year that PdVSA plans creation of its own service which will render also external services. Creation of large oil and gas service division entering into PdVSA structure could be the best choice for the country leaders and the company at the present situation. However, for development of such a division PdVSA will have to invest considerably, both into the modern equipment, training of the personnel and development of modern technologies, including works on well intervention.

The oil and gas industry and scientific base of Russia and the CIS can render significant aid for the decision of this problem. In particular, interest to service works in Venezuela is shown already by Tatneft which have developed its own service and using a number of new technologies for well intervention works, render services to other oil-producing companies. A certain interest for Venezuela would be contained in the experience of innovations use in the field of increasing oil recovery factor and well stimulation of company RITEK. At the same time, works in this country could become a serious impulse for development of the Russian service and its entry to the international level.

Thus, whichever were a development scenario for oil and gas service in the country, one thing is obvious - volumes of coiled tubing and well intervention application in Venezuela will steadily grow, especially taking into account realization of projects on extraction of superviscous oil. Thereupon deposits in the basin of Orinoco river can become a proving ground for new coiled tubing technologies and equipment, giving a serious stimulus for branch development. ■



В частности, финансовый директор Halliburton Кристофер Гаут ещё в начале этого года заявил, что, по его мнению, не следует ожидать каких-либо инвестиций в развитие своих подразделений в Венесуэле ни со стороны добывающих, ни со стороны сервисных компаний. Следует отметить, что в отношении первых его прогноз, по всей видимости, не сбывлся, и оказался справедлив лишь для международных операторов. Что же касается развития сервиса, то, например, у руководства компании BJ Services несколько другое видение вопроса, в частности, оно заявило, что считает колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы наиболее востребованным сегментом в спектре услуг, предоставляемых компанией в Венесуэле, и что это направление будет развиваться и далее. Таким образом, не исключено, что текущая ситуация, несмотря на дискуссии правительства Венесуэлы и представителей международных сервисных компаний, может сохраниться и в дальнейшем, тем более, что деятельность мировых лидеров в области сервиса в стране во многом необходима не только для работы PdVSA, но и для реализации международных проектов по освоению месторождений сверхтяжёлой нефти в бассейне реки Ориноко.

Интересна позиция по этому вопросу PdVSA. Президент компании и Министр энергетики Рафаэль Рамирес в августе этого года уже заявил о планах PdVSA по созданию собственного сервиса, который будет оказывать, в том числе, и внешние услуги. Создание крупного нефтегазосервисного подразделения, входящего в структуру PdVSA для руководства страны и самой компании представляется наилучшим выходом из сложившейся ситуации. Однако, для развития такого подразделения PdVSA потребуются значительные инвестиции, как в современное оборудование, так и в обучение персонала и разработку современных технологий, в том числе внутрискважинных работ.

Значительную помощь в решении этой проблемы может оказать нефтегазовая промышленность и научная база России и СНГ, в том числе, Беларуси. В частности, интерес к сервисным работам в Венесуэле уже проявляет Татнефть, имеющая развитый собственный сервис, использующая ряд новых технологий внутрискважинных работ и оказывающая услуги и для других нефтедобывающих компаний. Интересен был бы для Венесуэлы и опыт использования инноваций в области повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока компании РИТЭК. В то же время, работы в этой стране могли бы стать серьёзным импульсом для развития российского сервиса и выхода его на международный уровень.

Таким образом, каков бы ни был сценарий развития нефтегазового сервиса в стране, очевидно одно – объёмы применения колтюбинга и внутрискважинных работ в Венесуэле будут неуклонно возрастать, особенно с учётом реализации проектов по добыче сверхвязкой нефти. В этой связи месторождения бассейна реки Ориноко могут стать местом разработки новых колтюбинговых технологий и оборудования и дать серьёзный стимул для развития отрасли. ■

RFID TECHNOLOGY FOR DOWNHOLE WELL APPLICATIONS

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Ron CLARKE, *Coiled Tubing Times*
Рон КЛАРК, «Время колтюбинга»

Radio Frequency Identification (RFID) is a method of storing information on a tag that communicates remotely via radio frequency with an interrogator in order to carry out a function. RFID is widely used for id pass and security devices in stores, for toll roads and pet tracking, etc. It is also can be used in the oilfield, becoming a means of introducing intelligence into tools without the need for expensive and time-consuming communication systems. RFID is the technology that will enable changes in the method of communication downhole. The number of round trips of drill string or CT will be reduced, many current ball drop technologies and hydraulic cycling tools will be replaced, and many limitations of present day tools may be eliminated.

RFID requires an ID chip that is usually passive and merely reports a number, and a reader, which is active and requires power to operate. The reader and chip must pass within a certain proximity to each other. Generally speaking, there are three categories of uses for RFID: a) inventory control, i.e., simple identification at surface or downhole; b) downhole RFID chips are placed in the drill string or casing string, and a subsequently conveyed reader can perform an operation at a specific downhole location when the correct code is identified; c) downhole tool is configured with a reader, and subsequent downhole runs of the ID chip passing across the reader perform the application. RFID tags are usually inexpensive, costing anywhere from \$0.25 to \$1 or so for passive chip tags. So, basically, their price is not an issue in oilfield applications.

The technology was jointly conceived, patented, and developed by In-Depth Systems, Inc. and Marathon Oil Company and licensed to the two North Sea service

Технология радиочастотной идентификации (RFID) – метод хранения информации на маркере, который с помощью радиочастотного сигнала дистанционно передаёт данные на устройство опроса для выполнения определённых действий. Технология RFID широко используется для идентификации личности и в устройствах обеспечения безопасности в магазинах, на платных автодорогах, для отслеживания местоположения домашних животных и т.д. Она также может использоваться на нефтяных месторождениях, где позволяет создавать интеллектуальные устройства без использования дорогостоящих и времязатратных систем обмена данными. Технология RFID позволяет изменить сам метод, использующийся для коммуникации в нефтяных и газовых скважинах. Количество спуско-подъёмных операций буровой колонны или гибкой трубы будет, таким образом, снижено, многие широко используемые в настоящее время технологии герметизации внутренней полости бурильных труб с помощью сбрасываемых шаров будут заменены, а ряд ограничений, действующих на сегодняшний день для внутрискважинного инструмента, будет снят.

Для применения технологии RFID необходим идентификационный чип, который обычно пассивен и только передаёт число, и считыватель, который активен, и для работы которого необходим элемент питания. Считывающее устройство и чип должны находиться в относительной близости друг от друга. Вообще говоря, способы применения RFID можно разделить на три группы: а) контроль, т.е. простая идентификация наземного или внутрискважинного оборудования; б) чипы RFID для работы внутри скважины размещаются на буровой или обсадной колонне, а последовательно

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

• Головка для регулировки заправки смазки Enviro™

• Шаровой контрольный клапан

• Секции лубрикатора

• Переходник для экспресс-испытания

• Устьевой переходной фланец

«Лёгкий» клапан для кабеля, лубрикатор и сальник

• Выпускной клапан

• Ловитель инструмента

• Ловушка для инструмента

• Лёгкий клапан для кабеля

• Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.elmar.co.uk

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индастриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: sales@elmar.co.uk



FIOMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
e-mail: info@fid.by





Fig. 1 – RFID controlled, downhole circulating sub for well clean-up, which was used in the North Sea by operator CNR

Рисунок 1 – Управляемый RFID циркуляционный переводник для очистки забоя скважины, который использовался компанией CNR на Северном море

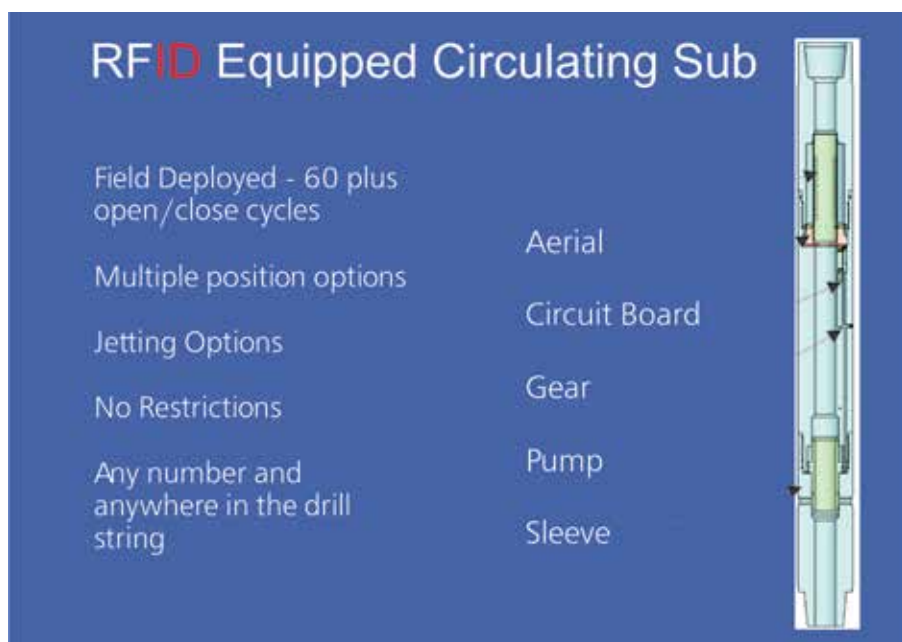


Fig. 2 – The scheme of the RFID Equipped Circulating Sub

Рисунок 2 – Устройство оборудованного RFID циркуляционного переводника

companies for product development and commercialization. One of the first jobs using this technology was done in the North Sea for Canadian company CNR International. RFID equipped self-powered circulating sub was produced (Fig. 1, 2). Battery pack, circuit board, gear, pump – all necessary parts were inserted into the 8-inch tool. As part of the completion process, the RFID circulating sub was run to clean up the well before running the completion string. When it was required, the RFID tags were pumped down to the well and they operated tool. When the tags reached the sub, the circulating ports opened, and inhibited seawater was circulated from just above the liner top at 3000 m. RFID tags with a different code were then circulated to close the sub's ports. Field tests in the North Sea have proven successful.

