

## ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

**А.Б. ЯНОВСКИЙ**, д.э.н., профессор, руководитель  
Департамента ТЭК Минпромэнерго России

## ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

**Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ**, председатель Ученого совета  
Некоммерческое Партнерство  
«Центр развития колтюбинговых технологий»

## РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**А.А. АХМЕТОВ**, д.т.н., начальник УИРС ООО  
«Уренгойгазпром»

**Б.Г. ВЫДРИК**, начальник отдела внутреннего  
потребления и экспорта ТЭК  
Департамента ТЭР Минпромэнерго России

**Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ**, директор Департамента качества,  
охраны труда и окружающей среды  
СЗАО «NOV-Фидмаш»

**В.С. ВОЙТЕНКО**, д.т.н., 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» ТГНГУ

**В.Н. ИВАНОВСКИЙ**, д.т.н., профессор, академик РАЕН,  
зав. кафедрой машин и оборудования нефтяной  
и газовой промышленности РГУ нефти  
и газа им. И.М. Губкина

**Р. КЛАРК**, главный редактор журнала

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

**Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА**, генеральный директор  
«NOV Фидмаш»

**И.Я. ПИРЧ**, зам. директора Проектно-  
производственного предприятия «Новинка»

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

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

**В.А. ШУРИНОВ**, к.т.н., директор Некоммерческое  
Партнерство «Центр развития колтюбинговых  
технологий»

## PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

**A.B. YANOVSKY**, Doctor of Economics, Professor, Chief  
of Fuel-Energy Complex Department of the Ministry  
of Industry and Energy of the Russian Federation

## VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

## EDITORIAL BOARD

**A.A. AKHMETOV**, Doctor of Engineering,  
Chief of UIRS, Urengoigazprom Ltd.

**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**, Director of Department for Quality,  
Health, Safety and Environment of CJSC "NOV-FIDMASH"

**V.N. IVANOVSKY**, Doctor of Engineering, Professor, Member  
of the Russian Academy of Natural Sciences, Manager of the  
Chair of Machines & Equipment for Oil&Gas Industry of the  
RGU named after I.M. Gubkin

**A.N. KHAMIDULLIN**, Director of «Coiled Tubing Service» LLC

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

**E.B. LAPOTENKOVA**, General Director Fidemash

**I.Y. PIRCH**, Deputy Director of Designing and Manufacturing  
Enterprise "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 Oil & Gas University

**V.S. VOITENKO**, Doctor of Engineering, 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  
Oil & Gas University

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР**

Рон Кларк (rc@cttimes.org)

**РЕДАКТОР**

Сергей Торпачев (st@cttimes.org)

**НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ**Владимир Ивановский,  
профессор, д.т.н., академик РАЕН**МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА**Ирина Груздилович (ig@cttimes.org),  
Александра Борисова (ab@cttimes.org)**КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН**

Людмила Гончарова

**ПЕРЕВОД**

Дмитрий Лосицкий

**ПОДПИСКА И РАССЫЛКА**

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**Редакцией журнала "Время колтюбинга" 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

СВЕ Казахстан

Вертолэкспо

Журнал приглашает к сотрудничеству  
рекламодателей  
и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

Заказ №

**EDITOR-IN-CHIEF**

Ron Clarke (rc@cttimes.org)

**EDITOR**

Sergey Torpachev (st@cttimes.org)

**SCIENTIFIC CONSULTANT**Vladimir Ivanovsky,  
Professor, Doctor of Engineering  
Member of the Russian Academy  
of Natural Sciences (RAEN)**MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR**Irina Gruzdilovich (ig@cttimes.org)  
Alexandra Borisova (ab@cttimes.org)**COMPUTER MAKING UP & DESIGN**

Ludmila Goncharova

**TRANSLATION**

Dmitry Lositski

**SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION**

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:**Editorial Board of "Coiled Tubing Times" journal 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.The Journal offers a cooperation to advertisers and  
persons concerned.**ADVERTISERS**

Elmar

Fidmash

Foremost

СВЕ Kazakhstan

Vertloexpo



Every year we can observe the growth of Russian Coiled Tubing market. It concerns the growing number of coiled tubing units and well intervention tools and growing part of coiled tubing technologies implemented in workover operations. But it is clear that only quantitative growth could not form the stable and solid market. Russian market is ready for qualitative growth, empowered by using new equipment for new progressive technologies.

There are a lot of qualified personnel in Russia who can deal with it, as well as a lot of service companies, national and international, who can and want to do the jobs with using these new technologies. So for now the main task is to form the demand from operating companies for this high-technology works, which mean that we should increase the information flow about its effectiveness and potential.

There is also a problem with coiled tubing equipment. I know the examples, when company after one unsuccessful try to put coiled tubing unit in operation, become quite skeptic about the implementation of coiled tubing on their production and in Russia at the whole as well. That is why it is so important to choose the right provider and producer of coiled tubing equipment, which will be able to completely meet the requirements of customer and help him with some basic training. We questioned 20 companies, who use coiled tubing in their work and defined 10 main criteria which they use themselves and advice to use for new coiled tubing users when buying coiled tubing equipment and which we publish in our journal.

Concerning the new technologies, there is a row of mainly international companies ready for technology transfer in Russia and some large operating companies show an obvious interest in implementing such technologies as coiled tubing drilling and radial drilling on their oil fields. It is allow us to look into the future of coiled tubing in Russia with great optimism.

**Ron Clarke**



## КОЛОНКА ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Каждый год мы можем наблюдать рост рынка колтюбинга в России. Это в основном касается растущего парка колтюбинговых установок и внутрискважинного инструмента, а также увеличивающегося объема работ, выполняемых с помощью колтюбинга, и их доли в общем объеме работ по капитальному ремонту скважин. Однако, очевидно, что сильный и развитый рынок не может быть сформирован за счёт только количественного

рост а Российский рынок на данный момент готов к выходу на качественно новый уровень за счет использования нового внутрискважинного инструмента и передовых технологий. В России не ощущается нехватки персонала, обладающего достаточной квалификацией для работы с ними, а также сервисных компаний, как национальных, так и международных, которые хотят и могут выполнять работы с использованием этих новых технологий. Так что на данный момент основная проблема – формирование спроса со стороны добывающих компаний на эти высокотехнологичные операции. для этого необходимо создание полноценного информационного потока, призванного показать их эффективность и потенциал.

На данный момент актуальна также проблема колтюбингового оборудования. Мне известны примеры компаний, которые после одной неудачной попытки ввода в эксплуатацию колтюбинговой установки начинали скептически относиться к перспективам применения колтюбинга у них на предприятии и в России в целом. Поэтому так важно выбрать надежного поставщика и производителя колтюбингового оборудования, способного полностью удовлетворить требования заказчика и помочь ему с базовым обучением персонала. Мы опросили 20 компаний, использующих в своей работе колтюбинг, и выделили 10 основных критериев, которыми они руководствуются при закупке оборудования для себя и которые могут рекомендовать использовать новичкам в этой области при закупке оборудования. Эти 10 критериев мы публикуем на страницах нашего журнала.

Касательно новых технологий, сейчас целый ряд компаний, большей частью международных, готовы к обмену технологиями в России; кроме того, несколько крупных добывающих российских компаний демонстрируют явный интерес к использованию на разрабатываемых месторождениях таких технологий, как колтюбинговое бурение и радиальное бурение.

Все это позволяет нам смотреть в будущее колтюбинга с большим оптимизмом.

**Рон Кларк**



# CONTENTS

## PROSPECTS

THE FUTURE OF COILED TUBING SHOULD BE TECHNOLOGY DRIVEN \_\_\_\_\_ 7

## CONFERENCES & EXHIBITIONS

EQUIPMENT SELECTION GUIDELINE \_\_\_\_\_ 14

THE LARGEST INTERNATIONAL FORUM  
ON COILED TUBING AND WELL INTERVENTION TOOK PLACE IN HOUSTON \_\_\_\_\_ 16

THE CUSTOMER LEARNS EVERYTHING \_\_\_\_\_ 22

FORUM ON WORKOVER AND PRODUCTION ENHANCEMENT  
TECHNOLOGIES WAS ATTENDED BY REPRESENTATIVES OF 47 COMPANIES \_\_\_\_\_ 28

## PRACTICE

ANALYSIS OF SOME REASONS OF COILED TUBING  
BREAK AT THE PROPPANT REMOVAL AFTER WELL FRAC \_\_\_\_\_ 30

COILED TUBING SELECTIVELY HIGH RATE STIMULATION SYSTEM \_\_\_\_\_ 34

## TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

ANTECH TO DEBUT COILED TUBING LOGGING HEAD  
WITH ELECTRIC RELEASE DISCONNECT \_\_\_\_\_ 36

DIAMOND ENVIRONMENTAL SYSTEM INTRODUCED \_\_\_\_\_ 37

EXXON MOBIL ANNOUNCED DRILLING OF WORLD-RECORD WELL \_\_\_\_\_ 39

CANARGO: MANAVI TESTING CONTINUES IN GEORGIA \_\_\_\_\_ 40

ROXAR UNVEILS NEW VERSION OF FRACTURE MODELING SOFTWARE \_\_\_\_\_ 44

SCHLUMBERGER UNVEILS NEW VERSION OF PETREL \_\_\_\_\_ 45

FALCON RESUMES MAKO-6 TESTING IN HUNGARY \_\_\_\_\_ 47

## NEWS

51



# СОДЕРЖАНИЕ

## ПЕРСПЕКТИВЫ

БУДУЩЕЕ КОЛТЮБИНГА – ЗА РАЗВИТИЕМ ТЕХНОЛОГИИ \_\_\_\_\_ 7

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

КАК ВЫБИРАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ? \_\_\_\_\_ 14

В ХЬЮСТОНЕ ПРОШЁЛ КРУПНЕЙШИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ФОРУМ ПО КОЛТЮБИНГУ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ \_\_\_\_\_ 16

ПОТРЕБИТЕЛЬ УЗНАЛ ВСЁ \_\_\_\_\_ 22

ФОРУМ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА  
И ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ СОБРАЛ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ 47 КОМПАНИЙ \_\_\_\_\_ 28

## ПРАКТИКА

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРЫВА ГИБКОЙ ТРУБЫ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ГРП \_\_\_\_\_ 30

СИСТЕМА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ВЫБОРОЧНОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ СТИМУЛЯЦИИ \_\_\_\_\_ 34

## ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

АНТЕСН НАЧИНАЕТ ВЫПУСК НОВОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ  
КАРОТАЖНОЙ ГОЛОВКИ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕМ \_\_\_\_\_ 36

ПРЕДСТАВЛЕНА НОВАЯ СИСТЕМА СБОРА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ DIAMOND \_\_\_\_\_ 37

КОМПАНИЯ EХХОН MOBIL ОБЪЯВИЛА  
О ЗАВЕРШЕНИИ БУРЕНИЯ РЕКОРДНОЙ СКВАЖИНЫ \_\_\_\_\_ 38

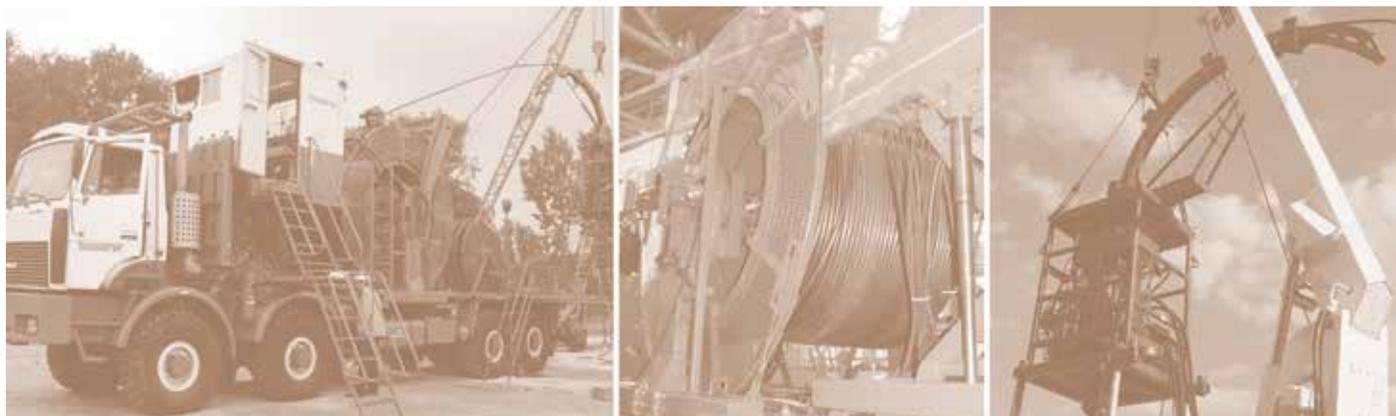
КОМПАНИЯ SANARGO ПРОВОДИТ ПРОБНОЕ БУРЕНИЕ  
НА ГРУЗИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ MANAVI \_\_\_\_\_ 40

ВЫШЛА НОВАЯ ВЕРСИЯ  
ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГИДРОРАЗРЫВА КОМПАНИИ ROхар \_\_\_\_\_ 41

КОМПАНИЯ SCHLUMBERGER ВЫПУСТИЛО  
НОВУЮ ВЕРСИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ RETREL \_\_\_\_\_ 44

КОМПАНИЯ FALCON ПРОДОЛЖАЕТ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ МАКО-6 В ВЕНГРИИ \_\_\_\_\_ 47

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ \_\_\_\_\_ 51



# 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**



**ПРИОБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:  
E-mail: [ig@cttimes.org](mailto:ig@cttimes.org)  
Тел.: +375 17 203 8554;  
+7 495 540 6856**

**РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:  
E-mail: [ig@cttimes.org](mailto:ig@cttimes.org)  
Тел.: +375 17 204 8599;  
+7 495 540 6856**

## THE FUTURE OF COILED TUBING SHOULD BE TECHNOLOGY DRIVEN БУДУЩЕЕ КОЛТЮБИНГА – ЗА РАЗВИТИЕМ ТЕХНОЛОГИИ

Damian O'Brien

During the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference 2007 in Houston our editor Sergey Torpachev met with BJ Services Senior Region Operations Supervisor for Middle East, Central Asia and Russia Damian O'Brien, who agreed to share his views on modern state and future of coiled tubing in Russia and other CIS countries.

*Sergey Torpachev (ST): The main question that is interesting for our readers is what do you think about the CIS service market, about the prospects of it and directions of development? How important the using of coiled tubing in Russia now?*

**Damian O'Brien(DOB):** When I first came to Siberia after the North Sea in early 1997 working in Tarsovo with service company "Dowell" on contract for Perneftegaz I noticed that at that time Coiled Tubing was quite a new technology for the Russian market and the main purpose of our operation was to train and develop national supervisors for our client.

Over the last 8-9 years the Russian market has obviously continued to grow with the addition of both Russian built and Western built equipment and the start of new national service companies plus the expansion of international service companies.

I don't think that the market is limited by the oilfields; it is more limited by the commitment from the operating companies when they don't see the viability of Coiled Tubing and its advantages vs. the traditional technologies of workover.

Coiled Tubing is a very viable tool and exceptionally good when it is used for the right application. I think we continue to see an increasing move towards the high technology Coiled Tubing such as Coiled Tubing drilling, and BJ concentric Coiled Tubing for low bottom hole pressure wells.

I feel the future of Coiled Tubing in Russian, Kazakhstan or other CIS countries markets should be technology driven and not equipment driven. I never really look at who has the most Coiled Tubing units or who buy the best equipment. For me the main driver of the Coiled Tubing market is which company is bringing the innovative technology to the marketplace.

So my answer in brief to the question is "I think that the market will continue to grow but I think it needs to be driven by the Coiled Tubing companies to bring the technology transfer to the marketplace".

Дамиан О'Брайен

Во время прошедшей недавно Конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам 2007, организованной SPE/ICoTA в Хьюстоне, наш редактор Сергей Торпачёв встретился с Дамианом О'Брайеном, руководящим работой компании BJ Services на Ближнем Востоке, в Центральной Азии и России. Он согласился поделиться с читателями журнала своими соображениями по поводу современного состояния и будущего колтюбинга в России и других странах СНГ.

Damian O'Brien  
 Born 15<sup>th</sup> June 1972 in Manchester England UK.  
 Attended All Hallows R.C high school.  
 Started working on mineal exploration drilling rigs in 1988 at age of 15 years old.  
 Moved to Dowell in 1993 in the CT department North Sea Aberdeen focused on Coiled Tubing Drilling.  
 Moved to Russia and CIS Countries in 1997.  
 Left Schlumberger in 2001 to Join BJ Services.  
 Currently with BJ Services.  
 Position, Senior Region Operations Supervisor.  
 Middle East, Central Asia and Russia.  
 Based in Dubai UAE.

Дамиан О'Брайен  
 Родился 15 июня 1972 года в Манчестере, Великобритания.  
 Закончил высшую школу All Hallows R.C.  
 В 1988 в возрасте 15 лет начал работать на разведывательных буровых установках.  
 В 1993 перешел в отдел колтюбинга компании Dowell, работал на Северном море, специализируясь по колтюбинговому бурению.  
 В 1997 году начал работать в России и странах СНГ.  
 В 2001 оставил компанию Stumberger и перешёл в BJ Services.  
 Должность: Старший региональный руководитель по производству.  
 Ближний Восток, Центральная Азия и Россия.  
 Офис в Дубае, ОАЭ.



*Сергей Торпачёв (СТ):* Наших читателей чрезвычайно интересует современное состояние и перспективы нефтегазового сервиса в странах СНГ, а также направления его развития. Что вы думаете об этом и насколько необходимо сейчас широкое использование колтюбинга в России?

**Дамиан О'Брайен (ДОБ):** Я впервые приехал в Сибирь в начале 1997 года от компании «Dowell», до этого я работал в подразделении этой компании на Северном море. Прибыв в Тарсово для работы по контракту с «Пернефтегазом», я заметил, что в то время колтюбинг являлся достаточно новой технологией для российского рынка, и основной нашей задачей стало обучение руководителей работ для нашего клиента.