Typically the oil industry has primarily utilized mechanical systems, hydraulic pressure and fluid pulses to actuate downhole equipment. Use of the RFID technology allows a completely new thought process to occur. It eliminates many limitations of present day tools:

- no circulation rate dependence (fluid or gas);
- no need to manipulate the string;

запрашивающее ответ считывающее устройство может выполнять работы на необходимой глубине при считывании нужного кода;

в) внутрискважинный инструмент оборудуется считывающим устройством и затем выполняет свою задачу при прохождении вблизи него идентификационного чипа. Стоимость RFID маркеров обычно невелика и составляет от \$0.25 до \$1 для чипов пассивного типа. Таким образом, их цена не может служить препятствием для широкого использования технологии на нефтяных месторождениях.

Технология RFID была совместно разработана, опробована и запатентована компаниями In-Depth Systems, Inc. и Marathon Oil. В настоящее время для дальнейшего развития и выхода на промышленное применение эта технология по лицензии используется двумя сервисными компаниями, работающими в районе Северного моря. Одно из первых приложений этой технологии было разработано в Северном море канадской компанией CNR International, им стал оборудованный RFID циркуляционный переводник с автономным питанием (рисунки 1, 2). Элемент питания, электронная плата, насос – всё это было установлено в инструменте диаметром 20,32 см. В рамках работ по заканчиванию скважины оснащённый RFID циркуляционный переводник был спущен в скважину для очистки перед запуском НКТ. По необходимости RFID маркеры закачивались в скважину и управляли инструментом. По мере достижения маркерами переводника открывались циркуляционные порты и морская вода с некоторыми добавками циркулировала в забое, доставляясь от верха

хвостовика, расположенного на высоте около 3000 м. Затем были запущены RFID маркеры с другим кодом, что позволило закрыть порты переводника. Полевые испытания на Северном море показали эффективность разработанного инструмента.

Обычно для активации внутрискважинного инструмента в первую очередь используются механические системы, гидравлическое давление и пульсации жидкости. Использование технологии RFID позволяет по-новому взглянуть на этот процесс и избавиться от многих ограничений, которые распространяются на применяющийся сегодня инструмент:

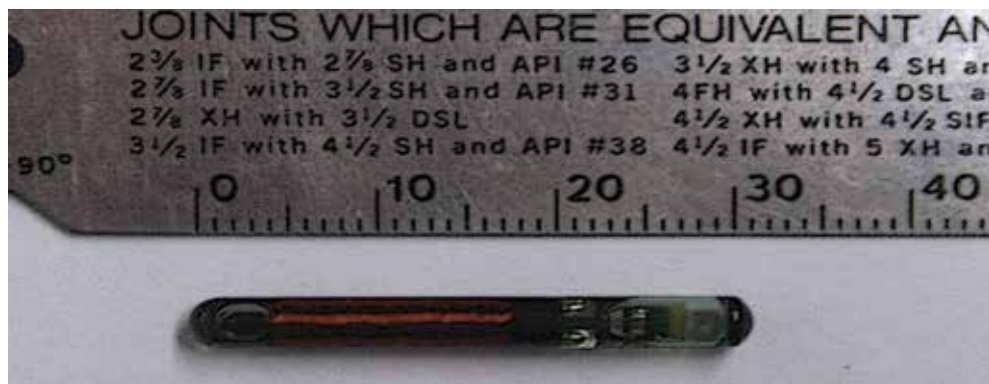
- нет зависимости от параметров циркуляции (жидкости или газа);
- не надо оперировать колонной;
- нет ограничений по сдвигающему усилию.

Технология RFID также снимает ограничения, устанавливаемые использованием сбрасываемых шаров:

- нет ограничений по линейности;
- отсутствуют сёдла для шаров;
- возврат к первоначальным функциям инструмента при необходимости.

Технология RFID даёт возможность управлять всеми гидравлическими активациями вне зависимости от:

Fig. 3 – RFID tag
Рисунок 3 – RFID маркер



- no shear limitations.
- RFID technology removes the limitation set by drop balls:
- no inline restriction;
- no ball seats;
- return to original tool function when required.

RFID technology gives the ability to control all hydraulic actuations irrespective of:

- pump pressure;
- depth (20,000 psi absolute pressure capability);
- fluid gradient;
- fluid quality.

It also can perform multiple functions:

- control more than one device using the same command module;
- reduce BHA change outs and pipe trips.

RFID technology may bring the changes in the use of drillstring and CT in well clean up, N2 lifting, riser and circulating applications, fishing and remedial operations, adjustable drilling tools and directional applications, drillpipe setting/circ tools for liners setting, window cutting and UBD tools. Drilling applications of RFID technology can easily be applied to a CT application: disconnects, disappearing checks, moving tools, expanding tools. At present the smallest RFID actuated power pack designed and tested is 1" od putting out 50 klbs in force. They can be used for fishing/shifting applications. It is very important that standard tools can be modified to accept this new technology.

Additional technology development is directed towards being able to actuate tools in air-and-foam drilling applications, where conventional fluid pulse or pressure activated systems are ineffective. It is possible to build the RFID chips small enough to survive being pumped through a drilling motor. Tools below the motor then can be actuated via RFID. Both drilling angle and direction can be changed. A great number of opportunities exist and are being progressed to utilize RFID in the wells with downhole readers. Drilling disconnects, expandable and contracting stabilizers, expanding and contracting under-reamers and similar tools where either full or partial actuation would be desirable are already under development. If operators and contractors are willing to accept this new technology, it can be adapted to many industry needs. Marathon Oil Company has estimated that "a major oil and gas operator could realize at least \$17 million in annual savings, as well as improved operational safety benefits, with even limited acceptance and use." ■

The author thanks Marathon Oil for it's help in obtaining the graphics used in this article.

- давления насоса;
 - градиента рабочей жидкости;
 - качества рабочей жидкости.
- Она также может обеспечить несколько функций:
- управлять более чем одним устройством при использовании одного и того же управляющего модуля;
 - снизить количество сменяемых НБК и спуско-подъёмных операций.

Использование технологии RFID может значительно изменить использование буровой колонны и колтюбинга при проведении работ по очистке забоя, циркуляции и в разделительной колонне, ловильных операций и текущего ремонта, при использовании настраиваемого бурового инструмента и направленном бурении, инструмента по позиционированию/циркуляции буровой колонны при установке хвостовика, вырезке окна и бурению на депрессии. Буровые приложения технологии могут быть легко адаптированы для проведения работ с помощью колтюбинга: разъединение, проверка наличия, движущийся инструмент, расширяющийся инструмент. На данный момент самый миниатюрный сконструированный и испытанный источник питания для использования в приложениях, основанных на технологии RFID, имеет внешний диаметр 2,5 см и выдерживает нагрузку в 22,7 т. Такие устройства могут быть использованы для ловильных операций. Очень существенным моментом является то, что уже существующий инструмент может быть модифицирован для применения новой технологии.

Дальнейшее развитие технологии направлено на её применение для активации инструмента в тех приложениях, где используется пена, и где традиционные системы активации за счёт давления или пульсации жидкости неэффективны. Возможно также разработать настолько миниатюрные RFID чипы, что они смогут без повреждений пройти через буровой двигатель. За счёт этого можно будет активировать находящиеся за мотором инструменты с помощью этой технологии, что позволит менять как угол, так и направление бурения. Существует также ряд перспективных приложений при использовании технологии RFID в скважинах, забои которых оборудованы считывающими устройствами. Разъединители, расширяющиеся и сжимающиеся стабилизаторы буровой колонны и расширители, а также другие инструменты, требующие полной или частичной активации, уже находятся в стадии разработки. Если добывающие и сервисные компании примут эту новую технологию, она может быть адаптирована для многих промышленных приложений. По оценке компании Marathon Oil «крупные нефтегазодобывающие компании смогут сэкономить как минимум \$17 млн. в год и значительно повысить безопасность работ даже при ограниченном принятии и использовании технологии RFID». ■

Автор выражает благодарность компании Marathon Oil за помощь в получении фотографий и схем, использованных в этой статье.

DEVIN Improves Coiled Tubing Lift Frame

An improved coiled tubing lift frame engineered by DEVIN International, built to reduce rig up height for well completions and interventions, is shown to be commercially viable and effective on a deepwater drilling vessel in the Gulf of Mexico.

DEVIN's solution – called a dual articulating lift frame (DALF) – shortens rig up height by 12 to 18 feet and cuts rig up time in half.



To develop DALF, DEVIN modified its proprietary bail assembly spreader system (D-BASS) by integrating components of the lift assembly. Eliminating the need for bottom bails and an elevator, DALF saves up to 18 feet of needed space between the block and the rotary at the rig floor. The refitted bottom component features a sliding, hydraulic door that functions as an elevator by using an interchangeable bushing arrangement to handle lower assemblies. Effectively, the function of the bottom bails and elevator has become a function of the lift frame itself.

Rigging up coiled tubing or wireline in this method requires about 45 minutes or less – at least half the time needed to prepare a traditional coiled tubing installation with bails. Additionally, the simplified system can be rigged up safely from the floor level, reducing risk of injury from falling objects or pinch points.

DALF maintains a 750-ton load capacity and accepts a maximum of 10 3/4 in. O.D. tubing. With bushings, this O.D. may be reduced to accommodate smaller assemblies. DALF meets design standards of the American Petroleum Institute (API 8-A) and is DNV-certified for all coiled tubing applications.

НИЕ / TECHNOLOGIES & EQUIPMENT / ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

DEVIN совершенствует подъемную раму для колтюбинга

Усовершенствованная подъемная рама для колтюбинга, спроектированная DEVIN International с целью уменьшения высоты монтажной установки для заканчивания скважин и внутрискважинных работ, подтвердила свою коммерческую жизнеспособность и эффективность на судне для глубоководного бурения в Мексиканском заливе.

Разработка DEVIN, которая называется двойная шарнирная подъемная рама (DALF), уменьшает высоту монтажной установки на 12 – 18 футов (3,7 – 5,5 м), а время монтажа – вдвое.

Для создания DALF DEVIN разработала патентованную сборочную подъемную распределительную систему (D-BASS), соединив компоненты подъемного приспособления. Исключив потребность в нижних стропях и грузоподъемнике, DALF экономит до 18 футов (5,5 м) необходимого пространства между блоком и ротором на буровой площадке. Реконструированный нижний компонент представляет собой скользящую гидравлическую дверь, которая функционирует как подъемник при использовании взаимозаменяемого переводного агрегата для обращения с агрегатами более низкого уровня. Фактически, функционирование нижних строп и грузоподъемника стало функцией подъемной рамы самой по себе.