На протяжении последних 8-9 лет российский рынок продолжал расти, осваивая новое оборудование как российского, так и западного производства. Кроме того, за это время появился ряд новых российских сервисных компаний и началась активная работа международных сервисных компаний на российском рынке.

На данный момент я не думаю, что рынок ограничен количеством месторождений, в



*ST: You just mentioned that 10 years ago you participated in training and development specialists in Russia. What can you say about modern level of our technical specialists?*

**DOB:** Actually there never was any serious problem in the past. I think that technical aspects of Russian national personnel are of a high-level, you have two strong areas to develop from, high standards of education and rig masters and people with drilling backgrounds who have an exceptionally strong and solid background to build on.

I think that future for all Coiled Tubing companies either national or international is “nationalization”. The only way forward to work in any country is nationalization of local staff. Personnel is something that the company must invest in and develop; recruit the right people to begin with, then develop them correctly and in the right time empower them to go out and to continue taking Coiled Tubing forward. From what I see from the young Russian engineers and even more senior drill masters and drilling personnel is when they see Coiled Tubing they want to be involved in it, they find it interesting. And this one of the main reason for the growing number of Coiled Tubing specialists in particular, and continued Coiled Tubing development at all in Russia.

*ST: Returning to the “technology driven” future of the Coiled Tubing could you please tell a little about BJ plans for this year?*

**DOB:** This is the key driving point for us in BJ, we focus on providing a good new technology to give the best results in the oil well. Our aim is not to say: “Oh, I have 10 units and 300 contracts”. I’d rather have fewer units with highly trained, motivated crew bringing the correct technology to the well bore. Then because of this expertise the unit count will naturally increase.

I think technology transfer is very high priority. It is very simple to go out and run Coiled Tubing Units performing cleanouts every day. This will not increase the activity of Coiled Tubing in the Russian market and overall not be beneficial to the operating or production companies.

значительно большей степени его ограничивает отношение работающих в России добывающих компаний, в ряде случаев не знающих о высокой эффективности использования колтюбинга и его преимуществах по отношению к традиционным технологиям ремонта.

Колтюбинг – действительно прекрасный инструмент, он исключительно эффективен при использовании «в нужное время и в нужном месте». Я думаю, что вскоре мы будем наблюдать рост объёмов высокотехнологичных колтюбинговых работ, таких как колтюбинговое бурение и разработанная BJ технология концентрического колтюбинга для скважин с низким давлением призабойной зоны.

На мой взгляд, будущее колтюбинга на российском, казахстанском рынках, как и на рынках других стран СНГ, должно обеспечиваться за счёт развития и распространения высокотехнологичных процессов, а не за счёт роста количества единиц оборудования. На самом деле, я никогда не обращал особого внимания на то, у кого больше колтюбинговых установок или кто покупает самое лучшее и дорогое оборудование. Для меня основными движущими силами колтюбингового рынка всегда были компании, внедряющие в стране новые инновационные технологии.

Таким образом, кратко я бы ответил на ваш вопрос так: «Я думаю, что рынок будет развиваться, но считаю, что это развитие должно быть обеспечено за счёт привнесения колтюбинговыми компаниями новых технологий».

*СТ: Вы только что упомянули о том, что 10 лет назад участвовали в обучении и подготовке специалистов по колтюбингу в России. Что вы можете сказать о нынешнем уровне наших технических специалистов?*

**DOB:** На самом деле, подбор персонала для работы с колтюбингом в России никогда не казался мне серьёзной проблемой. Я считаю, что техническая подготовка российских специалистов находится на самом высоком уровне. У вас есть два сильных преимущества, на которые вы можете опереться – это высокие стандарты в техническом образовании, а также буровые мастера и персонал, обладающие исключительно высокой квалификацией и технической базой знаний, на основании

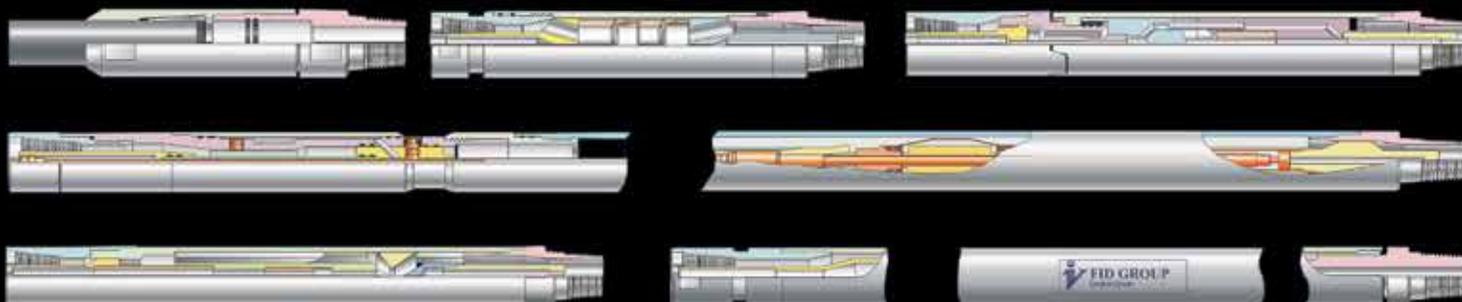
Комплекс оборудования для бурения и ремонта скважин с безмуфтовой трубой в условиях депрессии на продуктивный пласт



**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



## **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



220033, Минск, ул. Рыбалко, 26  
тел.: +375 17 298 24 17, факс: + 375 17 248 30 26

[www.fidmashnov.com](http://www.fidmashnov.com)

I would rather Coiled Tubing was based on good technology interventions.

When we look at CT interventions with our clients we look at the well and the tools, this is what we can do to reservoir and the Coiled Tubing Unit is only the operating means of getting that technology into the well.

**ST:** *Speaking about new technology, what do you think about the prospects of Coiled Tubing drilling in Russia? It seems that for now only Surgutneftegas implements this technology and there is not a lot of interest for it from other companies.*

**DOB:** I am very proud of Surgutneftegas for pioneering the Coiled Tubing drilling in the Russian market. I spent many years and meetings discussing advantages and disadvantages of Coiled Tubing drilling with domestic and international operators.

The key to Coiled Tubing drilling is that it has to have right candidate well or candidate field, it is not applicable to every well. The first question everybody asks is how much it will cost. It should not be necessarily the first question. It should be: "What is the benefit of it? What will be the increasing revenue / production? What will be pay out for this job? Do I need to do it?" If we just sit and compare what costs less it's a little bit like saying: "Oh, I can buy Ford for 10,000 dollars, or I can buy Ferrari for 200,000 dollars. They are both cars, but which one do I need?"

If you need Coiled Tubing drilling and the application is there then I think Coiled Tubing drilling will advance. If we continue to compare Coiled Tubing drilling with heavy Russian manufactured workover drilling rigs it will not be cost effective.

In the initial stage of any new technology it costs more. There is mobilization, there is experience of personnel, there are higher salaries etc and it costs more.

But if we continue to grow the Coiled Tubing Drilling business for example the Canadian market, slowly but surely it changes, every day we go out, we drill wells, the costs come down, the people become more skilled, drill time become less, the pay out becomes higher and it become much more attractive.

Currently on the day to day base BJ Services is actively reviewing candidate wells within Russia and other CIS countries for Coiled Tubing drilling potential. BJ's driver is to use Coiled Tubing drilling on wells which we know are the right candidates so it will give a good revenue and long term sustainable production for our clients.

которых можно быстро провести подготовку к работе на новом оборудовании.

Я думаю, что будущее всех колтюбинговых компаний, как национальных, так и международных, за «национализацией». Единственным путём развития при работе в любой стране является «национализация» работающих в ней сотрудников. Персонал, с моей точки зрения, есть нечто, во что компания должна инвестировать и что следует развивать: сначала набрать на работу квалифицированных сотрудников, затем правильно формировать их, и в нужное время позволить им уйти и двигать индустрию колтюбинга вперёд. Я замечаю, что когда сейчас молодые российские инженеры и даже буровые мастера и персонал постарше впервые видят колтюбинг в действии, им становится любопытно, они хотят поработать на нём, им интересно это оборудование. И это, без сомнения, одна из главных причин как роста числа специалистов по колтюбингу, так и продолжающегося развития колтюбинговых технологий в России.

**СТ:** *Возвращаясь к «высокотехнологичному будущему» колтюбинга – не могли бы вы немного рассказать о планах ВJ на текущий год?*

**DOB:** Главная цель для нас – применение новой эффективной технологии, позволяющей получить оптимальные результаты для каждой скважины. Мы не стремимся к тому, чтобы иметь возможность сказать: «О, у меня 10 машин и 300 контрактов». Я лучше буду иметь пару машин и высококвалифицированную и мотивированную команду, с помощью которых смогу применять в забое необходимую в данном конкретном случае технологию. Затем именно за счёт этого опыта количество установок будет естественным образом увеличиваться.

Я думаю, что передача технологии должна быть высшим приоритетом. Очень просто выехать к месту работ, запустить колтюбинговую установку и выполнять ежедневно операции по очистке скважины. Однако это не увеличит объём колтюбинговых работ на российском рынке, да и вообще не будет благоприятно сказываться на развитии как компаний, работающих с колтюбингом, так и компаний-производителей.

На мой взгляд, предпочтительнее, чтобы в основе работы с колтюбинговым оборудованием лежала хорошая и эффективная технология внутрискважинных работ.

Когда мы с нашими клиентами готовимся к колтюбинговым внутрискважинным работам, мы исследуем скважину и подбираем инструменты, решаем, что мы можем сделать с пластом, и колтюбинговая установка здесь – только техническое средство для того, чтобы доставить технологию в скважину.

**СТ:** *Кстати, о новых технологиях. Что вы думаете о перспективах колтюбингового бурения в России? На данный момент лишь «Сургутнефтегаз» активно применяет эту технологию, со стороны же остальных крупных компаний пока не заметно особого интереса к ней.*

**DOB:** Я очень горжусь «Сургутнефтегазом» как первооткрывателем колтюбингового бурения в России. Я уже в течение многих лет и многих встреч обсуждаю с представителями как национальных, так и международных компаний преимущества и недостатки колтюбингового бурения.

Ключевым моментом при использовании колтюбингового бурения является выбор для выполнения работ правильной скважины или правильного месторождения, поскольку данная





**ST:** *What do you think is the main reason for the situation when coiled tubing in Russia almost isn't used for gas production in difference from Canada, for example?*

**DOB:** I think again it really comes down to technology transfer – making the operator aware of benefits of Coiled Tubing in both gas wells and oil producing wells. This needs to come from enhance engineering teams of both Russian operating companies and service companies. So if all we do with Coiled Tubing is some cleanouts you don't really have a strong market.

Units will always be used on the oilfields doing some killing jobs or circulating technical fluids and brines or performing constant cleanout.

I think as we increase the technology at the end of the Coiled Tubing then there will be more work in the gas wells – logging, water shut-offs etc.

**ST:** *What is your opinion on radial drilling technology and its prospects in general?*

**DOB:** What I think honestly is very close to the answer of your fourth question. I think that every well and every potential target for Coiled Tubing use should be reviewed on a well by well basis: what technology works for that well? You can't say that radial drilling works on every well and this is the way forward or that a single leg long reach horizontal well is better, or that liner is better than gravel pack, or a frac is better than stimulation.

It really comes down to the grassroots we should be asking: what is a problem? What is the solution that we have for this problem? What is the result we are looking for? This may be a combination of radial drilling or horizontal drilling or technology we currently introducing to the market – acid tunneling drilling, which is drilling without motors and drill bits. Again, I think that all of this industry should be driven by technology, engineers, and operations a combination of every body coming together, on the well by well basis to engineer a solution.

**ST:** *And that need a great skills and knowledge to choose the right tools and technology, isn't it?*

технология неприменима к каждой скважине. Первый вопрос, который все задают, как только речь заходит о колтюбинговом бурении: сколько оно стоит? Но, на мой взгляд, сначала следовало бы поинтересоваться тем, какие выгоды будут от применения этой технологии? Насколько возрастёт прибыль/добыча? Какой будет отдача от этой работы? Да и вообще, нужно ли мне это? Просто сравнивать, что стоит дешевле, – словно рассуждать подобным, например, образом: «О, я могу купить «Форд» за 10 тысяч долларов или я могу купить «Феррари» за 200 тысяч. Они обе машины, но какая из них мне нужна?»

Если вам необходимо колтюбинговое бурение и у вас есть для него хорошее производственное приложение, я думаю, что колтюбинговое бурение победит. Если мы будем продолжать сравнивать колтюбинговое бурение с тяжёлыми бурильными колоннами для капитального ремонта российского производства, оно не будет экономически оправданным.

На начальном этапе развития любой новой технологии она стоит больше. Тут и мобилизация сил, и приобретение опыта персоналом, и более высокие зарплаты, и прочее, и в результате она обходится дороже.

Но если мы будем продолжать развитие колтюбингового бурения, то, как, например, на канадском рынке, ситуация медленно, но верно изменится – каждый день мы выезжаем на объекты, бурим скважины, цены падают, люди приобретают опыт, время бурения сокращается, отдача повышается, и новая технология становится более привлекательной с экономической точки зрения.

На данный момент VJ Services постоянно рассматривает потенциальные скважины-кандидаты в России и других странах СНГ с точки зрения эффективности использования колтюбингового бурения. VJ нацелена на то, чтобы использовать колтюбинговое бурение на скважинах, которые мы признаем подходящими для применения этой технологии, то есть на которых использование колтюбингового бурения даст нашим клиентам хорошую прибыль и долговременный значительный прирост добычи.

**СТ:** *А что, по вашему мнению, является основной причиной того, что колтюбинг в России практически не используется для работы с газовыми скважинами, в отличие, например, от Канады?*

**ДОБ:** Well, the Coiled Tubing industry is very small. As we see here in Houston 80% of the people here come every year. It is the same in the Tyumen conference. And I think that the greatest thing that we have in this industry is that we are still quite a small consolidated industry and didn't lose the ability to communicate well, even between companies who on paper are competitors but in general they want to see that the industry is doing well. This filters down to the operating companies as well. We should always be willing at any level to sit around a table and discuss the best solution for the well.

And that is why I think this industry is developing. ■



**ДОБ:** Я думаю, что причины этого следует также искать в передаче технологии – надо, чтобы добывающая компания узнала обо всех выгодах использования колтюбинга как в нефтяных, так и в газовых скважинах. А для этого необходим рост технического уровня инженерного персонала как добывающей, так и сервисной компании. Именно поэтому, если мы производим с помощью колтюбинга всего лишь работы по очистке забоя, то это значит, что у нас нет сильного рынка.

Установки всегда будут использоваться на месторождениях для глушения скважин или обеспечения циркуляции технических жидкостей и растворов или выполнения постоянной очистки.

Я думаю, что, как только мы разовьём технологию на конце гибкой трубы, сразу появится больше работы в газовых скважинах – каротаж, обезжизивание и прочее.

**СТ:** Что вы думаете о технологии радиального бурения и её перспективах в целом?

**ДОБ:** То, что я думаю по этому поводу, очень близко к моему ответу на один из предыдущих вопросов. Я считаю, что каждая скважина и каждая потенциальная цель для проведения внутрискважинных работ с использованием колтюбинга должна рассматриваться индивидуально, и в зависимости от конкретных условий должно решаться, какая технология сработает для этой скважины. Нельзя говорить о том, что радиальное бурение эффективно для каждой скважины, и что это шаг вперёд или что отдельная протяжённая горизонтальная скважина лучше, или что хвостовик лучше, чем гравийная набивка, или что гидроразрыв лучше, чем стимуляция.

На самом деле это всё сводится к базовым вопросам: в чём заключается конкретная проблема? Какое решение у нас есть для этой проблемы? Какие результаты мы хотим получить? Это может быть сочетание радиального бурения или горизонтального бурения или технологии, которую мы сейчас только представили на рынок – бурение за счёт кислотного туннелирования, которое представляет собой бурение без двигателей и бурильных долот. Опять же, я считаю, вся эта отрасль должна развиваться за счёт технологии, инженеров и работать как результат сочетания всех факторов, основываясь на индивидуальном подходе к каждой скважине; только тогда мы сможем спроектировать верные решения.

**СТ:** Но для выбора такого верного решения и инструмента необходим большой опыт, навыки и знания?

**ДОБ:** В действительности, индустрия колтюбинга очень невелика. Как мы видим здесь в Хьюстоне, 80% участников приезжают сюда каждый год. То же самое на конференции в Тюмени. И я думаю, что лучшее, что есть в этой отрасли – это то, что мы до сих пор остаемся небольшой консолидированной индустрией и не теряем способности нормально общаться; даже если на бумаге компании являются конкурентами, в общем, все мы хотим одного: успешного развития отрасли. Это также касается и добывающих компаний. Мы всегда будем согласны сесть за стол переговоров и обсудить наилучшее решение для скважины.

И именно поэтому, я думаю, индустрия колтюбинга развивается. ■

# EQUIPMENT SELECTION GUIDELINE КАК ВЫБИРАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ?

The Moscow exhibition "Oil & Gas 2007" will present a wide choice of the latest equipment applied in O&G recovery. Our journal paid a close heed mainly to coiled tubing units and well intervention instruments.

How can one make the right choice in the sea of promising technologies, instruments and devices growing in numbers from year to year? How can one get into the right boat, select the best equipment and a good producer that can guarantee a customer service?

Before the exhibition we held a poll among the managers and marketing services of 20 top companies using CT equipment and well intervention instruments. We intended to find out, what factors they take into account while buying such expensive equipment.

We learned that leaders of the service market have their own qualified and effective technological and expert departments. They provide general and specific assessment of real equipment characteristics that often differ from the advertised ones. With such services big companies are sure to make the best choice.

Another tendency was traced. Leaders of the market influence the choices of small service and oil companies with limited expert divisions. And this is not a matter of fashion. Matching successful companies is grounded in terms of economy in the first place. Acquisition of substandard, unreliable and "raw" equipment for an attractive price may result in financial turmoil for a small developing company.

Our polls suggest 10 decision criteria for selecting equipment. Don't take them as 10 commandments, but hopefully, our conclusions will be useful both for buyers and producers of new equipment.