Монтирование колтюбинговой установки или каната по этому методу требует около 45 минут или менее – по крайней мере, половина времени требуется для подготовки стандартной колтюбинговой сборки со стропами. Кроме того, упрощенная система может быть безопасно смонтирована с наземного уровня, что сокращает риск повреждений от падения.

DALF сохраняет 750-тонную грузочную мощность и принимает гибкие трубы с внешним диаметром 10,75 дюймов (27,3 см). С помощью переводников этот внешний диаметр можно сократить, чтобы приводить его в соответствие с более мелкими блоками. DALF соответствует конструкторским нормам Американского нефтяного института (API 8-A) и имеет сертификат DNV для всех колтюбинговых приложений.

Первая система DALF была впервые применена в июне. Второй агрегат был сдан в эксплуатацию для предстоящего масштабного проекта по заканчиванию скважин также в Мексиканском заливе.

Schlumberger выпускает StimMAP LIVE

StimMAP LIVE компании Schlumberger – это новая доступная диагностическая служба гидроразрыва. Она призвана оптимизировать бурение в промысловых условиях и планы добычи, сократить издержки при интенсификации притока и обеспечивает возможность внесения в процесс корректив в режиме реального времени, что позволит максимально увеличить эффективность разрыва.

Путем анализа микросейсмических событий, которые произошли в процессе гидроразрыва, и автоматического помещения их в 3D пространство, служба отображает гидроразрывы в процессе их создания. В результате можно оптимизировать операции по гидравлическому разрыву пласта.

«Одновременная визуализация распространения гидроразрыва позволяет техническим экспертам принимать оптимальные решения на месте, – говорит Belgacem Chariag, глава ремонтного подразделения Schlumberger. – Они могут увеличить суммарную добычу путем оптимизации размещения скважин и сократить расходы на гидроразрыв и заканчивание».

В центре службы StimMAP LIVE – обрабатывающая платформа, которая автоматически обнаруживает и систематизирует

The first DALF system was first deployed in June. A second unit has already been commissioned for an upcoming major well completion project also in the Gulf of Mexico.2.

Schlumberger Releases StimMAP LIVE

Schlumberger's StimMAP LIVE* hydraulic fracturing diagnostics service is now available. This new service can optimize field drilling and production plans, reduce stimulation costs and allow process changes to be made in real time to maximize fracture effectiveness.

By analyzing microseismic events created during the fracturing process and automatically locating them in 3D space, the service maps the fractures while they are being created. As a result, the fracture treatment can be optimized.

"Simultaneous visualization of hydraulic fracture propagation enables operators' technical experts to make better onsite decisions," said Belgacem Chariag, president, Well Services, Schlumberger. "They can increase ultimate recovery by optimizing well placement, and reduce hydraulic fracturing and completion costs."

At the heart of the StimMAP LIVE service is a processing platform that automatically detects and locates microseismic events. Incorporation of this processing tool into hydraulic fracturing operations ensures identification and location of microseismic events orders of magnitude faster than hand picking. Use of the diagnostics in the software provides more reliability than manual methods. With StimMAP LIVE, more events can be identified more accurately during the fracturing operations, assuring better decisions.

The StimMAP LIVE service has been extensively field-tested in North America resulting in increased fracture treatment effectiveness and gas recovery from unconventional resources.

BJ SERVICES DEVELOPED DYNA-COIL INJECTION SYSTEMS Feeding Chemicals, Water or Solvents into Wells through Capillary Tubing Boosts Production

BJ Services announced it has enhanced its well production services portfolio with Dyna-Coil™ capillary injection systems. BJ now offers effective artificial lift technology that uses small diameter capillary strings through well tubing to feed specialty chemicals, water and solvents

to enhance production. The capillary strings can be run to depths of 22,000 ft (7,000 meters). Custom software is used to help operators select the most appropriate wells for these applications.

To date, more than 7,000 capillary strings using technology have been installed throughout Canada and

микросейсмические события. Внедрение этого технологического инструмента в операции гидроразрыва гарантирует обнаружение и систематизацию порядка величины микросейсмических событий быстрее, чем при помощи ручной отбора информации. Использование этого метода диагностики на программном обеспечении также позволяет добиться большей достоверности, чем при использовании «ручных» методов. С помощью StimMAP LIVE можно обнаружить больше событий более точно во время операций гидроразрыва, что гарантирует оптимальные решения для продуктивных пластов.

Служба StimMAP LIVE широко эксплуатируется в Северной Америке, вследствие чего наблюдается большая эффективность гидроразрыва и газодобыча из нестандартных запасов.

BJ SERVICES РАЗРАБОТАЛА СИСТЕМУ ВПРЫСКА DYNA-COIL Введение реагентов, воды или растворителей в скважины через капиллярные трубки повышает производительность.

Компания BJ Services объявила о том, что онаполнила портфолио своих услуг по эксплуатации скважин капиллярной системой ввода реагентов Dyna-Coil™. BJ теперь предлагает эффективную технологию механизированной добычи, в которой для подачи специальных химических веществ, воды и растворителей используются проходящие в обсадной трубе капиллярные трубки малого диаметра, что позволяет добиться значительного увеличения производительности. Капиллярные трубки могут работать на глубине до 22000 футов (7000 метров). Поставляемое под заказ специальное программное обеспечение позволяет определить те скважины, где использование данной технологии будет наиболее эффективно.

На данный момент с использованием технологии Dyna-Coil установлено более 7000 капиллярных трубок в Канаде и США, в том числе, на Аляске и в Мексиканском заливе.

Эта технология помогает операторам поддерживать производительность и увеличивать нефтеотдачу от месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки, особенно в газовых резервуарах с низким давлением. Эта новейшая технология стала первым шагом на пути изменения методов механизированной эксплуатации морских скважин.

Одной из уникальных разработок, использованных в Dyna-Coil, являются управляемые с поверхности забойные клапаны-отсекатели (УПЗКО) InjectSafe™, извлекаемые с помощью канатно-кабельного оборудования или на насосно-компрессорных трубах.

Оба способа позволяют операторам подавать химические вещества через капиллярную систему, не нарушая целостность УПЗКО. "Используя систему в море, мы можем экономно обращаться со скважинами, что даёт ряд преимуществ при проведении многих операций, связанных с добычей", говорит Умберто Мичели (Umberto Micheli), региональный менеджер



the USA, including Alaska and the Gulf of Mexico. This technology has helped operators to maintain production and increase recovery from mature fields, particularly in low-pressure gas reservoirs. This emerging technology represents the first step toward changing methods of artificial lift for offshore wells.

One unique capability is the InjectSafe™ wireline retrievable or tubing retrievable SCSSVs (surface-controlled subsurface safety valves). Both designs allow operators to feed chemicals through a capillary system without violating the integrity of the SCSSV. “By using this system offshore we can economically treat wells subject to a number of production-related issues,” said Umberto Micheli, region manager-Europe and Africa for the Well Services Division. “For example, wells with liquid loading, salting, scaling or hydrate problems can now be treated with precision, at the perforations, without pulling the tubing to install a capillary string,” he said.

PRODUCTION INCREASED DRAMATICALLY

Every offshore well employs surface-controlled subsurface safety valves (SCSSV). Although they are critically necessary, SCSSVs pose challenges when well remediation operations are being carried out. By using InjectSafe technology, BJ technicians can simply and economically inject specialty production chemicals in a well. This system can significantly enhance production by increasing total recoverable reserves without compromising well safety.

Using capillary strings in conjunction with the InjectSafe safety valve technology can produce impressive production improvements in gas wells suffering from liquid loading. The first installation yielded an impressive increase in gas production from 120 mscfd to 1.35mmscfd.

A VARIETY OF APPLICATIONS

The InjectSafe system can be used to inject a variety of chemicals that benefit production. Surfactants and foamers can be used for deliquification in gas wells. Chemical inhibitors can be injected to protect tubulars from corrosion and scale deposits, or to inhibit precipitation of salts, asphaltenes and paraffin in the tubing and SCSSV. By injecting de-emulsifying chemical at the perforations, emulsions are much less likely to form.

“Today’s InjectSafe system provides well treatment choices that were not available until now,” said Micheli. “By installing an InjectSafe capillary chemical injection system, a broad range of preventive treatments become available. Each can go a long way to dramatically improving production and well longevity,” he added. Looking ahead, BJ predicts it will be carrying out chemical injection operations with Dyna-Coil and InjectSafe systems within the next few months on behalf of major operators in the North Sea offshore market and in Continental Europe.

BJ RECEIVES ENGINEERING AWARD

Recently, BJ received a 2007 Meritorious Award for Engineering Innovation in recognition of the InjectSafe system. Hart’s E&P, a leading oil and gas industry magazine, presented the award to BJ as part of its annual program honoring the most innovative new tools and techniques for finding, drilling and producing oil and gas wells.

подразделения ремонта скважин в Европе и Африке. - “Например, ремонтные работы в скважинах с проблемами, связанными с жидкой погрузкой, выпадением кристаллов из раствора, образованием окалин или гидратных пробок, теперь можно проводить с большей точностью, в перфорационных отверстиях и без подъема труб для установки капиллярной трубки”, - добавил он.

ДОБЫЧА ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЫРОСЛА

На каждой морской скважине установлены контролируемые с поверхности забойные отсекатели скважины (УПЗКО). Хотя они совершенно необходимы, использование УПЗКО создаёт дополнительные трудности при проведении ремонтных операций. При использовании технологии InjectSafe, специалисты BJ могут просто и экономично вводить специальные производственные реагенты в скважину. Эта система может значительно увеличить производительность путем увеличения общих извлекаемых запасов, не снижая при этом безопасности эксплуатации скважины.

Использование капиллярных нитей совместно с технологией предохранительного клапана может значительно увеличить производительность для газовых скважин с проблемами жидкой загрузки. Первый ввод в эксплуатацию сразу же дал впечатляющие результаты - увеличение добычи газа с 120 до 1350 тысяч стандартных кубических футов в день (с 3250 до 36450 кубических метров в день).

РАЗНООБРАЗИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ

Система InjectSafe может быть использована для введения большого количества реагентов, повышающих добычу. Поверхностно-активные вещества и вспенивающие агенты могут быть использованы осушения газовых скважин. Химические ингибиторы могут вводиться для защиты трубок от коррозии и внутреннего загрязнения, или для того, чтобы предотвратить осаждение солей, асфальтенов и парафина в колонне и УПЗКО. Вследствие введения реагентов, расслаивающих эмульсии, в перфорационные отверстия, уменьшается вероятность их формирования.

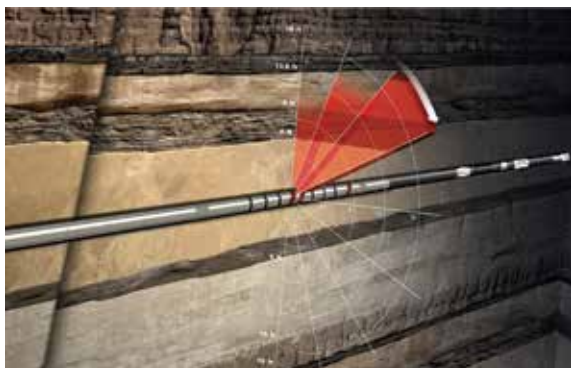
“Сегодня система InjectSafe предоставляет дополнительные возможности по проведению ремонтных работ при выборе технологии обработки скважины, которые ранее были недоступны”, - говорит Мичели (Micheli). “После установки капиллярной системы ввода реагентов InjectSafe становится возможным проведение целого ряда работ по превентивной обработке скважин. За счёт использования различных методик любой оператор может добиться значительного увеличения добычи и увеличения срока эксплуатации скважины”, - добавил он. Компания BJ прогнозирует, что она будет проводить операции по введению реагентов с помощью систем Dyna-Coil и InjectSafe в течение следующих нескольких месяцев для основных добывающих компаний, работающих в Северном море и континентальной Европе.

BJ УДОСТОЕНА ИНЖЕНЕРНОЙ ПРЕМИИ

Недавно BJ получила премию за заслуги в сфере инженерных инноваций за создание системы InjectSafe. Hart’s E&P, ведущий журнал нефтегазовой отрасли, удостоил BJ награды в рамках своей ежегодной программы, отмечающей наиболее инновационные инструменты и технологии разведки, бурения и разработки нефтегазовых скважин.

Технология оптимизации Halliburton способствует развитию Oseberg

Sperry Drilling Services, торговая марка Подразделения бурения и анализа результатов Halliburton, использовала датчик глубокого азимутального удельного сопротивления для помощи Norsk Hydro



Halliburton Optimization Technology Aids Oseberg Development

Sperry Drilling Services, a brand of Halliburton's Drilling and Evaluation Division, used its new InSite ADR Azimuthal Deep Resistivity Sensor to assist Norsk Hydro ASA in the optimization of well placement on its Oseberg Field development project in the North Sea.

Hydro's challenge was to drill in a thin, heterogeneous reservoir setting. The InSite ADR sensor helped Hydro to steer the well through the most productive part of the reservoir while maintaining a desired distance away from the adjacent formations, thus ensuring maximum production from the well.

Rolf Smedal, Hydro Geology & Geophysics team leader, said: "The InSite ADR sensor certainly helped us to make better geosteering decisions, resulting in improved well placement. We were able to maximize productive sand intervals and avoid potentially unstable formations."

"Nowadays," Smedal continued, "most easy spots have already been drilled, but there is a huge potential for similar challenging reservoirs. Hydro has planned numerous wells to target such reserves and I see azimuthal resistivity technology as an important breakthrough that will help us to succeed with future well programs."

Sperry's geosteering specialists collaborated with Hydro's drilling and geology & geophysics (G&G) team to interpret sensor data and to make recommendations for real-time course corrections. "The InSite ADR sensor is part of Sperry's new InSite™ Generation logging-while-drilling sensors," said Brady Murphy, vice president of Sperry Drilling Services. "It detects approaching beds, up to 18 feet from the wellbore, and enables new understanding of formations not possible with legacy systems."

Knowledge and Roxar Form JV to Offer Reservoir Surveillance Services

Knowledge Reservoir and Roxar announced a joint, non exclusive partnership arrangement to provide production and reservoir surveillance services to their clients.

Knowledge Reservoir delivers its production and reservoir surveillance solution under the RTASSM brand while Roxar's subsurface monitoring and analysis solutions come under its Integrated Reservoir and Production Management (iRPM™) portfolio. Together, the two companies will deliver to customers "Roxar iRPM Services supported by RTAS from Knowledge Reservoir."

ASA в оптимизации размещения скважин в проекте по разработке месторождения Oseberg Field в Северном море.

Задачей Hydro было провести бурение в тонком неоднородном коллекторе. Сенсор InSite ADR помог Hydro направить скважину через наиболее продуктивную часть пласта с сохранением желаемого расстояния от смежных формаций, гарантируя таким образом наибольший уровень добычи скважины.

Rolf Smedal, руководитель отдела геологии и геофизики Hydro, заявил: «Конечно, сенсор InSite ADR помогает нам принимать оптимальные решения по геологическому управлению, что приводит к лучшему размещению ствола. Нам удалось максимизировать продуктивные песчаные расстояния и избежать потенциально нестабильных формаций».

«В настоящее время, - продолжил Smedal, - наиболее легкие участки уже пробурены, но остается огромный потенциал для аналогичных продуктивных пластов, требующих особого подхода. Hydro запланировала пробурить огромное количество скважин на таких месторождениях, и я рассматриваю технологию азимутального сопротивления как важный прорыв, который поможет нам в будущем успешно завершить программы по бурению скважин».

Специалисты по геологическому управлению Sperry совместно работали с отделом бурения, геологии и геофизики Hydro, чтобы интерпретировать показания сенсоров и составить рекомендации для коррекции курса в режиме реального времени. «Сенсор InSite ADR входит в число сенсоров InSite™ нового поколения, которые позволяют снимать показания во время бурения, - говорит Brady Murphy, вице-президент Sperry Drilling Services. – Он обнаруживает приближающиеся пласты вплоть до 18 футов (5,49 м) от ствола скважины, и позволяет достичь нового понимания формаций, которое было невозможно с предыдущими системами».

Knowledge and Roxar Form JV будут предоставлять услуги по наблюдению за коллектором

Knowledge Reservoir and Roxar объявили о подписании совместного, не эксклюзивного соглашения о партнерстве с целью предоставления своим клиентам услуг по контролю за добычей и коллектором.

Knowledge Reservoir предоставляет свое решение по контролю за добычей и коллектором под маркой RTASSM, а решения Roxar по внутрискважинному мониторингу и анализу выходят под перечнем Integrated Reservoir and Production Management (iRPM™) – Интегрированное управление коллектором и добычей.

С мая 2007 года две компании в тесном сотрудничестве работали с многочисленными клиентами, чтобы отслеживать и анализировать данные постоянных внутрискважинных сенсоров, полученные Roxar на сложном месторождении в норвежском Северном море. Этот проект «под ключ» включал прямой доступ к данным и их передаче, мониторинг, анализ, интерпретацию и создание отчетов для клиента в Норвегии, причем работа выполнялась удаленно из Хьюстона, Техас.

Профессор Ivor R. Ellul, президент Knowledge Reservoir, заявил: «Соединив талант и технологии, мы надеемся удовлетворить потребности клиентов в наш день и век ограниченных ресурсов. Работа RTAS доказывает жизнеспособность удаленного контроля за добычей и коллектором на нефтяном месторождении, снабженном цифровым оборудованием».

Gunnar Hviding, исполнительный директор Roxar, отметил: «Решения по мониторингу Roxar продолжают занимать важнейшее

Since May 2007, the two companies have been working closely with a mutual client to monitor and analyze permanent downhole sensor data generated by Roxar from a complex field in the Norwegian North Sea. This turnkey project involved seamless data access and transfer, monitoring, analysis, interpretation and report generation for the Norway-based client with work performed remotely from Houston, Texas.

Dr. Ivor R. Ellul, President of Knowledge Reservoir, stated, "talent and technology have been brought together to meet clients' needs in this day and age of limited resources. The RTAS service proves the viability of remote production and reservoir surveillance in the digitally-enabled oilfield."

Gunnar Hviding, CEO, Roxar, said, "Roxar's monitoring solutions continue to be at the forefront of permanent downhole instrumentation providing our customers with intervention-free reservoir surveillance and value-added iRPM analysis services. Partnering with Knowledge Reservoir will ensure that the maximum amount of value is generated from this data. We look forward to a productive relationship – both for Roxar and Knowledge Reservoir and for our operator customers."

Knowledge Reservoir's RightTimeSM Analysis Services (RTAS) deliver value-added analyses of production data, collecting and analyzing oilfield performance data from a variety of sensors and meters, both downhole and topside.

Cabot Continues to See Success from Horizontal Drilling Program

Cabot Oil & Gas reports additional horizontal drilling success at its County Line project in east Texas, along with news on horizontal drilling from its shale program in West Virginia. Cabot continues to expand the County Line James field with another successful completion, the Timberstar Redditt #2, which was recently completed with an initial production rate of 13 Mmcf per day. This well reached a total measured depth of 12,860 feet with a 5,400-foot lateral in the James Lime formation.

"This is the fifth of six horizontal James wells to have an initial production rate of 9 Mmcf per day or better," said Dan O. Dinges, Chairman, President and Chief Executive Officer. "The consistency of these recent results has given Cabot the confidence to drill two additional wells in 2007 and to expand its 2008 effort at County Line to 32 horizontal James wells." The field is producing approximately 20 Mmcf per day. Cabot and the pipeline operator are constructing additional takeaway capacity that is anticipated to be completed in the first quarter of 2008. Dinges added, "This expansion of pipeline capacity will increase throughput from the field by a factor of at least three from the existing 20,000 Mmcf per day."

In the East Region, Cabot recently reached total depth on its third horizontal well in its fall drilling program since September. The Meadows A #1H reached a total depth of 6,816 feet with a 3,530-foot lateral in the Huron shale. This well encountered a natural flow in excess of 1.0 Mmcf per day while drilling. The well will be hooked up to the existing infrastructure and commence producing immediately. "The well was drilled in 18 days at a cost of less than \$600,000," said Dinges. "We plan to drill two more Huron shale wells in 2007, plus 19 wells in 2008 to further develop this field."

место среди постоянной внутрискважинной аппаратуры, предоставляя нашим клиентам удалённый контроль за коллектором и аналитические услуги iRPM. Сотрудничество с Knowledge Reservoir будет гарантировать, что из этих данных будет извлекаться максимальная ценность. Мы с нетерпением ждем продуктивных отношений – и для Roxar и Knowledge Reservoir, и для наших клиентов».