На московской выставке «Нефть и газ» 2007 будет широко представлено новейшее оборудование, применяемое в нефте- и газодобыче, в том числе, колтюбинговые установки и инструмент для внутрискважинных работ – главные объекты пристального внимания нашего журнала.

Как сориентироваться в море удивительно многообещающей техники, механизмов и инструментов, которых на рынке с каждым годом становится все больше? Как не попасть впросак и выбрать нужную и качественную технику, а также надежного производителя, который будет гарантированно осуществлять послепродажное обслуживание?

Накануне выставки мы провели опрос руководителей и маркетинговых служб около 20 наиболее авторитетных компаний-потребителей колтюбингового оборудования и инструмента для внутрискважинных работ. Нашей целью было определение основных критериев, которыми они руководствуются при покупке этих отнюдь не дешевых средств производства.

Мы выяснили, что крупные компании – лидеры рынка сервисных работ держат собственные мощные и компетентные технологические и экспертные структуры, способные и в теории, и на практике оценить реальные, а не рекламируемые характеристики предлагаемого оборудования и безошибочно сделать оптимальный выбор.

Была отмечена еще одна тенденция: опыт лидеров становится путеводной звездой для небольших сервисных и нефтедобывающих компаний, не имеющих развитых экспертных служб. И это не дань моде. Держать равнение на наиболее успешных коллег разумно, прежде всего, с экономической точки зрения, – ведь приобретение некачественного, ненадежного, «сырого» оборудования, пусть даже за цену, кажущуюся привлекательной, способно привести небольшую развивающуюся фирму к финансовому краху.

По результатам нашего опроса мы сформулировали 10 критериев выбора оборудования. Конечно, это не 10 заповедей, но, надеемся, что ознакомиться с нашими выводами будет полезно как компаниям-потребителям новейшего оборудования, так и компаниям, которые его производят.

## EXPERIENCED CUSTOMERS GIVE PREFERENCE TO: ИТАК, УМУДРЕННЫЕ ОПЫТОМ ПОТРЕБИТЕЛИ ВЫБИРАЮТ:

Tested units launched in commercial production (not singular units). The equipment is considered reliable after it is positively tested in harsh conditions during 2-3 years. Only real conditions can confirm the claimed technical specifications and reveal the real lifetime of the equipment. At first the references of those, who used similar equipment before and has experience in its operation, are collected. Not only positive and negative acclaims are taken into account. The data about where, how long and how much the equipment performed within a year, how soon it can be made operational and many other details are analyzed.

1

Обкатанные установки, которые выпускаются в значительных объемах, а не единичными экземплярами. Надежность оборудования должна быть подтверждена, как минимум, 2 – 3 годами работы в сложных климатических условиях. Только практика способна доказать соответствие реальных технических характеристик заявленным, в частности, определить реальный срок эксплуатации установок. Поэтому покупка начинается с анализа и сбора отзывов тех, кто купил подобную технику ранее и уже имеет опыт эксплуатации, причем с позиций не только хорошо или плохо, но и где, сколько и каких работ выполнено за последний год, как быстро техника была введена в эксплуатацию и еще множества вопросов.

Producers catering to specific demands of customers and able to adapt their equipment for concrete production tasks. Producers applying modern technical solutions.

2

Производителей, которые способны удовлетворить конкретные требования, предъявляемые покупателем, а также адаптировать поставляемое оборудование для выполнения имеющихся производственных задач. Производителей, которые используют современные технические решения.

Best value for money offers. The assessment of value includes quality, functional capabilities and operational life.

3

Конкурентное соотношение цены и качества оборудования, его функциональных возможностей и ресурса работы.

Producers that can provide good maintenance service and fast parts delivery necessary to avoid lengthy downtime of expensive equipment. It's better, when the producer has a network of service centers.

4

Производителей, у которых имеется эффективная сервисная служба и налажена оперативная поставка запчастей, исключая длительные простои дорогостоящего оборудования. Еще лучше, когда производителем организована сеть сервисных центров.

Good reputation and reliability of the producer assuring that it will keep on manufacturing the same equipment and up-date the time-tested brands including the one you choose.

5

Известность и надёжность компании-производителя, уверенность в том, что она будет продолжать выпуск данного типа оборудования и совершенствовать проверенные временем модели, в т.ч. ту, которую вы выбираете.

Producers able to furnish the customer with a complete package from one source (pumping, nitrogen equipment, downhole instruments, hydrofracturing complexes). It makes the maintenance service easier and simpler

6

Производителей, которые обладают возможностью поставок и наладки полного комплекта оборудования «из одних рук» (насосное, азотное оборудование, внутрискважинный инструмент, комплексы ГРП и т.д.), что значительно упрощает и удешевляет сервисное обслуживание.

Producers using the components and spare parts of the well-known and proven manufacturers. Thus, you can rely more on the equipment and its declared lifespan.

7

Производителей, которые используют элементную базу и комплектующие известных и проверенных производителей, чем значительно повышают надёжность оборудования и заявленный ресурс его работы.

Producers offering options for updating and building-up the equipment with consideration for the latest developments of the world market.

8

Производителей, предоставляющих возможность модернизации и доукомплектации закупленного ранее оборудования с учетом последних новинок мирового рынка.

Producers that train the operating staff, design and supply the operating and maintenance manuals, launch the units in minimum terms.

9

Производителей, которые проводят обучение персонала, обслуживающего приобретенное оборудование, разрабатывают и поставляют вместе с техникой подробные руководства по ее эксплуатации, вводят установки в действие в минимальные сроки.

Producers attested by international certification programs.

10

Производителей, аттестованных в международных системах качества.

# THE LARGEST INTERNATIONAL FORUM ON COILED TUBING AND WELL INTERVENTION TOOK PLACE IN HOUSTON

## В ХЬЮСТОНЕ ПРОШЁЛ КРУПНЕЙШИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО КОЛТЮБИНГУ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

Vladimir Sushko

The main future of this year Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, organized by SPE/ICoTA in Houston, Texas, USA, was expanding to include the latest technologies and best practices utilized in the well intervention arena as well as coiled tubing application.

This expansion leads to growing number of conference participants and interest from service and operating companies. As a result, this year technical program features more than 40 topical presentations offering innovative solutions presented by industry experts from around the globe.

First session of the conference was mostly dedicated to perforating operations and chaired by Graeme M. Kelbie, Baker Oil Tools, and Andrew E. Patterson, BP. It was opened by the presentation "Drilling With a Positive-Displacement Motor and Rotary Steerable System on 3 -in. Coiled Tubing in San Juan Basin" by a group of engineers from Schlumberger and BP. As the demand for oil and gas increases, operating companies have begun to explore alternatives to drilling with conventional rigs. One promising approach is to drill wells with coiled tubing rather than drill pipe. While great successes have been achieved with coiled tubing in small diameter re-entry projects with Orienters and Positive Displacement Motors, their use for larger diameter, directional wells has never been explored. Schlumberger and BP evaluated the feasibility of this concept by drilling a series of wells for BP America using a combination of Rotary Steerable System and Positive Displacement Motor in the San Juan Basin.

Very interesting review entitled "Oriented Perforating Using Abrasive Fluids Through Coiled Tubing" presented A.D. Nakhwa, S.W. Loving, A. Ferguson from Thru Tubing Solutions and S.N. Shan from University of Oklahoma. Abrasive fluids have been applied in mechanical cutting and perforating systems for years, the result is precise cut in any size tubular. In abrasive perforating, the entry hole created reveals no tubular deformation or presence of flow obstructing debris. Consequently, the sand-laden fluid moves past cement, damaged zone or filter cake and into virgin formation. At that instant, velocity generated through the nozzles propagates abrasive fluid into multiple reservoir layers creating numerous pathways. Optimizing the direction of perforations allows for cost effective stimulation through conventional fracturing techniques. Therefore, as an alternative to conventional perforating, oriented abrasive perforating is applied specifically for creating channels to natural fractures. In presentation the development of abrasive perforating coupled with orienting technology for penetrating tubing, casing, drill collars, and drill pipe, all of which is deployed using coiled tubing or jointed pipe in re-completions, was discussed. In addition to conventional coiled tubing tools, this system utilizes an engineered weight bar connected to a high velocity perforating sub.

Владимир Сушко

Основным отличием традиционной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», организованной Обществом нефтегазовых инженеров и Международной ассоциацией колтюбинга в Хьюстоне, США, в этом году стало расширение спектра рассматриваемых на форуме вопросов, теперь включающих в себя все новейшие технологии и методики, используемые при проведении внутрискважинных работ наряду с практическими применениями колтюбингового оборудования.

Это расширение привело к значительному росту числа участников конференции и интереса к мероприятию со стороны сервисных и добывающих компаний. В итоге, техническая программа этого года включала в себя более 40 тематических презентаций об инновационных, технических и технологических решениях, представленных специалистами индустрии колтюбинга и внутрискважинных работ со всего мира.

Темой первого дня конференции стали перфорационные работы. Заседание прошло под председательством Грэма Л. Келби, представителя Baker Oil Tools, и Эндрю Паттерсона из BP. Открыл конференцию доклад группы инженеров компаний Schlumberger и BP «Бурение с помощью гидравлического забойного двигателя (ГЗД) и управляемой роторной системы на колтюбинговой установке в бассейне Сан-Хуан».

По мере того, как спрос на нефть и газ увеличивается, добывающие компании начинают искать альтернативу обычным буровым вышкам. Одной из самых многообещающих технологий является замена бурильных труб колтюбинговыми установками. Так, например, при расконсервации узких скважин использование колтюбинговых технологий в сочетании с устройствами ориентации и ГЗД оказалось весьма эффективным. В то же время, никто пока еще не пробовал использовать их в широких наклонных скважинах. Schlumberger и BP попытались оценить осуществимость подобного проекта, просверлив несколько скважин для BP America в бассейне Сан-Хуан. При этом они использовали ГЗД в сочетании с управляемой роторной системой.

Другой не менее интересный доклад под названием «Направленное бурение с использованием абразивных жидкостей и колтюбинговых труб» был представлен А.Д. Накхуа, С.У. Ловингом, А. Фергюсоном из Thru Tubing Solutions и С. Н. Шанем из Университета Оклахомы.

Абразивные жидкости используются в бурении и гидромеханической резке уже многие годы. Это помогает добиться большой точности резки инструментами любого диаметра. При абразивном бурении отверстие получается ровным, к тому же оно не засоряется обломками горных пород. В результате насыщенная песком жидкость свободно проходит сквозь цементные пробки, загрязненные зоны пласта и глинистые корки, проникая в нескрытые участки пласта. Благодаря набранной скорости, абразивная жидкость попадает в многочисленные пласты коллектора, создавая множество новых проходов. Выбирая оптимальное направление бурения, можно проводить недорогое стимулирование с помощью обычных методов перфорации. Поэтому, как альтернатива традиционному гидроразрыву, направленное абразивное бурение может использоваться, прежде всего, для расширения естественных природных трещин и создания новых. Авторы доклада рассмотрели возможности использования абразивного бурения и технологии ориентирования при

Other presentation of this session, which caused a great interest, was “Near a Kilometer of Perforating Guns, in a 7,5-km, Extended-Reach Well – Coiled Tubing Shows Its Mettle in New Zealand”, prepared by large group of specialists from a number of companies: Shell Todd Oil Services Ltd., BJ Services, Vause Wireline, Owen Oil Tools and Core Laboratories. Although coiled tubing has been used for deploying perforating guns for many years, this presentation contained a lot of useful information about the really challenging project. The first challenge was a designing of coiled tubing string, which can push and pull long gun lengths along highly deviated wells. Secondly, a method of retrieving (or deploying) the guns against a high wellhead pressure is required. In this instance, down hole isolation valves could not be used. Instead, a pressure deployment system was utilized. The length of perforating guns run during this campaign is extreme, but not unique. The use of pressure deployment systems is also not unique. The combination of these factors along with the facts that this was a very remote operation (with regard to oilfield manufacturing and supply), that much specialized equipment needed to be fabricated (in a market cycle where all equipment deliveries see long lead times), and that the operation must take place in a seismically active area, all combine to make this a very challenging project.

The main subjects of the second session were mechanical properties of coiled tubing and chaired by Eric J. Boeke, Tenaris, and Ian Retalic, Leading Edge Advantage.

Presented in this session paper “Sour-Well Service of Higher-Strength Coiled Tubing” was dedicated to a joint

установке буровых колонн, обсадных труб и утяжеленных бурильных труб. Технология особенно эффективна в комбинации с использованием гибких труб и труб с открытыми стыками, особенно при переводе скважины на новый горизонт. Помимо традиционных колтюбинговых инструментов в системе используются специальные грузовые штанги, соединенные с быстроходными бурильными переходниками.

Немалый интерес вызвал и доклад «Скважинный перфоратор длиной 1 км в скважине повышенной протяжённости (7,5 км). Колтюбинговые технологии демонстрируют свою эффективность в Новой Зеландии». Доклад был подготовлен группой специалистов сразу нескольких компаний: Shell Todd Oil Services Ltd., BJ Services, Vause Wireline, Owen Oil Tools и Core Laboratories. Несмотря на многолетний опыт спуска скважинного перфоратора с помощью колтюбинговых труб, презентация этого сложного проекта содержала в себе немало полезной информации. Первая сложность заключалась в создании колтюбинговой колонны, способной двигаться вперед и обратно на значительные расстояния в скважинах с большими отводами. Во-вторых, нужно было изобрести метод спуска (и поднятия) перфоратора в условиях высокого давления на устье скважины. В данном случае изолирующие клапаны не могли быть использованы. Поэтому пришлось прибегнуть к системе распределения давления.

Длина перфоратора в этом эксперименте очень велика, но не уникальна. Система распределения давления также уже не раз использовалась до этого. Однако, с учетом всех факторов, с учетом большой удаленности месторождения (от основных промышленных районов и нефтяных рынков), необходимости изготовления большого количества специализированного оборудования и проведения работ в сейсмически активной зоне этот проект можно считать единственным в своем роде.



industry project (JIP) among ExxonMobil Development Company Canada, Shell Canada Limited and BJ Services Company Canada, which was initiated approximately 2 years ago to extend the prior research conducted into the serviceability of coiled tubing (CT) for under-balanced sour well drilling and work-over operations, to the higher strength (90 to 110 ksi SMYS) grades. A significantly different and unique laboratory testing protocol was employed in this JIP research. The methodology entails full-body tubing specimens that have been immersed in a sour solution of varying severity followed by testing in a bend fatigue machine to determine the low cycle fatigue performance of high strength CT materials degraded by prior exposure to the sour environment. In addition, there are several important aspects of possible CT degradations from exposure to sour wells that were not adequately investigated previously. These include the incubation times for cracks to form due to hydrogen induced cracking (HIC) or sulphide stress cracking (SSC), the tensile strength integrity of coiled tubing strings in which HIC and/or SSC have formed, the relative resistance of different CT strength grades to HIC and SSC, the benefits of H<sub>2</sub>S corrosion inhibitors and the effects of different sour environment severities and external mechanical damage. Detailed metallographic examinations of the CT material characteristics that define their relative susceptibility to failure under sour condition were also performed. Although the JIP research is still in progress, this presentation revealed many of the significant results obtained to date with emphasis on CT operational implications and considerations.

The other interesting presentation, entitled "Fatigue Life of Coiled Tubing With External Mechanical Damage" and prepared by Tomas Padron, Bernie Luft and Emmanuel Kee from BJ Services and Steve M. Tipton from University of Tulsa, describes the effect of different types of damage on the material and fatigue life of coiled tubing and presents a comparison between "Flexor TU4" software predictions and the fatigue life measured for strings with external mechanical damage incurred during service. Also a comparison between the sour fatigue life and that in air was presented in terms of percentages of sweet life (i.e. non-sour) for coiled tubing fatigue samples containing artificially induced mechanical damage on the external surface prior to being exposed to sour environments.

Presentation "16Cr Coiled-Tubing Field Trial at Prudhoe Bay, Alaska" by J.Y. Julian, B.J. McLellan, B.J. McNerlin, BP Alaska Exploration Inc.; J.R. Martin, W.D. Van Arnam, B.K. Normoyle, Quality Tubing; S.M. Tipton, U. of Tulsa; K.W. Burke, Schlumberger documents the lab and field trial results for quite rare in Russia 16Cr coiled tubing.



Второй день конференции был посвящен техническим аспектам использования колтюбинговых установок. Форум прошел под председательством Эрика Д. Беке из компании Tenaris и Яна Реталика из Leading Edge Advantage.

Доклад "Ремонт скважин на высокосернистых месторождениях с помощью гибких труб повышенной прочности" был посвящен совместному производственному проекту канадских компаний Exxon Mobil Development Company, Shell Canada Limited и BJ Services Company. Около двух лет назад они начали изучать возможность применения колтюбинговых технологий при бурении на депрессии на высокосернистых месторождениях, а также при подземном ремонте. Трубы должны были быть достаточно прочными, чтобы выдержать давление от 90 до 110 тысяч фунтов на кв. дюйм. В исследовании использовались совершенно новые и уникальные лабораторные тесты. Полноразмерные образцы труб погружались в сернистые растворы различной степени концентрации, а затем проверялись с помощью установки для испытаний на коррозионную усталость. Исследователи пытались определить малоцикловую усталость высокопрочных колтюбинговых труб, подвергаемых воздействию сернистой среды. При этом были выявлены некоторые аспекты коррозии гибких труб под воздействием сернистой среды, которые до сих пор были слабо изучены. Так, был определен инкубационный период образования трещин при водородном или сульфидном растрескивании (ВР и СР), предел прочности на растяжение гибких труб, подверженных процессам ВР и СР, относительное сопротивление гибких труб различной прочности ВР и СР, преимущества различных замедлителей сероводородной коррозии. Также было изучено воздействие естественных сернистых сред и оказываемые ими внешние механические повреждения. Была проведена детальная металлографическая экспертиза колтюбинговых труб с целью определения относительной устойчивости различных материалов. Несмотря на то, что проект еще не завершен, доклад представил на основе новейших научных данных важные результаты касательно эксплуатационных свойств и характеристик колтюбинговых труб.