Аналитическая служба RightTimeSM Analysis Services (RTAS) компании Knowledge Reservoir предоставляет анализ данных бурения с дополнительными характеристиками, сбор и анализ данных о рабочих характеристиках на нефтяном месторождении с помощью большого количества сенсоров и измерительных приборов, как внутрискважинных, так и наземных.

Cabot продолжает отмечать эффективность программы горизонтального бурения

Компания Cabot Oil & Gas сообщает о новых достижениях в рамках своей программы горизонтального бурения и проекта County Line в восточном Техасе, а также о продвижении программы неглубокого горизонтального бурения в Западной Виржинии. Cabot продолжает расширять разработку месторождения County Line James за счёт успешного заканчивания скважины Timberstar Redditt #2, которая было недавно завершена при начальном рабочем дебите 372000 кубических метров в день. Эта скважина имеет общую глубину 4290 м с отводом в известковом пласте James, протяжённостью 1800 м.

"Это пятая из шести пробуренных в пласте James горизонтальных скважин, имеющая начальный рабочий дебит 256000 кубических метров в день в день или больше, – говорит Дэн О. Дингес, председатель, президент и главный исполнительный директор. – Стабильность этих недавних результатов позволила Cabot принять решение о бурении двух дополнительных скважин в 2007 году и расширить планы по разработке месторождения County Line на 2008 год до 32 горизонтальных скважин, которые будут пробурены в этом пласте". Месторождение позволяет добывать приблизительно 571000 кубических метров в день. Cabot и оператор трубопровода создают дополнительные мощности по забору добытого газа, которые планируется закончить в первом квартале 2008 года. Дингес добавил: "Эти дополнительные мощности позволят увеличить пропускную способность трубопровода как минимум втрое от настоящего показателя в 571 млн. кубических метров в день".

В восточном регионе Cabot недавно достигла конечной глубины на третьей горизонтальной скважине, пробуренной с сентября этого года. Глубина скважины Meadows A #1H достигла конечного значения в 2272 м при ответвлении длиной 1177 м в приповерхностный пласт Huron. На этой скважине было получено естественное течение свыше 286000 кубических метров в день в процессе бурения. Скважина будет присоединена к существующей инфраструктуре и может приступить к добыче немедленно. "Скважина была пробурена за 18 дней при затратах менее \$600,000, - сказал Дингес. - Мы планируем пробурить еще две скважины в пласте Huron в 2007 году и 19 скважин в 2008 году для дальнейшей разработки месторождения".

ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В РОССИИ В КОЛИЧЕСТВЕ НЕ МЕНЕ ДЕСЯТИ ЕДИНИЦ

Производитель	СЗАО Фидмаш	СЗАО Фидмаш	СЗАО Фидмаш	Hydra Rig
Обозначение	M10	M20	МК20Т	HR440
Класс	Легкий	Средний	Средний	Средний
Шасси	МАЗ 631708 (6х6)	МЗКТ 652712 (8х8)	МЗКТ 65276 (10х10)	KENWORTH C-500 (6х6)
Двигатель	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	CUMMINS
Мощность двигателя, л.с.	240	400	400	475
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	120	240	270	270
Скорость подачи гибкой трубы, м/сек	0,01 – 0,80	0,01 – 0,80	0,01 – 0,80	0,02 – 1,2
Диаметр гибкой трубы, мм	19,10 – 44,45	19,10 – 44,45	19,10 – 44,45	25,4 – 44,45
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70	70	70	70
Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м	2500	4200	5000	4000
Габаритные размеры, мм, не более				
- длина	10900	13000	15000	13000
- ширина	2500	2500	2500	2700
- высота	4200	4500	4500	4500
Масса полная, кг, не более	33700	46000	59000	40000
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, тм	18	18	31.5	17

На фото: инжектор с тяговым усилием 27 т
на испытательном стенде



MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUs IN RUSSIA, CURRENTLY BEING OPERATED IN QUANTITY NOT LESS THAN TEN UNITS

Manufacturer	CJSC Fidmash	CJSC Fidmash	CJSC Fidmash	Hydra Rig
Model	M10	M20	MK20T	HR440
Class	Lightweight	Medium Weight	Medium Weight	Medium Weight
Chassis	MAZ 631708 (6x6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
Engine	YAMZ-7511	YAMZ-7511	YAMZ-7511	CUMMINS
Engine power	240 HP	400 HP	475 HP	475 HP
Injector Head Pull Capacity	27,000 lbs	54,000 lbs	54,000 lbs	60,000 lbs
Coiled Tubing Speed, feet per minute	2 – 160	2 – 160	2 – 160	4 – 265
Coiled Tubing Size OD	3/4" – 1 3/4"	3/4" – 1 3/4"	3/4" – 1 3/4"	1" – 1 3/4"
Maximum Wellhead Pressure	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
Reel capacity for 1 3/4" OD tube	8,500 ft	13,790 ft	16,400 ft	13,200 ft
Maximum overall dimensions				
- length	430"	510"	590"	510"
- width	100"	100"	100"	105"
- height	166"	177"	177"	177"
Maximum gross weight	74,300 lbs	101,400 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
Crane Capacities Maximum	36,000 lbs	36,000 lbs	60,000 lbs	34,000 lbs

Pictures: injector with 27 ton lifting capacity on the test bench



BAKER HUGHES: A CENTURY OF INNOVATION

BAKER HUGHES: СТО ЛЕТ ИННОВАЦИЙ

In 2007, Baker Hughes is celebrating a century of innovation and service in the oil and gas industry. In 1907, R.C. Baker received a patent on a casing shoe that advanced well cementing so much that it launched Baker Oil Tools. In 1909, Howard R. Hughes, Sr. patented a roller cone bit that made it possible to drill through deeper, harder rock. This invention gave birth to the Hughes Tool Company. A century later, Baker Hughes carries on the tradition of innovation not only by its two founders, but also by the many other industry pioneers whose inventions and business lines became part of the oilfield service leader. Today, Baker Hughes is a global company offering Best-in-Class solutions for drilling, formation evaluation, completion and production, to improve efficiency and maximize recovery from oil and gas wells. Baker Hughes operates in over 90 countries worldwide providing products and services to international oil companies, independent oil and gas companies and national oil companies.

BAKER HUGHES IN RUSSIA

Baker Hughes' launched first equipment deliveries to clients in the former Soviet Union in the 1970s. In the late 1980s, the company set up a representation office in Moscow which accommodates today the managerial, operating and support personnel of each of the eight company's divisions. Currently, Baker Hughes' staff in Russia numbers over 1400 employees, the company has offices, operation and R&M facilities in the number of cities in Western Siberia, Timan-Pechora and Volga-Urals Districts. Also the opening of several new operating and administrative facilities is planned for the coming couple of years. One of these projects – new complex in Nefteyugansk (Khanty-Mansy Autonomous District) - is to become the company's biggest facility in Russia. It will occupy the area of about 7 hectares with the operating facilities space more than 11,000 m² and the office space – about 1500 m².

ADVANCES IN COILED TUBING SERVICES

Coiled tubing operations in the oil field date back to the 1960s. The principal benefit of coiled tubing operations is the ability to perform remedial work on a live well without having to extract production tubing. Using coiled tubing drilling and completion tools, it is possible to re-enter existing mother bores to extract additional production from mature fields.

Through its Baker Oil Tools and INTEQ divisions, Baker Hughes has extensive experience in providing downhole coiled tubing services. Since 1994, Baker Oil Tools has been providing casing exit services and open hole completion systems. BOT has completed over 200 whipstock and window milling applications using coiled tubing. Over 90% of these re-entry wells were completed with BOT cemented liner systems.

Baker Hughes INTEQ's CoilTrak BHA system is the next generation wireline based telemetry Coiled Tubing Drilling

В 2007 году Baker Hughes отмечает столетие инноваций и работы в области нефтегазового сервиса. В 1907 году Р.С. Бейкер получил патент на башмак обсадной колонны, который значительно повысил эффективность цементирования скважины; в результате была создана компания Baker Oil Tools. В 1909 году Говард Р. Хьюз старший запатентовал шарошечное колонковое долото, с помощью которого стало возможным вести более глубокое бурение твердой породы. Это изобретение положило начало Hughes Tool Company. Сто лет спустя, Baker Hughes продолжает традиции инноваций не только силами двух компаний-основателей, но также с помощью других первопроходцев промышленности, изобретения и направление деятельности которых стали частью компании-лидера нефтепромыслового сервиса. Сегодня Baker Hughes – это международная компания, предлагающая лучшие в своем классе решения для бурения, оценки продуктивности пласта, заканчивания и добычи, которые позволяют улучшить эффективность и максимально увеличить дебиты нефтегазовых скважин. Baker Hughes работает в более чем 90 странах по всему миру, предоставляя товары и услуги международным нефтяным компаниям, независимым нефтегазовым компаниям и национальным нефтяным компаниям.

BAKER HUGHES В РОССИИ

Компания Baker Hughes начала первые поставки оборудования клиентам в бывшем СССР в 1970-е гг. В конце 1980-х гг. компания открыла представительство в Москве, которое сегодня объединяет управляющий, производственный и технический персонал каждого из восьми подразделений компании. В настоящее время представительство Baker Hughes в России насчитывает 1400 сотрудников; компания имеет филиалы, производственные и ремонтные отделения в городах Западной Сибири, на Тимано-Печоре и в Волго-Уральском регионе. Кроме того, в течение ближайших нескольких лет планируется открытие нескольких новых производственных и административных представительств. Один из этих проектов – новый комплекс в Нefteyуганске (Ханты-мансийский автономный округ) – станет самым большим представительством компании в России. Он будет занимать площадь около 7 гектаров, при этом производственные площади составят более 11 000 м², а офисные – около 1500 м².

ДОСТИЖЕНИЯ В СФЕРЕ КОЛТЮБИНГОВОГО СЕРВИСА

Работы с помощью колтюбинга на нефтяных месторождениях были начаты в 1960-х гг. Основное преимущество колтюбинговых операций – возможность осуществлять текущий ремонт на скважинах под давлением без необходимости извлекать насосно-компрессорную колонну. При использовании колтюбингового бурения и инструментов заканчивания можно возвращаться в существующие стволы скважин, чтобы добиться увеличения добычи на истощающихся месторождениях.

Благодаря своим подразделениям Baker Oil Tools и INTEQ, компания Baker Hughes имеет большой опыт по выполнению внутрискважинных работ с помощью колтюбинга. С 1994 года Baker Oil Tools предоставляет услуги по выходу из обсадной колонны и системы заканчивания скважин при необсаженном забое. BOT внедрила более 200 приложений для скважинных отклонителей и вырезания окна в обсадной колонне с использованием колтюбинга.



**BAKER
HUGHES**

Более 90% из этих расконсервированных скважин были закончены с помощью систем цементирования хвостовика BOT.

Система CoilTrak ВНА компании Baker Hughes INTEQ – это компоновка низа бурильной колонны (НБК) с телеметрией нового поколения для колтубингового бурения и оценки его результатов, основанная на канатно-кабельных технологиях. Эта модульная 2-дюймовая (6 см) and 3-дюймовая (7,6 см) система разработана для бурения скважин размерами от 2 дюймов (7 см) до 4 дюймов (12 см) при использовании промысловой жидкости любого типа и при применении в условиях повышенного и пониженного гидростатического давления в стволе скважины. Благодаря модульности и одноосным влагуостойчивым соединительным муфтам, система CoilTrak ВНА

and Evaluation bottomhole assembly (BHA). This modular 2 3/8-in. and 3-in system is designed to drill hole sizes from 2 3/4-in. to 4 3/4-in. using any type of drilling fluid, in both underbalanced and overbalanced applications. Due to its modularity and the single pin wet connectors, the CoilTrak BHA can be tailored, at the wellsite, to meet all customer needs. The BHA provides Directional, Gamma Ray and temperature logging-while-drilling services with the smallest high-resolution Multiple Propagation Resistivity, as well as improved depth control with a casing collar locator. An optional drilling performance sub features WOB, annular and wellbore pressure sensors. The CoilTrak system also allows kicking-off from challenging vertical cased wells with a gyro-based system as an optional component in the drilling BHA.

CONCLUSION

In the 21st century, Baker Hughes professionals will continue the company's tradition of technology innovation and service, helping our customers achieve the reliable performance they need to efficiently find and produce hydrocarbons. ■

может быть подогнана непосредственно на месте проведения работ, что позволяет максимально удовлетворить требования потребителя. С помощью этой компоновки НБК можно проводить работы по направленному, рентгеновскому и температурному каротажу в процессе бурения с использованием миниатюрного высокочувствительного датчика, работающего по технологии измерения сопротивления многолучевого распространения, а также обеспечить улучшенный контроль глубины с помощью локатора муфтовых соединений обсадных труб. Дополнительно компоновка может оснащаться датчиками измерения осевую нагрузку на долото, затрубного и внутрискважинного давления. Система CoilTrak также позволяет изменять направление в сложных вертикальных скважинах с помощью гиросопной системы, которой по желанию клиента может быть оборудована компоновка НБК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В 21 веке специалисты Baker Hughes будут продолжать традиции технологических инноваций в области нефтегазового сервиса, помогая своим клиентам достигать той надежности в работе, которая так необходима для эффективного поиска и добычи углеводородов. ■

BAKER HUGHES: YEAR AFTER YEAR

BAKER HUGHES: ГОД ЗА ГОДОМ

BAKER HUGHES MILESTONES

R.C. Baker receives a patent on a casing shoe that launched Baker Oil Tools.

Howard Hughes tests first roller cone bit and patents it.

To meet the increasing demand for drilling equipment, the Baker Casing Shoe Company started manufacturing operations and Hughes Tool Company launched new products to improve drilling and reaming in deeper and harder formations.

The depression affected the growth of Baker Hughes fledgling companies as survival became the watchword of many industry entrepreneurs who had invested heavily in start-up operations and manufacturing capabilities.

The fledgling Baker Hughes companies were transitioning from small-scale shops to modern manufacturing facilities equipped with machine tools and other processes.

In the U.S., Baker Oil Tools matched the industry’s growth with an aggressive expansion of its operations. During 1948-59 a total of 50 new branches were established in sixteen states and a Baker export office was opened and staffed in New York.

Hughes Tool Company expanded its operations to the newly discovered oil fields throughout North America and made major advancements in drill bit and tool joint technologies.

After a brief recession during 1956-58, the oil and gas service sector resumed sustained growth and expansion through the 1960s. The boom cycle turned Baker Oil Tools, Hughes Tool Company, Lane-Wells and Eastman into industry leaders.

Hughes Tool Company achieved extraordinary growth through the decade as revenues grew from \$150 million in 1973 to \$450 million in 1977.

With continued solid growth as a base, Baker Oil Tools aggressively acquired companies to complement existing businesses, enter new markets and extend product lines.

The years 1978-1987 would turn out to be, by turns, the most exhilarating and the most traumatic decade in Baker Hughes’ history. The oil embargo of 1973, the rise of OPEC, and the Iranian revolution drove crude oil prices to record levels.

During its first decade as Baker Hughes Incorporated, the company made a series of more than 30 acquisitions and divestitures to reinforce its core technical competencies.

The company’s management defined a strategy that focused on Baker Hughes strengths in the oil field and its specialized technology for oil and gas wells. By 2007, Baker Hughes has achieved rapid growth, and has continued to invest in new technology, global infrastructure and a diverse workforce.

YEARS 1907-1917

БЕХИ BAKER HUGHES

Рубен Бейкер получил патент на башмак обсадной колонны, что позволило создать Baker Oil Tools.

Говард Хьюз протестировал и запатентовал шарошечное колонковое долото.

1918-1927

Удовлетворяя растущий спрос на бурильное оборудование, Baker Casing Shoe Company наладила производство, а Hughes Tool Company освоила выпуск новой продукции, позволяющей бурить глубже и в более сложных условиях.

1928-1937

На рост еще начинающих компаний Baker Hughes повлияла депрессия. Лозунгом предпринимателей отрасли, вложивших капитал в развивающиеся технологии и производство стало выживание.

1938-1947

Растущие компании Baker Hughes преобразовались из небольших «магазинов» в современные предприятия, оборудованные всем необходимым.

1948-1957

В США Baker Oil Tools ответила на рост отрасли агрессивным расширением. В течение 1948-59 гг. в шестнадцати штатах было открыто 50 новых отделений, а в Нью-Йорке – экспортный офис. Hughes Tool Company распространила свою деятельность на недавно открытые месторождения Северной Америки и сделала существенные подвижки в разработке бурильных долот и технологиях соединения инструмента.

1958-1967

После краткого спада в течение 1956-58 гг., нефтяной и газовый сервисный сектор возобновил устойчивый рост в течение 1960-ых. Цикл подъема сделал Baker Oil Tools, Hughes Tool Company, Lane-Wells и Eastman лидерами отрасли.

1968-1977

Hughes Tool Company добилась феноменального роста – доходы с \$150 млн в 1974 г. выросли до \$450 млн в 1977 г. На основе прочного роста Baker Oil Tools настойчиво приобретала компании в дополнение к существующему бизнесу, с целью выхода на новые рынки и расширения производственных линеек.

1978-1987

Это десятилетие было самым волнующим и самым травмирующим в истории Baker Hughes. Нефтяное эмбарго 1973 г., возвышение ОПЕК, а также иранская революция привели цены на сырую нефть к рекордному уровню.

1988-1997

В течение первого десятилетия существования как Baker Hughes Incorporated компания провела серию из более чем 30 приобретений и преобразований с целью укрепить свои технические позиции.

1998-2007

Руководство компании определило стратегию, которая сосредоточила силы Baker Hughes на нефтяных месторождениях и технологиях для нефтяных и газовых скважин. К 2007 г. Baker Hughes достигла быстрого роста и продолжает вкладывать капитал в новые технологии, глобальную инфраструктуру и рабочую силу.



Serving Coiled Tubing Companies Worldwide

QUALITY & RELIABLE SERVICE THRU AND THRU

Welltonic was first established in Aberdeen Scotland in 2001; since then Welltonic has grown to become one of the leading thru-tubing tool specialist in the Eastern Hemisphere.

Welltonic are at the forefront of providing downhole well intervention solutions to both Coiled Tubing Service Providers and Operators.

With its total focus on thru-tubing services Welltonic offers unique benefits to its customers these include highly trained and self motivated personnel, thru tubing tool management systems, sales & service, tool inspection and maintenance, tailored asset tracking software, Engineering design services and a comprehensive quality rental inventory of thru-tubing tools with proven reliability within the industry.

Welltonic offers its clients advanced solutions for coiled tubing well intervention operations and full operational and engineering support throughout to ensure that our customers have the best quality service and reliability available in this field. Welltonic provides a cost effective quality service that ensures expectations and operational objectives are achieved.

The above is backed by our international technical support team and service centres throughout our various locations in the UK, Africa, Algeria, Kazakhstan, Saudi Arabia and United Arab Emirates.

For further information please contact the following personnel: Dave Deane; dave@welltonic.co.uk or Bill Artis; billy@welltonic.co.uk or visit our website www.welltonic.co.uk

Aker Kvaerner has been awarded two drilling equipment contracts by Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co. Ltd (DSME) in Korea; one for a single drillship, the other one for a semi rig. The total contract value for Aker Kvaerner is

Аker Kvaerner было сдано два подряда на поставку бурового оборудования корпорацией Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co. Ltd (DSME) в Корею; один из них – на буровое судно; а другой – на

Incremental Petroleum says that Selmo 22 has been successfully drilled horizontally into the Lower Sinan Dolomite reservoir in the Selmo Field. The well was completed on time and within budget expectations. This reservoir is the dominant reservoir in Selmo, but was not targeted in the 2006 campaign.

Selmo 22 will now require well completion, acidising and pump installation prior to being placed on production. It is anticipated that stable production will be achieved within about a month. On completion of well cleanup and acidising, the rig is scheduled to move to Selmo 36. Selmo 36 is targeting the upper reservoir in Selmo, the Middle Sinan Dolomite.

LUKOIL Group (subsidiary companies and LUKOIL's share in output by affiliated companies) total hydrocarbon production available for sale totaled 2.18 mln boe per day in nine months of 2007, up 43 th. boe per day y-o-y.

LUKOIL production growth rates were impacted by the sale in the end of April of a 50% stake in Caspian Investments (former Nelson Resources), engaged in hydrocarbon exploration and production in Kazakhstan, as well as by the limitations placed by Gazprom on natural gas intake.

проект реорганизации является ключевым шагом на пути к этому, и присуждение данных наград символизирует международное признание наших успехов в продвижении к нашей цели».