Ещё одна интересная презентация, озаглавленная «Усталостная прочность гибкой трубы с механическими повреждениями» и подготовленная Томасом Падроном, Берни Люфтом и Эммануэлем Ки из BJ Services и Стивом М. Типтоном из Университета Тулсы, была посвящена описанию влияния различного типа повреждений материала и усталостной прочности гибкой трубы; в частности, было представлено сравнение результатов моделирования этого влияния с помощью программного обеспечения "Flexor TU4" и усталостной прочностью, измеренной для труб с внешними механическими повреждениями, полученными в ходе выполнения работ. Кроме этого, были представлены сравнительные данные результатов испытаний на усталостную прочность с кислой среде и на воздухе в процентах от усталостной прочности в неагрессивной среде для усталости образцов гибкой трубы с искусственными механическими повреждениями на внешней поверхности, нанесёнными перед погружением в кислую среду.

Презентация «Полевые испытания гибкой трубы с 16% содержанием хрома в Прудо Бэй, Аляска», Дж.И. Джулиан, Б.Дж. МакЛеллан, Б.Дж. МакНерлин, BP Alaska Exploration Inc.; Дж.Р. Мартин, В.Д. Ван Арнам, Б.К. Нормойл, Quality Tubing; С.М. Типтон, Университет Тулсы; К.В. Бурке, Schlumberger, была посвящена лабораторным и полевым испытаниям довольно редко используемой в России гибкой трубы с 16% содержанием хрома.

Гибкая труба с 16% содержанием хрома (16Cr) была представлена на рынок в 2003 году, и с тех пор более 200 таких труб были введены в эксплуатацию в качестве передающих. После предварительных испытаний две установки с гибкой трубой 16Cr были введены в эксплуатацию в Прудо Бэй, Аляска, для изучения их применимости в качестве рабочей трубы для выполнения внутрискважинных работ.

Sixteen chrome coiled tubing (16CrCT) was introduced in the spring of 2003 and over 200 strings have been put into filed use as velocity strings. Following preliminary testing, two 16Cr CT reels were deployed at Prudhoe Bay, Alaska to evaluate feasibility as an intervention workstring. The two reels performed a variety of standard CT applications on a daily basis. Observations and data were gathered to determine operating guidelines, applicability, and limitations. The field trial indicated that 16Cr CT can be deployed in the field with only minor operational modifications.

16Cr has superior abrasion resistance in 13Cr production tubulars and little CT surface (external) wear was seen during the field trial. The second reel developed a pinhole failure earlier than expected; however, analysis of the adjacent material indicates that 16Cr has increased low cycle fatigue life when compared to standard carbon steel CT. Additional testing is ongoing, and it is felt that the conditions resulting in the failure can be mitigated to avoid future premature failure.

In third session, mainly dedicated to production enhancement, the great interest was caused by new BJ Services technology, introduced in presentation "Successful Implementation of Coiled-Tubing Acid Tunneling Gives Operator a Viable Alternative to Conventional Stimulation Techniques in Carbonate Reservoirs".

Conventional stimulation techniques used to treat double porosity type (low permeability/hairline fracture) carbonate formations are met with limited success where most regular acid fracture treatments yield approximately the same results as regular matrix acid treatments of a much smaller scale.

In this presentation authors outlined the details and results pertaining to some recent successful applications of a new technique whereby Coiled Tubing is used to create multiple, relatively short-length lateral holes into a carbonate reservoir using nothing but hydrochloric acid pumped through a specially designed jetting assembly. The discussed jobs were the first ever field applications of Coiled Tubing "Acid Tunneling" and the results showed one operator that this method represents a viable alternative to conventional stimulation treatments in said reservoirs.

Results indicate that this technique may be applied to all carbonate reservoirs, regardless of their inherent petrophysical properties, where a different approach to stimulation treatments is required. Discussed are formation characteristics, acid volumes and strengths, job parameters, tools used and results obtained to date.

The other interesting presentation, "Enhanced Solids-Removal Techniques From Ultralow-Pressure Wells Using Concentric Coiled-Tubing Vacuum Technology" by Phill Rafferty, BJ Services; Jim Enis, ConocoPhillips Alaska; Jason Sufca, Steven Craig, BJ Services Co., also introduced new BJ's technology – concentric coiled tubing. Concentric Coiled Tubing Vacuum Technology (CCTVT) system essentially provides a second annular return route for wellbore solids while simultaneously boosting the return pressure. This permits the cleanout to be performed with fluid only, a significant logistical and financial saving over two phase operations. The presentation described the system technology, engineering planning, well control considerations, system limitations and the observed operational and production results of a five well campaign

Установки ежедневно выполняли ряд стандартных колтюбинговых работ. Наблюдения и данные собирались с целью определить основные рекомендации по использованию, применимости и ограничения по выполнению работ. Полевые испытания показали, что указанные гибкие трубы 16Cr могут использоваться на месторождениях с небольшими функциональными изменениями.

Материал этих гибких труб обладает более высокой абразивной стойкостью, чем труба с 13% содержанием хрома и износ внешней поверхности трубы в ходе полевых испытаний практически не был отмечен. На второй трубе было отмечено точечное повреждение, причём ранее, чем ожидалось; однако, анализ соседних участков показал, что 16Cr имеет значительно большую циклическую усталостную прочность по сравнению с традиционными гибкими трубами из углеродистой стали. Планируется проведение дополнительных испытаний и ожидается, что, условия, повлекшие за собой повреждение трубы, могут быть улучшены во избежание будущих преждевременных повреждений.

В программе третьей сессии, в основном посвящённой стимуляции притока, большой интерес вызвала новая технология BJ Services, представленная в презентации «Успешное применение колтюбингового кислотного туннелирования предоставляет добывающей компании эффективную альтернативу традиционным технологиям стимуляции притока в карбонатных коллекторах».

Результативность использования традиционных методов повышения нефтеотдачи пластов, применяемых для работы с карбонатными пластами с двойной пористостью (низкая проницаемость/волосаяя разрыв), в значительной степени ограничена, и эффективность применения обычных методов стимуляции кислотой для создания разрыва пласта практически такая же, как и при использовании обычных методов кислотной стимуляции материнской породы в значительно меньшем масштабе.

В этой презентации авторы рассказали о результатах, относящихся к последним применениям новой технологии, при которой колтюбинг используется для создания множественных, относительно коротких боковых стволов в карбонатном коллекторе с использованием лишь соляной кислоты, закачиваемой через специально сконструированную струйную компоновку. Рассмотренные работы стали первым применением колтюбингового «кислотного туннелирования» в промышленных условиях и доказали нефтедобывающей компании, что эта технология действительно является эффективной заменой традиционным способам повышения нефтеотдачи пласта для указанных коллекторов.

Результаты показали, что эта технология может использоваться во всех карбонатных коллекторах, независимо от их уникальных петрофизических характеристик, которые требуют различного подхода к выполнению работ. Обсуждались характеристики пластов, объёмы и концентрации кислоты, параметры выполняемых работ, использованные инструменты и полученные на сегодняшний день результаты.

Другая интересная презентация, «Методы улучшенного удаления твёрдых веществ из скважин с ультранизким давлением на основе использования вакуумной технологии концентрического колтюбинга», подготовленная Филлом Рафферти, BJ Services; Джимом Энисом, ConocoPhillips Alaska; Джейсоном Суфкой и Стивеном Крайгом, BJ Services, также была посвящена новой технологии, представленной на рынок компанией BJ – использованию концентрического колтюбинга. Система для применения вакуумной технологии концентрического колтюбинга (ВТКК) обеспечивает второй возвратный путь по кольцевому проходу для находящихся в скважине твёрдых веществ при одновременном повышении возвратного давления. Это позволяет проводить очистку с использованием только жидкости, что даёт значительный эффект как с экономической, так и с финансовой точки зрения, для этих работ, проводящихся в два этапа. Во время презентации были описаны



from the first CCTVT operations conducted in Alaska as well as the first application on a offshore platform.

The forth session mainly includes the presentations on guidance, data acquisition systems etc. In frames of this session there was a sole presentation, dedicated to the work made in CIS. This presentation, "Application of Lateral Entry Guidance System (LEGS) Technology in Western Kazakhstan Oil Fields", was prepared by Doru Pumnea, BJ Services Co., Anthony Hunt, Giuseppe Mennilli, Karachaganak Petroleum Operating Kazakhstan.

The Lateral Entry Guidance System technology is an intelligent method of navigating through the junctions of a multilateral well using Coiled Tubing.

The technology works equally well in cased and open-hole junctions without the need of sophisticated and expensive selective entry jewellery. The tool is slender enough to pass through production tubing and most completion restrictions and functions in all typical casing/liner diameters.

As LEGS technology itself has been presented in different forums before, the sole purpose of this paper was to present the particular conditions encountered in the Western Kazakhstan oilfields and method used to make this technology work at depths over 5000 m. The reasons behind the unsuccessful attempt to stimulate one well followed by a very successful stimulation of another well using LEGS bottom hole assembly was also showcased.

The result was a verification of a well design and operating philosophy against the alternative techniques of completion based selective entry. The outcome was the best producing well of the Karachaganak oilfield to date.

This presentation was aimed to help potential users to understand the challenges they may encounter and eventually, determine them to tailor their field development strategy in order to eliminate these problems and facilitate the use of LEGS.

Interesting presentation "4th-Generation Coiled-Tubing Manufacturing Technology", prepared by Jon D. DuBois and Martin P. Atwood from Global Tubing, was showed in fifth session. Introduced innovative new technologies in coiled tubing (CT) manufacturing will present new opportunities in the industry. The new technology represents a 4th generation CT manufacturing process known as the Continuous Variable Reduction (CVR) process. A brief overview of current manufacturing technology was presented followed by key elements of the new CVR 4th generation manufacturing technology. Then, the advantages of the CVR technology was presented along with examples of new products to come from CVR.

технология системы, техническое планирование, соображения по управлению скважиной, ограничения использования системы и полученные технологические и производственные результаты применения технологии на пяти скважинах, от первого использования ВТКК на Аляске и первого опыта работы с технологией на морской платформе.

Четвёртая сессия конференции в основном включала в себя презентации по направляющим системам, системам сбора данных и т.п. В рамках этой сессии была представлена и единственная презентация, посвящённая работам, выполненным в странах СНГ. Эта презентация, «Применение технологии с использованием направляющей системы для работы в боковых стволах LEGS на месторождениях Западного Казахстана», была подготовлена Дору Памни, BJ Services, Энтони Хантом и Джузеппе Меннилли, Karachaganak Petroleum Operating Kazakhstan.

Технология использования направляющей системы для работы в боковых стволах LEGS – интеллектуальный метод навигации гибкой трубы при работе со скважинами, имеющими несколько боковых стволов.

Технология работает одинаково хорошо как в обсаженных боковых стволах, так и в открытых, и не требует использования сложных и дорогих устройств для выбора ответвления. Используемый инструмент достаточно узок для прохождения через производственную колонну и удовлетворяет большинству ограничений функциональных требований, накладываемых всеми распространёнными диаметрами обсадной колонны и хвостовика.

Сама по себе технология LEGS уже представлялась ранее на нескольких конференциях, поэтому основной целью данной работы было рассказать о конкретных условиях бурения на месторождениях Западного Казахстана и методе адаптации технологии для работы на глубинах более 5000 м. Также были рассмотрены причины, по которым после неудачной попытки повысить нефтеотдачу пласта в одной скважине, на другой скважине при использовании забойной компоновки LEGS были получены отличные результаты.

Результатом стало изменение конструкции скважины и самой философии проведения работ в отличие от других методов, основанных на замечании входа в боковой ствол. Практическим результатом выполненных работ стало увеличение производительности Карачаганакского месторождения до максимальной за всю его историю величины.

Презентация была призвана помочь потенциальным пользователям понять проблемы, с которыми они могут столкнуться, а также, помочь им определить необходимую стратегию разработки месторождений, которая поможет избежать описанных в презентации проблем и упростить использование LEGS.

В пятой сессии конференции была показана очень интересная презентация «Технология производства гибкой трубы четвёртого поколения», подготовленная Джоном Д. Дюбуа и Мартином П. Атвудом из компании Global Tubing. Представленная новая инновационная технология производства гибкой трубы обещает новые возможности для индустрии колтюбинга. Новая технология – это процесс производства гибкой трубы четвёртого поколения, известный как процесс CVR. Был представлен краткий обзор использующихся на сегодняшний день технологий производства гибкой трубы, а затем было рассказано о ключевых особенностях новой технологии четвёртого поколения CVR. После этого были представлены основные преимущества технологии CVR и новые продукты, которые могут быть созданы на основе применения этого процесса.

Технология CVR (Continuous Variable Reduction) применяется при производстве гибких труб с переменным внешним диаметром, переменной толщиной стенки и переменной прочностью трубы. Она также используется при производстве толстостенных труб малого

Continuous Variable Reduction (CVR) technology has application in the manufacture of variable outside diameter, variable wall thickness, and variable strength all within the same CT string. There is also application in the manufacturing of small diameter, heavy-wall, high-pressure strings. The CVR process will produce CT without internal weld beads.

The significance of the ability to manufacture coiled tubing with variable OD, variable wall thickness, and varying strength levels without the typical ring or “butt” welds now required to join multiple diameters represents a significant advance in coiled tubing manufacturing technology.

Fracturing, as quite popular technology, caused a great interest of participants and was discussed in special session – sixth. Presentation “Coiled-Tubing Fracturing on Slant-Well Operations”, prepared by D.A. Pipchuk, M. Henriksen, M. Day, K. Boyko, Schlumberger, and D. Scott, Encana Corp., was dedicated to quite unusual for our country coiled tubing fracturing on shallow gas and coalbed methane type fields.

The unconventional shallow gas market is the faster growing oil and gas sector in Western Canada. Although these gas reserves are enormous, the economic output of a single well is marginal. The low production rate of each well has forced operators to reduce costs wherever possible. The largest expense in the completion of a well is stimulation. The advent of the coiled tubing fracturing method has reduced these costs substantially, as all zones can be individually isolated and stimulated in one operation.

Operators are taking further action by drilling multiple slanted wells from a single surface location. This configuration requires only one lease, one access road and reduced production costs with a single pipeline collection point. Workover equipment with the ability to rig onto these wellheads safely is in short supply. Many shallow gas wells utilize threaded wellheads that are not designed to support sideloads. Coiled tubing equipment is relatively massive, and previous attempts to “block up” the wellhead and blowout preventers (BOPs) have resulted in near-tragic consequences.

To overcome these obstacles, a patented support system capable of safe and efficient rig-up of BOPs on slanted wellheads was designed and built. The support system can be rigged onto wellhead angles ranging from 30-95 degrees. The system can manipulate the BOPs in virtually all planes to allow for flexibility when positioning onto a wellhead. The weight of the BOPs and CT equipment are then buttressed by the support system, and not the wellhead.

The exhibition, which took place at the same hotel, gathered about 60 major companies, which produce and use coiled tubing and well intervention instruments.

Speaking about the overall impression from the conference, one needs to note that this ICoTA conference was really a holiday for all specialists gathered there. Without any prejudices about the competitions of their companies, professionals from around the world learned about new technologies and practices and got the answers for their questions. ■

диаметра, рассчитанных на работу под большим давлением. Процесс CVR позволяет изготавливать трубы без наплавленных валиков сварного шва на внутренней поверхности.

Появившаяся возможность производить гибкие трубы с переменным внешним диаметром, переменной толщиной стенки и переменной прочностью без использования кольцевых или «нахлесточных» сварных швов, необходимых сейчас для соединения труб различных диаметров, значительно продвигает вперед технологию производства гибкой трубы.

Такая широко распространенная технология, как гидроразрыв, не могла не привлечь внимания участников конференции и рассматривалась в отдельной сессии – шестой.

Презентация «Проведение гидроразрыва в наклонных скважинах с помощью колтюбинга», подготовленная Д.А. Пипчуком, М. Хенкирсеном, М. Дзем, К. Бойко, Schlumberger, и Д. Скоттом, Encana Corp., была посвящена пока ещё довольно экзотичной для России технологии – проведению гидроразрыва при помощи колтюбинга на месторождениях, где газ залегает на небольшой глубине и на месторождениях, где метан добывается из угольных пластов.

Рынок приповерхностного газа нетипичного происхождения является самым быстроразвивающимся сектором экономики в Западной Канаде. Несмотря на то, что запасы газа в таких месторождениях огромны, экономический эффект от одной скважины более чем скромный. Низкая производительность каждой скважины вынуждает добывающие компании экономить на всём. Самые большие расходы при заканчивании скважины обычно требуются на проведение стимуляции. Преимуществом метода проведения гидроразрыва пласта при помощи колтюбинга является возможность в значительной степени снизить эти расходы, поскольку все области могут быть по одиночке изолированы и простимулированы в рамках одного производственного цикла.

Кроме того, добывающие компании бурят несколько наклонных стволов из одной точки на поверхности. Эта конфигурация позволяет экономить за счёт того, что требуется один арендный участок и один путь подъезда техники, производственные расходы также снижаются за счёт того, что используется одна труба для сбора и отвода газа. Оборудование для капитального ремонта с возможностью сопряжения с такими устьевыми отверстиями скважины достаточно сложно изготовить. Многие скважины для добычи приповерхностного газа используют резьбовые устья, которые конструкционно не предназначены для боковых нагрузок. Колтюбинговое оборудование же достаточно массивно, и предыдущие попытки «заблокировать» устье противовыбросовыми превенторами едва не привели к трагическим последствиям.

Для решения этих проблем была сконструирована и изготовлена патентованная система крепления, которая позволяет безопасно и эффективно подсоединять противовыбросовые превенторы наклонных скважин. Система крепления может быть установлена на устье скважин с углом наклона от 35 до 90 градусов. Система может работать с противовыбросовыми превенторами практически в любой плоскости, что обеспечивает её гибкость при установке на устье скважины. Таким образом, вес противовыбросовых превенторов и колтюбингового оборудования приходится на систему крепления, а не на устье скважины.

Выставка, проходившая в том же отеле, что и конференция, собрала более 60 крупнейших компаний, которые производят и используют колтюбинговое оборудование.

Говоря об общем впечатлении от прошедшей конференции, следует отметить, что она на самом деле стала праздником для всех собравшихся здесь специалистов. Без всякого предубеждения по поводу того, что компании, в которых они работают, являются конкурентами на рынке колтюбингового оборудования и услуг, профессионалы со всего мира делились своим опытом работы с новыми технологиями и получали исчерпывающие ответы на возникающие в процессе обсуждения вопросы. ■

# THE CUSTOMER LEARNS EVERYTHING

## ПОТРЕБИТЕЛЬ УЗНАЛ ВСЁ

by Andrew Mikheev

Андрей Михеев

The experience of the leading equipment producers shows that consumers' conferences are the most effective bridge between producers and customers. They are aimed at helping customers to make the best use of equipment and informing them about the updates of certain systems and components.

It is hard to overestimate the importance of consumers' conferences for companies producing expensive equipment and technologies. Live conversations help to exchange opinions, come to mutually acceptable solutions, and adopt common strategies and long-term objectives.

The 3rd Consumers Conference on Coiled Tubing Units Operation took place in Minsk on March 28-29, 2007. It was organized by NOV Fidmash, the leading producer of CT units in the CIS. About 40 representatives of the CIS consumer companies met in the convention hall of the hotel "Belarus".

Experts from Orenburggazprom, Burgaz, Urals Design, Ukgazdobycha, Ukrneft and other respected companies were interested in the whole range of problems related to coiled tubing technologies and the avenues of their application. All their questions were satisfied.

Как показывает опыт лидеров рынков производственного оборудования, одной из самых эффективных форм взаимодействия между производителями и заказчиками являются потребительские конференции. Их цель – помочь потребителю использовать технику наиболее эффективно, рассказать, как выжать максимум из закупленного оборудования, научить, как использовать его на всю катушку, своевременно информировать о возможности модернизации тех или иных систем и узлов.

Для компаний, выпускающих сложную дорогостоящую технику значение потребительских конференций и вовсе трудно переоценить: ведь в процессе живого общения производителей и потребителей происходит непосредственный обмен мнениями, вырабатываются взаимоприемлемые решения, намечаются общие стратегические цели и тактические задачи.

28-29 марта 2007 года третья потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования состоялась в Минске. Она была организована ведущим производителем колтюбинговых установок на рынке СНГ – компанией NOV Фидмаш – и собрала в конференц-зале гостиницы «Беларусь» около 40 представителей компаний-потребителей из СНГ.

Специалистов из ООО «Оренбурггазпром», ООО «Бургаз», ООО «Урал-Дизайн-ПНП», ДК «Укргазодобыча», ОАО «Укрнефть» и многих других уважаемых компаний интересовал весь спектр вопросов, связанных с использованием колтюбинга, его возможностями и перспективами его применения. И они получили исчерпывающие ответы.

Председатель российско-белорусской группы ФИД Л. М. Груздилович отметил, что объем работ, выполняемых с помощью колтюбинга, неуклонно растет во всем мире. Все больший интерес к освоению нового оборудования и технологий для интенсификации притока проявляют отечественные компании и компании других стран СНГ. Немалую роль в экспансии колтюбинга в страны бывшего Союза сыграла группа ФИД Первые шаги по освоению колтюбинга эта группа сделало в не таком уж и далеком 1998 году, в 1999 была выпущена первая установка РАНТ-10.01, а в 2002 году уже серийно выпускались 5 моделей колтюбинговых установок. Это были установки трех классов: легкого (с тяговым усилием инжектора 120 кН), среднего (с тяговым усилием инжектора 240 кН) и тяжелого (с тяговым усилием инжектора 440 кН). Семь лет назад предприятие заняло в СНГ лидирующую позицию на рынке колтюбингового оборудования и инструмента для внутрискважинного ремонта. На этой позиции NOV-Фидмаш остается поныне, удерживая до 80 процентов российского рынка и являясь крупнейшим производителем в Европе и Азии. Успеху в немалой степени способствует эффективность ценовой политики компании. Многие установки надежно работают в российских нефтегазодобывающих компаниях уже более пяти лет и можно с уверенностью утверждать, что все указываемые характеристики оборудования NOV Фидмаш реальны и подтверждены опытом эксплуатации оборудования в российских условиях.

Надежность компании, а также гарантия неизменности выбранной специализации, обеспечивается как за счет лидирующего положения на рынке СНГ, так и за счет принадлежности к крупнейшей в мире



The chair of the Russian/Belarusian FID Group L.M.Gruzdilovich pointed out that the scope of operations involving coiled tubing technologies is steadily growing all over the world. Domestic and CIS companies show a great interest in the new equipment and technologies of stimulation. FID group has contributed largely to the expansion of coiled tubing to the former Soviet Republics. The company opened not so long ago, in 1998. In 1999 it launched the first unit ПАНТ-10.01. Already from 2002 it started to offer the first series – units of 3 classes: light (with injector draught of 120 kN), medium (with injector draught of 240 kN) and heavy weight (with injector draught of 440 kN). Seven years ago the company became a leading producer of coiled tubing units and well intervention instruments at the CIS market. The biggest producer in Europe and Asia, NOV Fidmash still maintains this position and controls 80% of the Russian market. An effective price policy is one of the key factors of success. Many units have been exploited by Russian O&G companies for more than 5 years and it is safe to say that all the indicated specifications of NOV Fidmash equipment are true and proved by the experience of operation in Russian conditions.

The leading positions at the CIS market and belonging to NOV, one of biggest producer of O&G equipment in the world, make the company reliable and guarantees adherence to the chosen specialization. "Our sophisticated customers understand that NOV, a company with irreproachable reputation, covering 70% of the world CT market, brands only those products, which correspond to the established high level", - noted L. M. Gruzdilovich.

промышленной группе – производителю нефтегазового оборудования NOV. «Наши искушенные потребители понимают, что NOV, компания с безупречной репутацией, покрывающая до 70% мирового рынка колтюбингового оборудования, ставит свои торговые знаки только на ту продукцию, которая соответствует установленному ею уровню», – отметил Л. М. Груздилович.

Генеральный директор NOV Фидмаш Е. Б. Лапотентова рассказала об «этапах большого пути» предприятия. Эпохальным для NOV Фидмаш стал 2004 год. С него берет отсчет начало поставок для крупнейшей международной сервисной компанией Schlumberger. Это послужило толчком для перехода на качественно новый уровень производства, необходимый для соответствия самым строгим запросам международных сервисных компаний. Ведь такие фирмы, как Schlumberger, BJ, Weatherford (все они являются крупными потребителями продукции NOV Фидмаш) формулируют свои требования производителям весьма скрупулезно, до мельчайших деталей. И успех этих сервисных компаний на мировом рынке в немалой степени связан с тем, что они работают только с такими производителями, которые способны соответствовать их требованиям. Сотрудничество со Schlumberger и другими лидерами дало начало производству нового поколения колтюбинговых установок и специализированного оборудования для гидроразрыва пласта.

В настоящее время основная доля продукции (около 50%) поставляется международным сервисным компаниям, примерно по 25% закупают компании СНГ и российские нефтедобывающие и сервисные компании. Структура заказов NOV Фидмаш говорит сама за себя. Но она была бы невозможна без гарантированно высокого качества продукции, которое обеспечивает предприятие. Внедренной системе управления качеством, целям предприятия в области качества и был посвящен аналитический доклад, подготовленный директором департамента качества, охраны труда и окружающей среды Д.Н. Грибановским. Он



The Director General of NOV Fidmash E. B. Lapotentova told us about the “stages of the company’s long way”. 2004 was a landmark year for NOV Fidmash. That year it went into business with the biggest international service company Schlumberger. From that moment onwards all the equipment produced by the enterprise complied with the strictest demands of international service companies. Such firms as Schlumberger, BJ, Weatherford (major consumers of NOV Fidmash products) are rather scrupulous in formulating their demands to producers and specify every last detail. Their success at the world service market can be largely referred to the fact that they do business only with the producers that are able to meet their requirements. The cooperation with Schlumberger and other leading companies gave way to a new generation of coiled tubing units and specialized hydrofracturing equipment.

At the moment 50% of the products are supplied to international service companies and about 25% are bought by CIS and Russian operating and service companies. NOV Fidmash’s scheme of orders speaks for itself. But it would be impossible without high production quality guaranteed by the enterprise. The company’s quality management system and its quality targets were exposed in the analytical report of D. N. Gribanovsky, Director of the Department of Quality, Health and Environment. He announced that after a certification audit carried out by SAI-Global, NOV Fidmash received 3 certificates of conformity to the ISO 9001:2000 standards: SAI-Global, IQ Net and IQ Net certification association.

A steady growth in performance standards both for separate units and coiled tubing technologies on the whole makes any solid company elaborate a product strategy for the supplied brands, update them and design new modifications. Given that coiled tubing units are very expensive, this aspect of business can hardly be overestimated. Efforts made by



отметил, что по результатам сертификационного аудита компании SAI-Global компанией NOV Фидмаш получено три сертификата соответствия требованиям МС ИСО 9001:2000: SAI-Global, IQnet и ассоциации по сертификации IQ Net.

Неуклонный рост технического уровня как отдельных узлов, так и колтюбинговых установок в целом, привели к тому, что на сегодняшний день любая действующая на рынке серьезная компания должна продумывать стратегию развития комплектующих и узлов для уже поставленных моделей, а также осуществлять их модернизацию и разрабатывать новые модификации работающих моделей. Значение этого направления деятельности трудно переоценить, особенно, с учетом высокой стоимости такого штучного оборудования, как колтюбинговые установки. О работе предприятия в данном направлении рассказал ведущий сотрудник отдела продаж и продвижения продукции И.С. Бортницкий. В числе последних разработок он отметил новую серию инжектора самой популярной модели NOV Фидмаш М20Т и создание нового противовыбросового оборудования. Были подробно освещены возможности,





предоставляющиеся пользователям колтюбинговых установок, выпускаемых предприятием, по модернизации гидравлики, кабины оператора и установщика оборудования. Докладчик отметил, что в своих колтюбинговых установках компания использует гидравлику и подъемные механизмы известных, гарантирующих качество, производителей. Кроме того, возможна комплектация установок отдельными узлами конкретных производителей в соответствии с требованиями заказчика. «На данный момент мы можем говорить о том, что наша компания пока не встречала требований по комплектации оборудования, которые мы не смогли бы удовлетворить», – сказал в заключение докладчик.

Начальник отдела сервиса А.Н. Горохович рассказал о работе своего подразделения как при проведении пуско-наладочных работ, включающей в себя обучение персонала компании-заказчика на месте с использованием специально разработанных обучающих программ, так и при сервисном обслуживании поставленного оборудования. Кроме того, вместе с оборудованием поставляются и учебные материалы на русском языке по колтюбинговым технологиям и оборудованию.

Об эффективности отдела сервиса NOV Фидмаш свидетельствует и тот факт, что на сегодняшний день поставка любых запчастей в любой, сколь угодно отдаленный уголок Российской Федерации гарантируется в течение трёх дней с момента принятия заказа.

Необходимой составляющей успеха NOV Фидмаш, как отметил в следующем выступлении начальник отдела колтюбинговых установок С.В. Каблеш, является постоянное внедрение новейших технологических решений и обновление модельного ряда. По сути, это единственный способ удержать занимаемую компанией лидирующую позицию на рынке и усилить свое присутствие на нем. Докладчик подробно остановился на перспективных разработках предприятия, уделив особое внимание возможностям новых колтюбинговых установок МК20Т и МК30Т.

О выпускаемых NOV Фидмаш комплексах оборудования для гидроразрыва пласта (ГРП) рассказал начальник отдела специального оборудования С.В. Юруткин. Сегодня NOV Фидмаш производит весь спектр оборудования для выполнения наиболее востребованных

the company in this field were covered by the report of I. S. Bortnitsky, leading specialist of Sales and Promotion Department. Among the latest developments he named an new serie of injector for M20T, the most popular NOV Fidmash's brand, and new blowout equipment. The report traversed all the capabilities of the company's coiled tubing units and advantages of modernized hydraulics, operator's compartment and equipment setter. Mr. Bortnitsky pointed out that the company's coiled tubing units have hydraulics and lifting gear of the well-known producers guaranteeing high quality of their products. Besides, a customer may order separate units of certain producers. "The company has never failed to meet any requirement on furnishing the equipment so far", - summed up Bortnitsky.

The head of Service Department A. N. Gorokhovich told about the participation of his department in precommissioning and maintenance service. The



department offers on-site training of the customer's personnel by special training programs. It supplies the equipment with training manuals on CT technologies and equipment in Russian.

The efficiency of NOV Fidemash Service Department is proved by the very fact that any spare parts and components are sure to be delivered to the most remote regions of Russia's Federation within 3 days from the order intake date.

Another factor of NOV Fidemash's success is regular application of new technical solutions and upgrading the company's lineup, said the head of Coiled Tubing Units Department S. V. Kablash. It is in fact the only way to keep the leading position on the market and enhance one's presence. Mr. Kablash gave a detailed report of the promising company's developments giving a high priority to the capabilities of new coiled tubing units MK20T and MK30T.

The head of Special Equipment Department S.V. Yurutkin told about the capabilities of NOV Fidemash hydrofracturing (HF) equipment. At the moment NOV Fidemash produces a wide range of equipment for the most demanded operations and guarantees complete interaction of both individual units and equipment set on the whole. It makes maintenance service easier and allows customers starting the operation without complications that often take place, when the equipment units of various firms have to be adjusted. Apart from CT units, the company supplies a complete set of HF equipment (pumping units, blenders, control and supervision stations, manifold equipment, proppant supply units) and directional drilling.

The conference also featured reports by the representatives of NOV's consolidated companies. Among them there were Randal Graves, Vice President of Sales at Hydra Rig, the world's leader in coiled tubing equipment and Roberto Poggesi, Business Development Representative at Elmar, the company producing wireline equipment.

On the second day of the conference the participants saw the productive capacity of the works. They got especially interested in test beds for new equipment, including beds for testing the injector draught in various modes, HF and other devices. The test beds are the best evidence of reliability and high technical level of the enterprise's products.

NOV Fidemash's experience in arranging consumers conferences is sure to be studied and expanded. The company managed to find an interesting and mutually



рынком работ с гарантией полного взаимодействия и высокой результативности как отдельных единиц, так и всего комплекса оборудования в целом. Это значительно облегчает сервисное обслуживание и позволяет заказчику сразу начать выполнение работ, не испытывая сложностей, связанных с сопряжением оборудования разных компаний. Кроме колтюбинговых установок, предприятие поставляет полный комплекс оборудования для ГРП (насосные установки, блендер, станция контроля и управления, машина манифольдов, установка подачи пропанта) и направленного бурения.

На конференции также выступили с докладами представители компаний-партнеров NOV: директор по продажам компании Hydra Rig – мирового лидера по производству колтюбингового оборудования – Рэндал Грэйвс и менеджер по развитию бизнеса компании-производителя канатно-кабельного оборудования Elmar Роберто Подгези.

На второй день конференции участники ознакомились с производственными мощностями завода. Особый интерес вызвали стенды для испытаний новой техники, в тч. для испытаний тягового усилия инжектора в разных режимах, ГРП и др. оборудования. Испытательные стенды красноречивее всяких слов убеждают в надежности и высоком техническом уровне выпускаемой предприятием продукции.

Несомненно, опыт NOV Фидмаш в проведении потребительских конференций заслуживает изучения и распространения. Компании удалось найти интересную и взаимовыгодную форму развития сотрудничества со своими нынешними и будущими потребителями. Вот как отозвался о потребительской конференции один из ее участников, директор ООО «Колтюбинг-Сервис» А. Н. Хамидуллин: «Наша независимая специализированная сервисная компания применяет колтюбинг для своевременного высококачественного и высокоэффективного ремонта скважин. Широкий спектр работ мы проводим с помощью новой установки МК20Т производства NOV Фидмаш. Она производительна и надежна в эксплуатации. Мы приобрели эту установку в прошлом году. В своем выборе мы ориентировались на мнение мировых лидеров, с которыми успешно сотрудничает NOV Фидмаш, а также на то, что предприятие входит в известную качеством продукции промышленную группу NOV. На наш взгляд, потребительские конференции очень полезны. Где еще потребители смогли бы узнать, как, например, улучшить работу гидравлики, или повысить устойчивость установки к суровым российским морозам. Здесь мы из первых уст разработчиков и производителей услышали об особенностях «характера» той или иной установки, о том, как повысить надежность оборудования при



beneficial way of contacting its present and future customers. One of the participants of the conference Director of Coiled Tubing Service Company A. N. Khamidullin said: "Our independent service company applies coiled tubing in order to amount to a high quality of well service. Many of the works are performed with the help of new MK20T unit produced by NOV Fidmash. It is productive and reliable in use. We bought the unit last year. Our choice was dominated by the opinion of the world leaders cooperating with NOV Fidmash and the fact that the company makes part of an industrial group NOV, famous for a high product quality. We believe that the consumers conferences are very useful. Where else could customers learn about hydraulics updates or how to adjust the unit to severe Russian frosts? We heard first-hand opinions of developers and producers about specifications of certain units or exploitation of the equipment in various conditions".

The conference of consumers means intensive communication, information exchange, frank and open talk. Undoubtedly, such types of cooperation enrich both sides. The customers get more competent in everything related to the application of the acquired equipment. And producers receive a reference point for searching new technical and production solutions. Besides, NOV Fidmash regards the conference as a good opportunity to promote its products and see, whether its development strategy meets modern requirements and objectives of the customers.

A contract with one of the participants signed just in a week after the end of the conference proves that the strategy has paid off. ■

эксплуатации в тех или иных условиях».

Конференция потребителей – это интенсивное общение, обмен информацией, прямой и откровенный разговор. Нет никакого сомнения, что такая форма работы обогащает обе стороны: потребители становятся более компетентными во всем, что касается эксплуатации приобретенного оборудования, а производители получают точку отсчета в поиске решений новых технических и производственных задач. Кроме того, для NOV Фидмаш конференция стала отличной возможностью продвижения своей продукции и проверки того, насколько стратегический план развития компании соответствует современным требованиям и задачам потребителей.