Incremental Petroleum заявляет о том, что на скважине Selmo 22 был успешно пробурен горизонтальный ствол в резервуаре Нижнесинанский доломит на месторождении Selmo. Скважина была закончена вовремя и в рамках бюджета. Этот резервуар должен стать основным продуктивным пластом в Selmo, но не был заложен в программу 2006 года.

Selmo 22 теперь потребуется заканчивание скважины, кислотная обработка и установка насосного оборудования перед тем, как начать добычу. Согласно прогнозам, стабильный уровень добычи будет достигнут в течение месяца. После завершения очистки скважины и кислотной обработки, установку планируется переместить на Selmo 36. Selmo 36 предназначена для верхнего продуктивного пласта в Selmo, среднесинанского доломита.

За 9 месяцев 2007 года суммарная добыча товарных углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» (добыча дочерних обществ и доля в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) составила 2,18 млн барр. н. э./сут, что на 43 тыс. барр. н. э./сут больше по сравнению с аналогичным периодом 2006 года.

На темпах роста добычи отрицательно сказалась продажа в конце апреля 50-процентной доли в компании Caspian Investments (бывшая Nelson Resources), занимающейся разведкой и добычей углеводородов на территории Казахстана, а также ограничение приема природного газа со стороны Газпрома.

Объем переработки нефти на собственных российских НПЗ увеличился на 9,5% и составил 31,51 млн т, что связано с активной модернизацией и расширением перерабатывающих мощностей Компании, а также высоким уровнем российской маржи нефтепереработки. Несмотря на временное снижение объемов

Halliburton inaugurated its first globally-focused Technology Center outside North America and Europe. The 5,575 square meter (60,000 square foot) facility, approximately 170 kilometers (106 miles) southwest of Mumbai, is designed to facilitate global research and development across Halliburton's Completion and

Halliburton открывает свой первый международный Технологический центр за пределами Северной Америки и Европы. Центр площадью 5 575 м2, находящийся в 170 километрах к юго-западу

The Pune facility complements the Company's existing globally focused research and development centers in Houston; Duncan, Okla.; and Carrollton, Texas. Working in concert with fellow research and scientific colleagues, personnel in Pune collaborate through analytical study and hands-on applications in state-of-the-art laboratories to further advance Halliburton's global expertise, particularly in the areas of production enhancement, completion tools, drilling fluids and the Company's founding business of cementing.

Currently, Halliburton plans to open a second Eastern Hemisphere-based technology center in Singapore in 2008.

Dr. Vikram (Vik) Rao, Senior Vice President and Chief Technology Officer, Halliburton, added: "The quality and talent of our scientific personnel in Pune are a superb addition to our global technological capabilities and resources. The Pune team adds tremendous value and reach to integrate our technology offerings worldwide," said Rao.

LUKOIL AND UZBEKNEFTEGAZ BEGIN SUPPLYING GAS FROM KHAUZAK AREA

LUKOIL Overseas and Uzbekneftegaz, the national holding company, have started the supply of gas from the Khauzak area (Bukhara Region of the Republic of Uzbekistan) within the framework of implementation of the PSA for the Kandym-Khauzak-Shady-Kungrad project.

The start of the gas supply is the most important stage of the implementation of the Khauzak gas field development project. As of today, five wells have been commissioned in the field, a gas treatment unit has been started, gas refining facilities at the Mubarek gas plant and the gas transportation via the Central Asia-Center Pipeline have been prepared.

Starting from the 8 November, continuous supply of feedstock from the wells to the Dengizkul-Mubarek pipeline is being ensured. All equipment that has passed the necessary inspection, start-up and commissioning and pilot operation is working in a normal mode. The field is fully staffed; the engineering and technical personnel underwent relevant training at the professional training centers of the gas industry of Uzbekistan and Russia. Marketing services started commercial operations for selling the marketable gas.

At the same time, further drilling and additional exploration of the area are carried out using three drilling rigs. All construction, assembly and commissioning operations are carried out at the highest technical, technological and organizational level with obligatory observance of the strictest environmental and industrial safety requirements.

The ceremony of starting up the Khauzak gas field will be held at the end of November this year.

Центр Пуна пополнил список уже существующих международных центров исследования и развития в Хьюстоне; Данкане (Оклахома), и Кэрроллтоне (Техас). Работая в современных лабораториях согласованно с коллегами из других научно-исследовательских центров, ученые в Пуне используют аналитические исследования и практические прикладные программы, с целью усовершенствования глобального опыта Halliburton, особенно, в областях повышения нефтеотдачи, создания инструментов заканчивания, буровых жидкостей и развития нового для компании вида деятельности – цементирование скважин.

“Сегодня мы очень рады открытию центра в Пуне, который сможет предложить инновации и преимущества для наших клиентов во всем мире, – говорит Энди Лейн, исполнительный вице-президент и главный управляющий директор Halliburton. – Наше расширенное присутствие в Индии – свидетельство готовности продолжить укрепление отношений с клиентами в восточном полушарии и поставки местных товаров и услуг для удовлетворения их потребностей”.

В настоящее время Halliburton планирует в 2008 году открыть второй технологический центр в восточном полушарии – в Сингапуре.

Викрэм Рэо, первый вице-президент и главный директор по технологиям Halliburton, добавил: “Высокий уровень подготовки и талант наших научных сотрудников в Пуне – превосходное дополнение к нашим технологическим возможностям и ресурсам, расположенным по всему миру. Коллектив в Пуне представляет огромную ценность и пытается внедрить наши технологические предложения по всему миру”, – отметил Рэо.

ЛУКОЙЛ И УЗБЕКНЕФТЕГАЗ НАЧИНАЮТ ПОСТАВКИ ГАЗА ИЗ РАЙОНА ХАУЗАК

Лукойл Оверсиз и Узбекнефтегаз, национальная холдинговая компания, начали поставки газа из района Хаузак (Бухарская область Республики Узбекистан) в рамках применения соглашения о разделе продукции для проекта Кандым-Хаузак-Шейди-Канград.

Начало газоснабжения - самая важная часть применения проекта развития газового месторождения Хаузак. На сегодняшний день на этом месторождении были введены в эксплуатацию 5 скважин, запущен агрегат по очистке газа и мощности по переработке газа на заводе в Мубареке, а также налажена транспортировка газа через центральный трубопровод Азия-Центр.

Начиная с 8 ноября, гарантируется непрерывная поставка из скважин к трубопроводу Денгизкуль-Мубарек. Все оборудование, прошедшее необходимую проверку, пуско-наладочные работы и опытную эксплуатацию, работает в нормальном режиме. Штат месторождения полностью укомплектован; инженерный и технический персонал прошел соответствующее обучение в профессиональных центрах подготовки газовой промышленности Узбекистана и России. Маркетинговая служба начала коммерческие операции по продаже товарного газа.

В то же время, дальнейшее бурение и дополнительная разработка района осуществляются с использованием трех буровых платформ. Все строительные, сборочные и пуско-наладочные работы осуществляются на высочайшем техническом, технологическом и организационном уровне при обязательном соблюдении строжайших требований экологической и промышленной безопасности.

Церемония открытия газового месторождения Хаузак состоится в конце ноября этого года.



ФОРМОСТ

Нефтегазопромысловое оборудование

Компания «Формост», основанная в 1965 году, является одним из лидеров в области производства высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности: буровых установок с возможностью бурения гибкими (колтюбинг) и обычными НКТ (гибридные установки), колесных и гусеничных снегоболотоходов повышенной проходимости, буровых труб с обратной циркуляцией.

Используя передовые технологии, мы производим современное оборудование, удовлетворяющее всем техническим требованиям заказчиков.

Мы выпускаем следующее оборудование для нефтяников: установки для бурения обычными трубами, колтюбинговые буровые установки, гибридные колтюбинговые буровые установки, снегоболотоходы различной грузоподъемности, верхние приводы, системы автоматической подачи труб, буферные переходники. Используя наше оборудование, заказчик может максимально повысить производительность на своих объектах.

За дополнительной информацией о продукции и услугах компании «Формост» обращайтесь в «Формост Россия»:

Формост Россия

Москва, 119180

ул. М. Полянка, 12А, офис 11

тел.: 7-495-234-9569 факс: 7-495-234-9816

Email: foremost@comail.ru Website: www.foremost.ca

Гибридные колтюбинговые буровые установки: мы уже сделали 70 таких установок и продолжаем их выпускать.

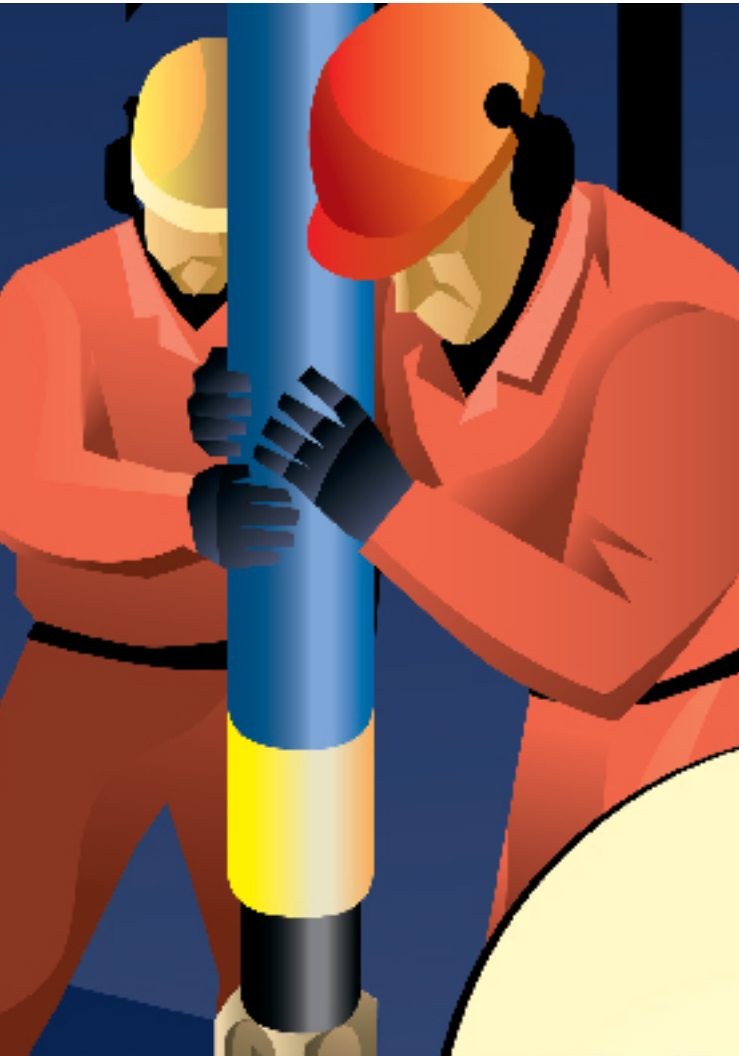
FOREMOST

От концепции к реальности.