Спустя всего неделю с момента закрытия конференции был подписан новый контракт с одной из компаний-участниц. Это означает, что стратегический курс взят правильно. ■



# FORUM ON WORKOVER AND PRODUCTION ENHANCEMENT TECHNOLOGIES WAS ATTENDED BY REPRESENTATIVES OF 47 COMPANIES

## ФОРУМ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ СОБРАЛ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ 47 КОМПАНИЙ

From May, 21 till May, 26, 2007 the 2nd International Scientific-Practical conference “Modern technologies of Workover and Production Enhancement. Prospects of Development”, organized by Research-and-Production Company “NITPO” and the All-Russia Association Noncommercial Partnership “Conference of Independent Drilling and Service Contractors” (ASBUR), has been held in settlement Kabardinka (suburb of Gelendzhik)

At solemn opening Chairman of Supervisory Council of ASBUR, the Hero of Socialist Work, Dr.Eng., academician N.K.Bajbakov has greeted the participants of conference.

He, in particular, has noted: “During the present period of time the most pressing question for the country is the problem of doubling of a total internal product. Undoubtedly, this problem can be solved by attraction of new and newest technologies in traditional for Russia industries.

Your forum which has gathered representatives of most outstanding companies of industry is aimed to bring in the great contribution to the decision of one of the acute problems - strategy of development of oil-and-gas industry. On my deep belief, those there should be a strategy of introduction of domestic newest technologies in oil-and-gas sector of economy. For this purpose it is necessary to create the legislative and economic conditions promoting essential reduction of time between idea and its implementation in manufacture. And the main thing, the mechanism, allowing to test new technologies on wells from inoperative fund is necessary. It will become the basic stimulus for technological leap in branch. Organized by All-Russia Association Noncommercial Partnership “Conference of Independent Drilling and Service Contractors” “Competition on the Best New Technologies in the Field of Workover, Drilling of Oil and Gas Wells and Hydrocarbons Production Enhancement” is a large part in a circuit of solutions of this task”.

At conference presentations on the following areas have been submitted:

С 21 по 26 мая 2007 года в поселке Кабардинка (пригород Геленджика) прошла II Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», организованная ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» и Всероссийской ассоциацией некоммерческим партнерством «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» (АСБУР).

На торжественном открытии участников конференции поприветствовал Председатель Наблюдательного Совета АСБУР, Герой Социалистического Труда, д.т.н., академик Н.К. Байбаков.

Он, в частности, отметил: «В настоящий период времени самой актуальной задачей для страны является проблема удвоения валового внутреннего продукта. Несомненно, задача эта может быть решена путем привлечения новых и новейших технологий в традиционные для России отрасли промышленности.

Ваш форум, собравший представителей виднейших в отрасли предприятий, призван внести весомый вклад в решение одной из самых острых проблем - стратегии развития нефтегазовой отрасли. По моему глубокому убеждению, таковой должна стать стратегия внедрения отечественных новейших технологий в нефтегазовый сектор экономики. Для этого необходимо создать законодательные и



- workover applications in oil and gas wells;
- reservoir stimulation;
- production enhancement;
- implementation of coiled tubing workover technologies;
- organization of service works.

Despite of rather narrow specialization of subjects of conference, in it has taken part more than 70 representatives of the operating and service companies, scientific research institutes, manufacturers of the equipment and reagents for oil production. Conference was attended by such companies, as Packer, Clearwater (Weatherford), Vietsovpetro, LUKOIL, THK-BP, Rosneft, Russian-Canadian Educational Center for Oil-and-Gas Technologies, Surgutneftegaz, Tatneft.

During the plenary sessions 37 reports were presented, with 7 more poster presentations. Work of conference has been organized by Sections. In the first day the section on workover applications have been carried out (chairman - V.M.Stroganov, "NITPO"), in the second day - on reservoir stimulation (chairman - B.J.Kravchuk, LUKOIL) and



production enhancement (chairman - B.K.Botchkarev, Rosneft), in the third day - on drilling the multilateral wells (chairman - S.V.Zimenkov, Megion-service). The reports which have sounded at conference, have described the most part of the questions connected to carrying out of workover works on wells, application of reservoir stimulation methods and hydrocarbons productivity enhancement. Participants have received a unique opportunity to adopt the best practices of geotechnical works, implementation of the new equipment and reagents.

Final session of conference was a round table on problems of workover applications (chairman S.V.Zimenkov, Megion-service) during which participants discussed technologies and services in the this field.

Conference has allowed the production workers to carry out an exchange of the best practices, and to representatives of branch scientific research institutes and the service enterprises to offer new technological methods and ideas for the solutions of available problems. To a word, one more acknowledgement of success of the carried out event became the desire of many participants to gather again next year. ■

экономические условия, способствующие существенному сокращению времени между появлением идеи и ее внедрением в производство. А главное, необходим механизм, позволяющий опробовать новые технологии на бездействующем фонде скважин. Это станет основным стимулом для технологического рывка в отрасли. Организованный Всероссийской Ассоциацией «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» «Конкурс на лучшие новые технологии в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов» является крупным звеном в цепи решений этой задачи».

На конференции были представлены доклады по следующим направлениям:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- применение колтюбинговых технологий при ремонте скважин;
- организация сервисных услуг.

Несмотря на сравнительно узкую специализацию тематики конференции, в ней приняло участие более 70 представителей нефтедобывающих и сервисных компаний, научно-исследовательских

институтов, производителей оборудования и реагентов для нефтедобычи. Участниками конференции стали такие компании, как «Пакер», Clearwater (Weatherford), «Вьетсовпетро», «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Роснефть», Российско-Канадский учебный центр нефтегазовых технологий, «Сургутнефтегаз», «Татнефть».

В ходе пленарных заседаний прозвучало 37 докладов, еще 7 докладов были стендовыми. Работа конференции была организована по секциям. В первый день работала секция по ремонтно-изоляционным работам (председатель - В.М.

Строганов, ООО «НПФ «Нитпо»), во второй день - по повышению нефтеотдачи пластов (председатель - Б.Я. Кравчук, ОАО «НК «ЛУКОЙЛ») и интенсификации добычи нефти и газа (председатель - Б.К. Бочкарев, ОАО «НК «Роснефть»), в третий день - по бурению вторых стволов скважин (председатель - С.В. Зименков, ООО «Мегион-Сервис»). Доклады, прозвучавшие на конференции, охватили большую часть вопросов, связанных с проведением ремонтных работ на скважинах, применением методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи углеводородов. Участники получили уникальную возможность перенять передовой опыт проведения геолого-технических мероприятий, внедрения нового оборудования и реагентов.

Заключительной сессией конференции стал круглый стол по проблемам ремонтно-изоляционных работ (председатель С.В. Зименков, ООО «Мегион-Сервис»), в ходе которого участники обсуждали технологии и сервисное обслуживание в области капитального ремонта скважин.

Конференция позволила производителям осуществить обмен передовым опытом, а представителям отраслевых НИИ и сервисных предприятий предложить новые технологические приемы и наработки для решения имеющихся проблем. К слову, еще одним подтверждением успешности проведенного мероприятия стало желание многих участников снова собраться в следующем году. ■

# ANALYSIS OF SOME REASONS OF COILED TUBING BREAK AT THE PROPPANT REMOVAL AFTER WELL FRAC

## АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРЫВА ГИБКОЙ ТРУБЫ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ГРП

V. B. Obidnov\*, A. V. Kustishev\*\*, G. P. Zozulya\*\*\*, R. V. Tkachenko\*, D. A. Kryakvin\*\*, M. V. Listak\*\*\*

\* Yamburggasdobycha, \*\* Tyumen-Giprogaz R&D Institute, \*\*\* Tyumen State Oil and Gas University

A great number of wells at Yamburgsky field are neglected because of the low filtering and capacitive properties of the seam plug zone. In order to make these wells operational it is necessary to apply the most advanced technology of hydrofracturing [1]. While the operator has no claims to hydrofracturing (HF) itself, it is not satisfied with the HF preparation technologies and those applied at the closing stages of HF. Let us address the example of the well № 11501.

The well makes part of the inoperative fund in a Tumenburgas affiliate. This is a downward well with maximum inclination 39°30' at the depth of 1100 meters. The well has a production string with the diameter of 168 mm and the depth of 3345 m (tested for the pressure of 29.0 MPa). The artificial bottom plug is made at the depth 3271 m, corresponding to the roof of the isolation cement bridge, installed in the well.

Before the HF a coiled tubing string with the diameter of 73 mm was lowered to the depth of 3188 m. It was composed of tubes with the diameter of 73 mm at the depth of 0-3168 meters and a tube of 89 mm assembled with the help of a catcher. The latter tube was connected with a high pressure packer 2ПОМ-136 having a compression seat. The minimum inside diameter of the seat was 48 mm and a tube of 73 mm was placed under it.

The wellhead was equipped with a string rigging ОКК2-168x245x324-350, produced by Khazar Lankoran, Baku and Christmas tree АФК6-100x100-350, produced by Khazar Lankoran, Baku.

The use of domestic coiled tubes and Christmas trees, calculated for the pressure of 35.0 MPa, needs additional equipment for pressure tests in the well.

In order to make the well operational the seam БУ81 hydrofracturing was undertaken while the lower seam БУ82, located at the depth of 3226-3243 m, was overblown with proppant. Only 15.8 of 37.7 tons (as it was planned) were pumped during HF, since the pressure reached its maximum at the depth of 3226-3243 m.

The works at the well were suspended and another (correctional) seam hydrofracturing was made. The well was given to the company Yamburggasdobycha, which had to clean the plug from proppant and stimulate the inflow of gas.

Before proppant cleaning and inflow stimulation the current plug was 3237 m, and the pressure in the tube and hole clearance of the well was 12,5 MPa and 2,7 MPa.

A coiled tubing unit M-20 was used to lower a coiled tube to the depth of 3220 m. It had a float with the external diameter of 42 mm and a flushing nozzle of the same size. The control weight data were 70.0 kN during the descent and 112.0 kN during the lift.

After the coiled tube was lowered, a proppant plug was washed out at the depth of 3237-3267 m. The parameters of washing were 16.0 MPa in the coiled tube and 1.0 MPa in the annular space and flare line, equipped with nose-piece with the diameter of 10 mm.

В.Б.Обиднов\*, А.В.Кустышев\*\*, Г.П.Зозуля\*\*\*, Р.В.Ткаченко\*, Д.А.Кряквин\*\*, М.В.Листак\*\*\*

\* ООО «Ямбурггаздобыча», \*\* ООО «ТюменНИИгипрогаз», \*\*\* ТюмГНГУ

На Ямбургском месторождении большое количество скважин находится в бездействующем фонде по причине низких фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. Для вывода этих скважин из бездействия применяется наиболее прогрессивный метод – метод гидравлического разрыва пласта [1]. Если к самому гидравлическому разрыву пласта (ГРП) нареканий со стороны недропользователя нет, то к технологиям подготовительных к ГРП работ и к технологиям заключительных после ГРП работ имеются. Рассмотрим это на примере скважины № 11501.

Скважина находится в бездействующем фонде на балансе филиала «Тюменбургас». Она наклонно направленная с максимальным углом наклона 39°30' на глубине 1100 м. Скважина обсажена эксплуатационной колонной диаметром 168 мм и глубиной спуска 3345 м (опрессована на 29,0 МПа). Искусственный забой отбит на глубине 3271 м, что соответствует кровле изоляционного цементного моста, установленного в скважине.

В скважину перед ГРП была спущена колонна НКТ диаметром 73 мм до глубины 3188 м. При этом ее компоновка состояла из труб диаметром 73 мм, размещенных в интервале 0-3168 м, ниже нее через переводник монтировалась труба диаметром 89 мм, к которой подвешивался пакер высокого давления 2ПОМ-136 с опрессовочным седлом, минимальный внутренний диаметр которого составлял 48 мм, а под ним располагалась труба диаметром 73 мм.

Устье скважины было оборудовано колонной головкой ОКК2-168x245x324-350 ХЛ (Баку) и фонтанной арматурой АФК6-100x100-350 ХЛ (Баку).

Применение при ГРП отечественных НКТ и фонтанной арматуры, рассчитанной на давление 35,0 МПа, вынуждает проводить опрессовку в скважине с использованием дополнительного оборудования [2, 3].

Для вывода скважины из бездействия был проведен гидравлический разрыв пласта БУ81, при этом ниже лежащий пласт БУ82 в интервале 3226-3243 м был отсыпан проппантом. В процессе ГРП вместо 37,7 тн (по первоначальному дизайну) в пласт БУ81 было закачено всего 15,8 тн, что было связано с увеличением давления прокачивания до максимально возможной величины в интервале 3226-3243 м.

Дальнейшие работы на скважине были прекращены, то есть на ней не был проведен повторный (исправительный) гидравлический разрыв пласта. Скважина была передана УИРС ООО «Ямбурггаздобыча» для проведения работ по очистке забоя от проппанта и вызова притока газа.

Текущий забой перед проведением работ по вымыванию проппантовой пробки и вызову притока составлял 3237 м, а давление в трубном и затрубном пространствах скважины составляло соответственно 12,5 МПа и 2,7 МПа.

В скважину с помощью колтюбинговой установки М-20 до глубины 3220 м была спущена гибкая труба, оборудованная обратным клапаном наружным диаметром 42 мм и промывочной

The washing was made with invert emulsion mud (IEM) within the intervals of 5 m. The funnel viscosity was 41 stokes. Then the coiled tube was reciprocated 7-10 meters up and viscous IEM units up to 300 liters were pumped through the coiled tube with the funnel viscosity of 84 stokes. Viscous IEM units were meant for proppant transportation to the coiled tube drive shoe without its precipitation. The further washing of proppant is guaranteed by a high speed (1.5 m/s) of the return circulation, which exceeds the speed of proppant precipitation in the drilling mud (0.2-0.4 m/s). The laboratory tests suggest that the speed of proppant precipitation in viscous IEM unit is 0.005 m/s.

When the depth of 3627 m was reached, a "hard" landing was obtained with no further deepening of the hole. The coiled tube was lifted up to the height of 3250 m with no tight pulls observed. Then the coiled tube was lowered again to 3267 m. In 5 minutes the pressure in the annular space sank to zero. A lift of the coiled tube up to 3160 m was started without cessation of fluid supply. But at the depth of 3258 m the mobility of the tube was lost. A force of 140 kN applied to the tube didn't restore its mobility. The unloading of the tube down to 50 kN (the descent weight of the coiled tube is 7 tons) didn't make it mobile either. During all these operations the IEM was continuously pumped to the tube with liquid consumption of 3 l/s.

In order to prevent the IEM from freezing a condensate was pumped to the tube with further supply of nitrogen from the compressor in order to aerate the fluid. Yet the circulation of washing fluid wasn't obtained. The pressure of N-uptake by the seam was 16.5 MPa, in two hours the N pressure went down to 14.5 MPa. The pumping of nitrogen lasted 5 hours and no mobility of liquid or gas was noticed in the annular space during this time. Thrust force (from 50 kN to 150 kN) applied to coiled tube also failed to make it mobile again. Big load on coiled tube imposes pressure on the material of the tube, exceeding the stress threshold of the coiled tube steel.

In order to salvage the operation and restore the circulation the bottomhole formation zone was blocked and oil was pumped into the stuck space. It didn't help to restore the circulation, and with



насадкой такого же диаметра. При этом контрольные показания индикатора веса составляли при спуске 70,0 кН, при подъеме 112,0 кН.

После спуска гибкой трубы приступили к вымыванию пропантовой пробки в интервале 3237-3267 м с параметрами промывки в гибкой трубе 16,0 МПа и в кольцевом пространстве между гибкой трубой и колонной НКТ 1,0 МПа через факельную линию, оборудованную штуцером диаметром 10 мм. Промывку проводили инвертно-эмульсионным раствором (ИЭР) с условной вязкостью 41 с поинтервално по 5 м, с последующим расхаживанием гибкой трубы вверх на 7-10 м и прокачиванием через гибкую трубу вязких пачек ИЭР с условной вязкостью 84 с по 300 литров. Вязкие пачки ИЭР предназначались для транспортировки пропанта до башмака НКТ без его выпадения в осадок. В дальнейшем его вынос обеспечивается высокой (1,5 м/с) скоростью восходящего потока промывочной жидкости, превышающей величину скорости выпадения пропанта в рабочем растворе (0,2-0,4 м/с). В вязкой пачке ИЭР, как показывают лабораторные исследования, скорость выпадения пропанта составляет порядка 0,05 м/с.

После достижения глубины 3267 м получена «жесткая» посадка, дальнейшего углубления забоя нет. Проведен подъем гибкой трубы до 3250 м, «затяжек» инструмента нет. Повторно допустили гибкую трубу до глубины 3267 м. Через 5 мин. после повторного допуска гибкой трубы давление в кольцевом пространстве упало до нуля. Без прекращения подачи жидкости начали подъем гибкой трубы до глубины 3160 м, но на глубине 3258 м потеряли подвижность трубы. При приложении усилия на подъем до 140 кН восстановить подвижность гибкой трубы не удалось. Разгрузка гибкой трубы до 50 кН (при массе гибкой трубы на спуске 7 т) также не восстановила подвижности гибкой трубы. В течение всей продолжительности работ непрерывно проводилось закачивание в скважину ИЭР при расходе жидкости 3 л/с.

Во избежание замерзания ИЭР в гибкой трубе провели прокачивание конденсата с последующей подачей азота от компрессора с целью аэрирования раствора. Циркуляция промывочной жидкости не получена. Давление поглощения азота пластом составило 16,5 МПа, через 2 часа подачи азота давление снизилось до величины, равной 14,5 МПа. Закачивание азота проводилось 5 часов, движения жидкости или газа в кольцевом пространстве не наблюдалось. При приложении осевых нагрузок на гибкую трубу от 50 кН·м до 150 кН·м восстановить подвижность гибкой трубы не удалось. Приложение больших усилий на гибкую трубу вызывает напряжения в материале трубы, превышающие предел текучести стали, из которой она изготовлена.

Для ликвидации прихвата и восстановления циркуляции провели блокирование призабойной зоны пласта и закачивание нефти в интервал прихвата. Циркуляцию восстановить не удалось, а при увеличении давления в гибкой трубе до 26,0 МПа началось поглощение нефти пластом. Расхаживание гибкой трубы с усилием 50,0 кН - 140,0 кН результата также не принесло.

Спустя некоторое время осуществили повторное закачивание блокирующего раствора с наполнителем (микросферы) с продавливанием их нефтью (объем продавочной жидкости 4 м<sup>3</sup>). Попытки продавить нефть в пласт конденсатом (закачено 1,5 м<sup>3</sup> конденсата) также не принесли результата: после завершения технологической выдержки циркуляции не наблюдается.

После ряда неудачных попыток ликвидировать прихват инструмента и восстановить циркуляцию было принято решение

the coiled tube pressure raised up to 26.0 MPa the oil start getting absorbed by the seam. Reciprocation of the coiled tube with the force of 50.0 kN – 140.0 kN also didn't spark off any changes.

In a while the blocking fluid with a filler (of balloon) was pumped and squeezed with oil (the volume of squeezing liquid is 4 m<sup>3</sup>). The attempt to squeeze oil into the seam with a condensate (1.5 m<sup>3</sup> of condensate was pumped) didn't bring any result either. No circulation was observed after the technological pause.

After a number of unsuccessful attempts to eliminate tool sticking and restore the circulation it was decided to pull the coiled tube with a maximum force allowable for a coiled tubing unit. After the force of 180 kN was applied and the tube was lifted 14 m up, it pulled apart. The end of the torn tube is estimated to be in the upper tubing with the diameter of 89 mm.

A mobile hoist unit A-60/80 helped to extract 3150 m of a coiled tube and restore the downhole. After that a production string was lowered in to the well.

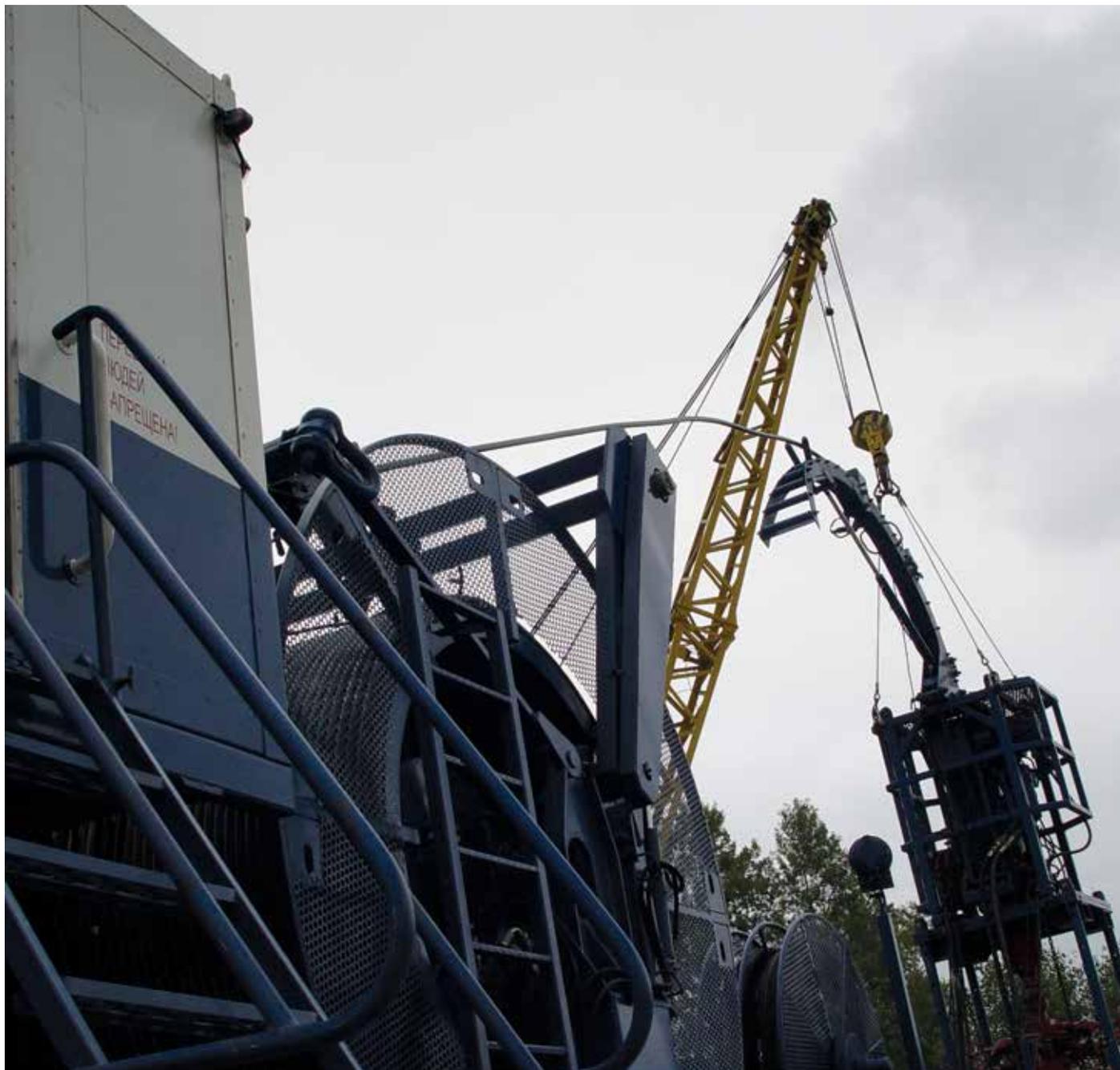
While analyzing the reasons that led to substantial time, material and financial expenses during the washing of the proppant plug

провести вытягивание гибкой трубы с максимально допустимым для колтюбинговой установки усилием. При приложении усилия, равного 180 кН и вытяжке гибкой трубы в 14 м произошел ее обрыв. Верх оборванной гибкой трубы согласно расчетам находился ориентировочно в верхней НКТ диаметром 89 мм.

С помощью передвижного подъемного агрегата А-60/80 из скважины было извлечено 3150 м гибкой трубы, восстановлен забой скважины. В нее была спущена лифтовая колонна.

Анализируя причины, приведшие к значительным временным, материальным и финансовым затратам в процессе вымывания пропантовой пробки из скважины после ГРП, можно предположить следующее:

- поглощение раствора после удаления пропантанта из интервала, подвергнутого гидравлическому разрыву пласта, вследствие увеличения удельного веса жидкости за счет нахождения в ней пропантанта;
- наличие в компоновке колонны НКТ опрессовочного седла с диаметром, сопоставимым с диаметрами обратного клапана, и промывочной насадки, смонтированными в составе гибкой



from the well after HF the following assumptions can be made:

- after proppant was eliminated from the section of the seam exposed to hydrofracturing the fluid was absorbed because of its weight was increased by the proppant;
- the string had a compression seat, its diameter matching the diameters of the float and flushing nozzle, built-on in the coiled tube (the annular space was only 5 mm).

The operation team had lack of time to try other options from the moment of the absorption (pressure drop in the annular space, loss of mud at the flare line) is explained by the following reasons. Taking into account possible ascending velocity of the coiled tube (0.35 m/s) and time for preparatory works (about 0.5 -1.0 min), 1.0 -1.5 minutes should have passed from the point of absorption till the moment, when the tube's mobility was lost, given that circulation loss was revealed in time and the ascent of the tube started immediately.

An indirect factor of slow decision-making after the circulation stopped was that the absorption doesn't begin abruptly, but grows in time. When the flow gauge at the flare line in the well mouth is absent it is impossible to detect the beginning moment of absorption. The washing out was performed with blow-outs to the long (100 m) stationery flare line. It took some time to detect the circulation stop and inform the driller and the foreman. The ascent of coiled tube from 3267 m to 3178 m (over the depth of the compression seat) takes 4 min 15 s, given that the ascending velocity is maximum (0.35 m/s). The time for decision-making and preparation of the coiled tubing unit for the ascent (about 1.0 – 1.5 min) isn't taken into account. The seize took place 5 minutes after the circulation was lost.

Besides, it is possible (at least in theory) that the nozzle of the coiled tube was stuck in the perforation interval (depending on the state of the production string after perforation). Yet, since there is no full and reliable information about technical condition of the coiled tube after its withdrawal from the well, we can neither confirm nor repel this suggestion.

Nevertheless, the experience of washing out the proppant plugs and coiled tubing operations suggests that developers of service equipment tools for coiled tubing units should consider their updating. The projected modernization should prevent coiled tubes from getting caught on the string lowered into the well or on torn string openings, produced by perforation, for instance, reduction of the external diameter, elongation of facets and or increase in their angle and so on. ■

#### References

1. Zinchenko I.A. Results of Works for Productivity Enhancement by Hydraulic Fracturing at Gas Wells of Yamburg Field and Prospects of Method Implementation in Further Field Development/ I.A. Zinchenko, S.A. Kirsanov, Yu.F. Yushkov // Actual Problems and New Technologies of Hydrocarbon Fields of Yamal Development in XXI Century: Materials of branch scientific-practical conference (Yamburg, June 7-10, 2004).– М.: IRC Gasprom, 2004.- p. 207-217.
2. Pat. 52919 RF. E 21 B 43/26. Device for hydraulic fracturing of seam in gas well / A.V. Kustishev, V.B. Obidnov, O.V. Sizov.- #2005134543; Announced 07.11.05; Published 27.04.06; Bulletin #12.
3. Pat. 54396 RF. E 21 B 43/26. Device for hydraulic fracturing of seam in gas well / A.V. Kustishev, P.G. Tokarev, A.V. Nemkov, E.A. Popov, A.V. Onischuk, D.A. Kystishev.- #2006100355; Announced 10.01.06; Published 27.06.06; Bulletin #18.

трубы (при этом кольцевой зазор составил всего лишь 5 мм).

Дефицит времени у персонала бригады на принятие иных решений с момента начала поглощения (падения давления в кольцевом пространстве, прекращения выхода раствора на факельную линию) объясняется следующим. Учитывая возможную скорость подъема гибкой трубы (0,35м/с) и время подготовительных работ перед ее подъемом (ориентировочно 0,5-1,0 мин.), с момента начала поглощения до потери подвижности гибкой трубы должно было пройти 1,0-1,5 минуты при условии своевременного обнаружения потери циркуляции и начала подъема гибкой трубы.

Косвенными факторами задержки принятия решения при прекращении циркуляции явилось то, что поглощение не начинается мгновенно, а нарастает во времени. При отсутствии расходомера на факельной линии на устье скважины невозможно определить момент начала поглощения; вымывание проводилось с выбросом на стационарную факельную линию, длина которой значительна (100 м). Потребовалось некоторое время на выявление прекращения циркуляции и сообщение об этом бурильщику и мастеру. Время на подъем гибкой трубы с 3267 м до 3178 м (выше глубины установки опрессовочного седла) при максимальной скорости подъема 0,35 м/с составляет 4 мин. 15 с без учета времени на принятие решения и подготовки колтюбинговой установки к подъему (примерно 1,0-1,5 мин). Прихват произошел через 5 минут после потери циркуляции.

Кроме того, нельзя исключать и вероятности (теоретически возможной) защемление насадки гибкой трубы в интервале перфорации (в зависимости от состояния эксплуатационной колонны после проведенной перфорации). Однако отсутствие полной и достоверной информации о техническом состоянии гибкой трубы после ее извлечения из скважины (было проведено сплошное райбирование гибкой трубы) не позволяет подтвердить или опровергнуть это предположение.

Тем не менее, опыт работ по промывке проппантовых пробок и других технологических операций с гибкой трубой позволяет нам рекомендовать разработчикам вспомогательного оборудования и инструментов для колтюбинговых установок рассмотреть возможность их конструктивных доработок, направленных на исключение возможного зацепления гибкой трубы с колонной НКТ, спущенной в скважину, или с рваными отверстиями эксплуатационной колонны, возникшими в результате ее перфорации, например, уменьшения наружного диаметра, увеличения длины и угла фасок и др. ■

#### Литература

1. Зинченко И.А. Результаты работ по интенсификации притока посредством ГРП на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспектива применения метода в процессе дальнейшего освоения залежи / И.А. Зинченко, С.А. Кирсанов, Ю.Ф. Юшков // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке: Материалы отраслевой науч.-практич. конф (пос. Ямбург, 7-10 июня 2004 г.).– М.: ИРЦ Газпром, 2004.– С. 207-217.
2. Пат. 52919 РФ. E 21 B 43/26. Устройство для гидравлического разрыва пласта газовой скважины / А.В. Кустышев, В.Б. Обиднов, О.В. Сизов.– № 2005134543; Заяв. 07.11.05; Опубл. 27.04.06; Бюл. № 12.
3. Пат. 54396 РФ. E 21 B 43/26. Устройство для гидравлического разрыва пласта газовой скважины / А.В. Кустышев, П.Г. Токарев, А.В. Немков, Е.А. Попов, А.В. Онишук, Д.А. Кустышев.– № 2006100355; Заяв. 10.01.06; Опубл. 27.06.06; Бюл. № 18.

---

# COILED TUBING SELECTIVELY HIGH RATE STIMULATION SYSTEM

---

## СИСТЕМА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ВЫБОРОЧНОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ СТИМУЛЯЦИИ

---

Leo De Vris, Weatherford

THE VALUE:

- **CHALLENGE**

Effectively and Economical stimulate multi-zone wells with Short or Long horizontal segments

- **SOLUTIONS**

Weatherford's Jet Frac Straddle System for selective acid or other chemical placement

- **RESULTS**

More than double production compared with bull heading

For many years fields traditionally had been stimulated with bull heading of hydrochloric acid down the production tubing. Most wells have a heterogeneous pay zone and it becomes a challenge to efficiently stimulate all perforated zones due to permeability, porosity and pressure differences. In general, ineffective fluid diversion meant that not all perforated zones are receiving stimulation.

Лео де Вриз, Weatherford

ОПИСАНИЕ:

- **ЗАДАЧА**

Эффективно и экономично стимулировать мультizonные скважины с короткими или протяжёнными горизонтальными сегментами

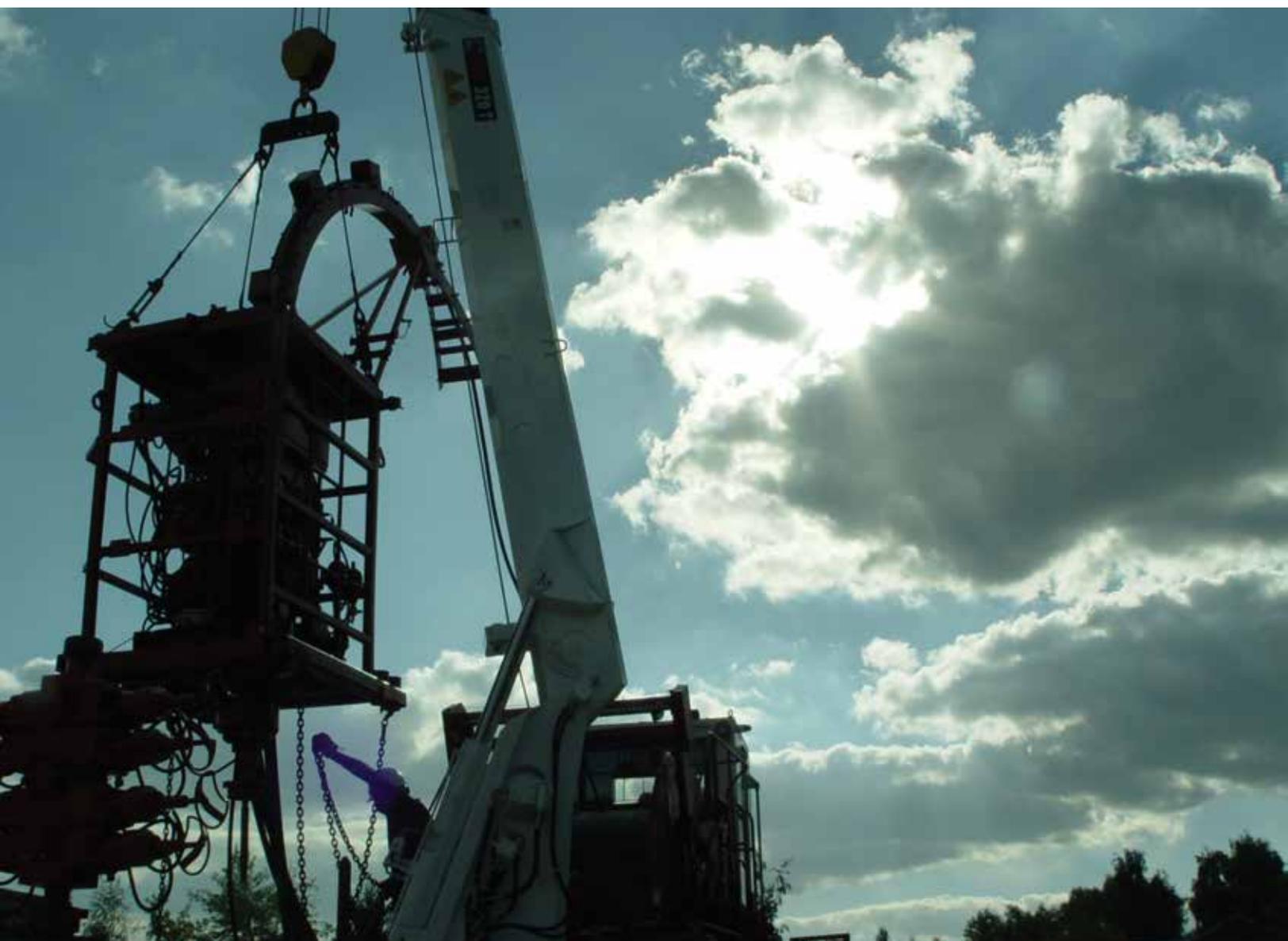
- **РЕШЕНИЕ**

Система сдвоенного струйного разрыва компании Weatherford для выборочной поставки кислоты или других химикатов

- **РЕЗУЛЬТАТ**

Увеличение производительности более чем в два раза по сравнению с традиционным подходом

В течение многих лет месторождения традиционно стимулируются при помощи непосредственной закачки кислоты вглубь производственной колонны. Большинству скважин присуща разнородная продуктивная зона, поэтому очень сложно эффективно стимулировать все перфорации из-за существенных отличий в проницаемости, пористости и давлении. В общем, неэффективный отток жидкости означает, что не все хоны перфорации были простимулированы.