ФОРМОСТ

January / Январь		
14-25	Premiere 10-Day Well Design and Engineering Workshop Первый 10-дневный семинар по конструированию и проектированию скважин	Amsterdam, Netherlands Амстердам, Нидерланды
20-23	International conference "Intelligent Field Development" Международная конференция «Интеллектуальные методы разработки месторождений»	Abu Dhabi, UAE Абу-Даби, ОАЭ
20-25	2nd International Conference "Arctic Frontiers 2008" 2-я международная конференция «Рубежи Арктики-2008»	Tromso, Norway Тромсе, Норвегия
22-25	1st Underground Resources Exploration and Development International Conference and Exhibition MENA-EX 2008 1-я международная конференция и выставка по разведке и разработке полезных ископаемых MENA-EX 2008	Djedda, Saudi Arabia Саудовская Аравия » Джедда
28-29	IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations Conference Конференция по бурению с контролем давления и при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины (совместно с ассоциацией буровых подрядчиков IADC)	Abu Dhabi, UAE Абу-Даби, ОАЭ
29-31	12th International Conference and Exhibition Offshore West Africa 2008 12-я международная конференция и выставка оффшорных технологий добычи нефти и газа Offshore West Africa 2008	Abudja, Nigeria Абуджа, Нигерия
30-1 фев./Feb	International Conference CISGAS 2008 Международная конференция ГАЗ СНГ 2008	Vienna, Austria Вена, Австрия
February / Февраль		
1	4th International O&G Exhibition SIHGAZ-2008 4-я Международная нефтегазовая выставка SIHGAZ-2008	Hassi-Messaud, Algeria Хасси Мессауд, Алжир
4-6	Middle East Energy Conference and Exhibition POWER-GEN 2008 Ближневосточная энергетическая выставка и конференция POWER-GEN 2008	Ighevsk, Russia Ижевск, Россия
5-7	10th Specialized Exhibition "Equipment – Oil. Gas. Chemistry" 10-я специализированная выставка «Оборудование - Нефть. Газ. Химия»	Volgograd, Russia Волгоград, Россия
6-9	3rd International Exhibition & Conferences OCEANTEX 2008 3-я Международная выставка и конференция OCEANTEX 2008	Mumbai, India Мумбай, Индия
9-12	The Heavy Oil Challenge: Completion Design and Production Management 2008 Форум «Перспективы тяжелой нефти: проектирование обустройства скважин и управление добычей»	Sharm El Sheikh, Egypt Шарм-эль-Шейх, Египет
12-14	10th Mediterranean Petroleum Conference and Exhibition MPC 2008 10-я Средиземноморская нефтегазовая конференция и выставка MPC 2008	Tripoli, Libia Триполи, Ливия
12-14	Deep Offshore Technology International Conference & Exhibition Международная конференция и выставка по технологиям глубоководной добычи	Houston, US Хьюстон, США
12-14	International Exhibition "Oil. Gas. Chemistry. Ecology - 2008" Международная выставка «Нефть. Газ. Химия. Экология -2008	Nabereghnie Chelni, Russia Набережные Челны, Россия
12-15	Subsea Engineering Course Семинар по подводному проектированию	Aberdeen, UK Абердин, Великобритания

13-15	7th Specialized Exhibition KazNefteGas – 2008. Technologies. Equipment. Service 7-я Специализированная выставка КазНефтеГаз – 2008. Технологии. Оборудование. Сервис	Astana, Kazakhstan Астана, Казахстан
19-20	4th Specialized Exhibition “Usinsk. Oil & Gas. Energo – 2007” 4-я специализированная выставка «Усинск. Нефть и газ. Энерго – 2007»	Usinsk, Russia Усинск, Россия
20-21	Optimizing Production from IOR/EOR Techniques Оптимизация добычи за счёт методов повышения нефтеотдачи пласта	Aberdeen, UK Абердин, Великобритания
25-29	National Oil Companies - Opportunities & Challenges for NOCs, IOCs & Service Companies Национальные нефтяные компании – возможности и вызовы для национальных и международных нефтяных компаний и сервисных компаний	Казань, Россия Kazan, Russia
27-28	2nd Specialized Exhibition “Fuel and Energy Complex. Oil. Gas. Energo – 2008” 2-я специализированная выставка «ТЭК. Нефть. Газ. Уголь. Энерго – 2008»	Irkutsk, Russia Иркутск, Россия
Март / March		
4-6	IADC/SPE Drilling Conference Буровая конференция и выставка (совместно с ассоциацией буровых подрядчиков IADC)	Orlando, US Орландо, США
4-6	2008 SPE Indian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition – 1-я индийская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE	Mumbai, India Мумбай, Индия
4-6	Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition Индийская Нефтегазовая техническая конференция и выставка	Mumbai, India Мумбай, Индия
10-12	2nd World Heavy Oil Congress 2008 2-й Международный конгресс и выставка по тяжелой нефти	Edmonton, Canada Эдмонтон, Канада
10-13	23rd Natural Gas International Conference and Exhibition Gastech 2008 23-я Международная выставка и конференция по природному газу Gastech 2008	Bangkok, Thailand Бангкок, Таиланд
12-14	NATC: North Africa Technical Conference and Exhibition Североафриканская техническая конференция и выставка	Marrakech, Morocco Маракеш, Марокко
17-19	3rd Sub-Sahara Petroleum Conference and Exhibition OIL AFRICA 2008 3-я нефтегазовая и нефтехимическая выставка и конференция суб-Сахарной части Африки OIL AFRICA 2008	Cape Town, RSA Кейптаун, ЮАР
18-20	Offshore Asia Conference & Exhibition Азиатская конференция и выставка по подводной добыче	Kuala Lumpur, Malaysia Куала-Лумпур, Малайзия
18-20	7th Turkish Oil and Gas Conference and Exhibition TUROGE 2008 7-я турецкая выставка и конференция нефтегазовой и нефтехимической промышленности TUROGE 2008	Ankara, Turkey Анкара, Турция
20-21	2nd International Practical Conference “Oil and Gas Service Business” 2-я Международная практическая конференция «Нефтесервисный бизнес 2008»	Moscow, Russia Москва, Россия
24-27	Rotating Equipment International Conference 2008 Международная конференция «Вращающееся оборудование – 2008»	Kuala Lumpur, Malaysia Куала-Лумпур, Малайзия
30-4 апр/Apr	7th International Petroleum Geology Conference 7-я Международная научная конференция по нефтегеологии	London, UK Лондон, Великобритания



**5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
И ВЫСТАВКА**

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН 2007

**5 - 7 декабря 2007 г.
Гостиница «Ренессанс Москва»**

Гостиница
«Ренессанс Москва»

ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ



ЭКСПО-СПОНСОРЫ



СПОНСОР

**Специализированный семинар
M-I SWACO, Россия и Украина
6 декабря 2007 г., 16:00 – 18:00**



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР



ОРГАНИЗАТОР

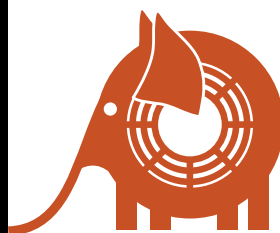


**ПОДРОБНОСТИ, РЕГИСТРАЦИЯ, ЗАЯВКИ НА ВЫСТУПЛЕНИЕ,
БРОНИРОВАНИЕ СТЕНДОВ, НОВОСТИ И МНОГОЕ ДРУГОЕ:**

<http://www.inconf.ru>



**Тел./факс: (495) 510-5724 (многоканальный)
Email: drilling@ngv.ru; Website: www.inconf.ru**



101000 г. Москва, ул. Маросейка, 11/4, строение 4, офис19, тел.: +7 495 649 1207, тел./факс: +7 495 540 6856
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204 8566, тел./факс: +375 17 203 8554.
E-mail: редактор — st@cttimes.org, маркетинг и реклама — ig@cttimes.org, подписка — og@cttimes.org

«Время колтюбинга» —
единственный специализированный международный журнал,
посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам в России, США, Европе и Центральной Азии
Издается ежеквартально: 4 раза в год. С ноября 2007 года доступна электронная версия журнала!
Стоимость подписки на печатную версию журнала (№ 23-26) на 2008 год — 2500 рублей.
Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2008 год — 2500 рублей.
Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии — 4000 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 495 540 6856

Да, я желаю оформить подписку на 2008 год



на печатную версию



на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку



физическое
лицо



юридическое
лицо



по факсу



по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

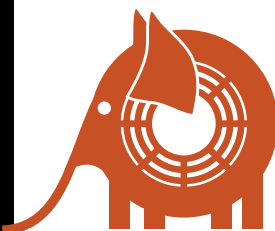
Вы можете оформить подписку на журнал «Время колтюбинга», а также ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.
Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

подпись _____





11/4, Maroseika Str., building 4, of.19, Moscow, 101000, Russia, tel.: +7 495 649 1207, tel./fax: +7 495 540 6856
Representative Office in Minsk: tel.: +375 17 204 8566, tel./fax: +375 17 203 8554.
E-mail: editor — st@cttimes.org, marketing and advertising — ig@cttimes.org, subscription — og@cttimes.org

«Coiled Tubing Times»

is the only specialized International Journal devoted to Coiled Tubing and Well Intervention Equipment and Technologies in Russia, USA, Europe and Central Asia.

Published quarterly: 4 issue per year. Since November 2007 is available e-subscription!

Cost of annual print version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Special offer! Annual print subscription + e-subscription is \$160,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 495 540 6856

Yes, I would like to subscribe to International Coiled Tubing Times Journal for the 2008

☐

for print version

☐

for e-version

I would like to subscribe as

☐

Legal Entity

☐

Natural Person

Send the Invoice Subscription

☐

by fax

☐

by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephon number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to "Coiled Tubing Times" Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most.

Please, specify what material you would like to find in "Coiled Tubing Times" Journal

Signature _____