By selectively applying acid only at the perforated zones with a Coiled Tubing the Jet Frac™ Straddle System can reduce total acid volume by 50 to 80 percent compared with typical bull heading applications. This type of jobs where done in Kazakhstan with a production increase of more than 100%. The reduced acid volume also reduced or eliminates wellbore stability problems. Flow Rates and Pressures are pending on Coiled Tubing sizes.

Memory gauge above the packer is available to monitor temperature and pressure above as well below the treated interval.

**SELECTIVE STRADDLE ACIDIZING, WATER SHUT-OFF AND FRACTURING OPERATIONS**

Weatherford's systems for performing coiled tubing – conveyed selective straddle acidizing, fracturing, or water shut-off in monobore applications.

The Jet Frac™ system uses two Jet Frac packers with the desired amount of spacer pipe between packers, and the set-down unloader to equalize the system after use. Included with the system is an erosion-resistant injection sub. This sub is placed between the packers and provides backpressure to activate the setting of the packers. Once the packers are set, the sub directs the treatment liquid to the target area.

The system can be tested in blank pipe to confirm sealing integrity before setting across the desired interval. After the completion of pressure testing, stimulation, or injection, the set-down unloader is activated by slacking on the Coiled Tubing, equalizing the pressure between the annulus and the tubing. The system can now be moved to another setting location or retrieved from the well. The standard nozzle sub has an injection rate limitation; therefore, in applications that require higher injection rates, the Jet Frac valve can be run in lieu of the nozzle sub to provide the necessary backpressure and injection rates up to 20 Bbl/min. ■

За счёт выборочного применения кислоты только в зонах перфорации при помощи колтюбинга, сдвоенная система струйного разрыва Jet Frac™ может снизить объём необходимой для стимуляции кислоты на 50-80 процентов по сравнению с непосредственной закачкой кислоты. Такие работы уже выполнялись в Казахстане, где позволили увеличить производительность на более чем 100%. Меньшее количество закачиваемой кислоты также позволяет упростить или вообще решить проблемы, связанные со стабильностью ствола скважины. Скорость потока и давление определяются диаметром колтюбинговой установки.

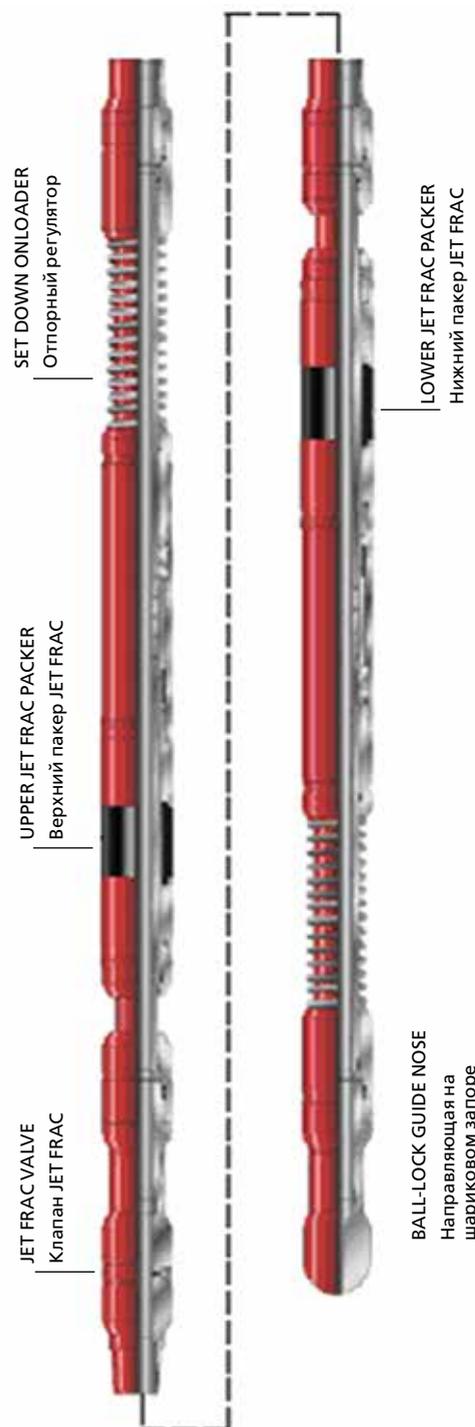
Запоминающие датчики над пакером позволяют отслеживать температуру как над обрабатываемым интервалом, так и под ним.

**ВЫБОРОЧНАЯ СДВОЕННАЯ КИСЛОТНАЯ СТИМУЛЯЦИЯ, ПЕРЕКРЫТИЕ ВОДЫ И РАБОТЫ ПО РАЗРЫВУ ПЛАСТА**

Системы компании Weatherford позволяют с помощью колтюбинга проводить выборочную сдвоенную кислотную стимуляцию, перекрытие воды и работы по разрыву пласта в одностволовых скважинах.

Система Jet Frac™ использует два пакера Jet Frac с определяемой по необходимости длиной разделительной трубы между ними и отпорный регулятор для выравнивания системы после применения. В систему входит также коррозионно стойкий инжектор-переводник. Переводник находится между пакерами и обеспечивает обратное давление, необходимое для активации процесса установки пакеров. Как только пакеры установлены, инжектор направляет рабочую жидкость в обрабатываемую зону.

Перед использованием на обрабатываемом интервале, система может быть испытана в пустой трубе для проверки герметичности. После завершения проверки давления, стимуляции или инъекции, отпорный регулятор может быть активирован за счёт опускания гибкой трубы, выравнивающего давление между кольцевым пространством и трубой. Теперь систему можно переместить на новое место установки или извлечь из скважины. Стандартное сопло инжектора имеет ограничения по скорости потока, поэтому при необходимости использования высоких скоростей потока, клапан Jet Frac может работать вместо сопла инжектора и обеспечивать необходимое противодавление и скорость потока до 20 баррелей в минуту. ■



## ANTECH TO DEBUT COILED TUBING LOGGING HEAD WITH ELECTRIC RELEASE DISCONNECT

AnTech Ltd, a specialist engineering design and manufacturing company serving the international upstream oil and gas industries, announced the latest addition to its range of logging tools with the launch of its new coiled tubing (CT) Logging Head. The new Logging Head features a remotely operated emergency electrical disconnect that makes it possible to carry out a controlled release of the Logging Head from the coiled tubing.

Coiled tubing operations have been carried out for many years. Today, the approach continues to be popular, with the number of operations carried out every year increasing exponentially. Running electric logging tools improves the effectiveness of many coiled tubing operations. These operations require an electric cable to be run inside of the coiled tubing.

AnTech's Coiled Tubing Logging Head provides a safe and secure means of connecting the logging tools to the coiled tubing and the electric line.

The new Electric Release Disconnect version makes the Logging Head more robust, and eliminates the possibility of shock or pressure spikes activating the release.

It also incorporates the essential features requested by AnTech's customers to ensure a trouble-free coiled tubing operation.

Новая каротажная колтюбинговая головка AnTech с электрическим разъединителем – современный стандарт безопасности и надёжности колтюбинговых работ

New Logging Coiled Tuing Head from AnTech with Electric Release Disconnect set new industry standarts

## ANTECH НАЧИНАЕТ ВЫПУСК НОВОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КАРОТАЖНОЙ ГОЛОВКИ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕМ

AnTech Ltd, специализированная конструкторская и производственная компания, работающая на растущую мировую нефтегазовую промышленность, объявила об обновлении своей линейки каротажного оборудования за счёт запуска в производство новой колтюбинговой каротажной головки. Её отличительной особенностью стал дистанционно управляемый электрический разъединитель, который в случае необходимости позволяет провести высвобождение каротажной головки от гибкой трубы.

Работы с использованием колтюбинговых установок выполняются уже давно. Сегодня объём применения колтюбинговых технологий продолжает расти, экспоненциально увеличиваясь каждый год. Использование электрического каротажного инструмента значительно увеличивает эффективность многих технологических операций, выполняемых с помощью колтюбинга, однако при этом необходимо наличие в гибкой трубе электрического кабеля. Колтюбинговая каротажная головка компании AnTech обеспечивает безопасность и надёжность крепления каротажного инструмента к гибкой трубе и электрическому кабелю.

Новая каротажная головка с электрическим разъединителем более устойчива и надёжна, а также исключает возможность активации разъединителя за счёт удара или скачков давления. Она также обладает всеми необходимыми техническими характеристиками, обеспечивающими пользователям оборудования удобную работу с колтюбингом.

### Электрический разъединитель

По мнению AnTech, этот надёжный и безопасный разъединитель является важной составляющей любых колтюбинговых работ. «Без него вы подвергаетесь значительному риску потерять скважину при заклинивании рабочей колонны. В этом случае самым уязвимым её местом становится гибкая труба в верхней части скважины. Если вы будете тянуть со слишком большим усилием, вы порвете гибкую трубу у поверхности и будете вынуждены извлекать застрявшую рабочую колонну вместе в находящимися сверху сотнями футов гибкой трубы» – отметил технический менеджер по продажам компании AnTech Дэвид Джеймс. – «При использовании разъединителя самым уязвимым местом становится точка крепления колтюбинга к колонне, и когда вы начинаете вытягивать гибкую трубу, эта точка активируется, что позволяет извлечь колтюбинг из скважины. За счёт этого значительно упрощаются работы по извлечению застрявшей рабочей колонны».

Хорошее разъединение также подразумевает наличие ловильной цапфы в точке разъединения. Отличное – позволяет избежать случайного разъединения из-за удара или скачков давления. В частности, это важно потому, что механические и гидравлические разъединители могут срабатывать от внезапных рывков или увеличения давления.

Электрический разъединитель срабатывает за счёт приложения электрического тока к каротажной головке.

Приложенный в течение определённого времени ток – в данном случае, в течение примерно двух минут – инициирует разъединение, и в скважине остаётся только инструмент с ловильной цапфой сверху.

Случайное срабатывание из-за скачков давления и удара исключается за счёт того, что место разъединения не является слабой точкой до активации электрическим током. Кроме того, оно не может быть активировано за счёт работы другого электрического инструмента колонны, поскольку оборудовано защитным контуром,



## Electric Release Disconnect

Controlled and Failsafe According to AnTech, a disconnect is essential to any coiled tubing operation. “Without one, you run a major risk of losing your well when the tool string gets stuck. When this happens, the weakest point on your string is the coiled tubing at the top of the well. If you pull too hard, you’ll break the coiled tubing at the surface, and be forced to remove a stuck tool string with hundreds of feet of coiled tubing sitting on top of it,” said David James, Technical Sales Manager for AnTech. “The disconnect repositions the weak point to a location just below the coiled tubing, so that when you pull on the coiled tubing, the weak point activates and you can pull out your coiled tubing. This makes the job of recovering the stuck string much, much easier,” he added.

A good disconnect will also incorporate a fishing neck at the point of separation. The best will not disconnect unintentionally due to shocks and pressure spikes. This is particularly important because mechanical and hydraulic disconnects can be susceptible to a sudden jolt or increase in pressure.

The Electric Release Disconnect works by applying an electric current to the Logging Head. A sustained flow of current – in this case approximately two minutes – activates the release, leaving a fishing neck exposed at the top of the remaining tool. It will not inadvertently activate due to pressure or shock because it is not a weak point until the electric current is activated. In addition, it cannot be activated by operating other electrical tools in the string because there is a protective circuit built into the Electric Release that requires a sustained reverse current to activate the release.

## Circulation and Pressure Deployment

As is standard with all AnTech Logging Heads, the Electric Release version incorporates those features that allow fluid circulation and pressure deployment. The Logging Head features a built-in circulation section with dual flapper valves, and a swivel lower adaptor to allow deployment under pressure of long strings, such as perforating guns. When combined with the high-pressure electrical bulkhead and the cable weak point, the AnTech Electric Release Logging Head is the pinnacle of reliability and functionality for coiled tubing logging and perforating operations.

## DIAMOND ENVIRONMENTAL SYSTEM INTRODUCED

Geotrace’s Diamond Integrated Geosciences Environment system processes and integrates all data types used in exploration and production processes

Geotrace has announced the introduction of the first of its two-phased Diamond Integrated Geosciences Environment system, a new software platform for processing and integrating all the disparate data types and formats involved in the exploration and production processes.

In development for just 17 months, the first phase of the software platform is capable of processing and integrating widely different data types and formats such as seismic data, well logs, core data, production data and reservoir models so that they can be accessed and utilized through

встроенным в электрический разъединитель и требующим приложения определённого обратного тока для активации.

## Циркуляция и работа под давлением

Каротажная головка с электрическим разъединителем, как и другие каротажные головки производства компании AnTech, позволяет работать под давлением и с циркуляцией жидкости. Каротажная головка имеет встроенную циркуляционную секцию с двойными пластинчатыми клапанами и поворотный нижний переходник, позволяющий работать под давлением длинных колонн, таких как перфорационные пушки. В сочетании с рассчитанной на высокое давление электрической перемычкой и задаваемым местом разрыва, каротажная головка AnTech является образцовым оборудованием по надёжности и функциональности колтюбингового каротажа и перфорационных работ.

## ПРЕДСТАВЛЕНА НОВАЯ СИСТЕМА СБОРА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ DIAMOND

Geotrace’s Diamond Integrated Geosciences Environment system processes and integrates all data types used in exploration and production processes

Компания Geotrace объявила о выходе первой части своей двухкомпонентной интегрированной геофизической системы сбора данных Diamond, новой программной платформы для обработки и сбора всех данных различных типов и форматов, использующихся в процессе разведки и добычи.

Разработанная всего за 17 месяцев, первая часть программной платформы может обрабатывать и интегрировать широкий спектр типов и форматов данных, таких как сейсмические данные, данные о состоянии скважины, колонковые данные, данные по производительности и модели резервуара, так что они могут быть получены и использованы в рамках одной программной платформы. Вторая часть, которая должна расширить функциональные возможности платформы, должна выйти к концу этого года.

«Проект Diamond изначально задумывался как полное переосмысление подхода к системе обработки сейсмологических данных. Нашей целью было качественное увеличение эффективности за счёт радикальной перестройки системы с учётом как современного уровня компьютерной техники, так и современных языков программирования и инструментов», – отметил Джон Вейгнант, вице-президент Geotrace по геотехническим приложениям. – «Реально Diamond вышел за рамки поставленных нами задач. В итоге мы переосмыслили всё – от способа хранения и обработки сейсмологических данных до того, как могут быть распределены и использованы ресурсы компьютера для достижения оптимальной эффективности».

Новое программное обеспечение было создано с целью целиком использовать все преимущества современной архитектуры компьютерного оборудования, такие как кластеры LINUX и некоторые новые решения по распределению и хранению данных. Diamond также был дополнительно доработан для обеспечения полной интеграции с ранее приобретёнными компанией Geotrace службами и программными инструментами Tigress. Наряду с быстрой и эффективной обработкой и использованием больших объёмов сейсмических данных, Diamond обеспечивает те же возможности по отношению к таким типам данных, как петрофизические, геологические, производственные и другие.

«Tigress также обеспечивает базу данных и возможности управления данными, которые воплотили идею полной

one software platform. Phase two, which will increase the software platform's functionality, should be complete by year-end.

"The Diamond project began as a complete redevelopment of a seismic data processing system. Our goal was to dramatically increase efficiency by redesigning from the ground up by using modern hardware as well as programming languages and tools," said John Weigant, Geotrace's vice president of geotechnical applications. "Diamond actually goes way beyond that. We have rethought everything—from the way seismic data is stored and manipulated to how computer resources can be allocated and used for optimal efficiency."

The new software system was created to take full advantage of more modern hardware architectures such as LINUX clusters and some of the new distributed data storage solutions. Diamond also was expanded so that it fully integrates with Geotrace's recently acquired Tigress services and software tools. While Diamond provides fast and efficient processing and the use of large seismic data volumes, Tigress offers the same capabilities for petrophysical, geological, production and other downstream data types.

"Tigress also provides the database and data management capabilities that make seamless integration a reality. This puts us one step closer to our dream of unifying subsurface

интеграции в реальность. Это продвинуло нас на ещё один шаг вперёд к нашей мечте об унификации всей подземной информации от структуры пород до моделирования бассейна с использованием сейсмологических данных в качестве «клея», связывающего все их вместе», – говорит доктор Джейм А. Стейн, старший геолог компании Geotrace. – «Diamond отражает наше отношение к технологическим инновациям и развитию и является важной составляющей общей стратегии Geotrace. Внедрение Diamond и его способность бесконфликтно работать с Tigress демонстрирует намерение Geotrace стать ведущей компанией, обеспечивающей обработку и интеграцию всех данных для индустрии разведки и добычи нефти и газа».

## КОМПАНИЯ ЕХХОН МОБИЛ ОБЪЯВИЛА О ЗАВЕРШЕНИИ БУРЕНИЯ РЕКОРДНОЙ СКВАЖИНЫ

Корпорация Exxon Mobil объявила о том, что ее дочерняя компания Exxon Neftegas Limited завершила бурение скважины Z-11 - наиболее протяженной скважины с большим отходом забоя от вертикали (скважины БОВ) в мире. Эта рекордная скважина, общая (замеренная) протяженность ствола которой составляет 37 016 футов (11 282 м) или более семи миль (11 км), была пробурена на шельфе о. Сахалин на Дальнем Востоке России.



information from core scales to basin modeling using the seismic data as the 'glue' that ties it all together," said Dr. Jaime A. Stein, Geotrace's chief geoscientist. "Diamond represents our commitment to technological innovation and development—a significant part of Geotrace's overall strategy. Diamond's implementation and its ability to work seamlessly with our Tigress suite underscores Geotrace's intent to be the leading processor and integrator of data for the E&P industry."

## EXXON MOBIL ANNOUNCED DRILLING OF WORLD-RECORD WELL

Exxon Mobil Corporation (NYSE:XOM) announced that its subsidiary, Exxon Neftegas Limited (ENL), has completed drilling of the Z-11 well, the longest measured depth extended-reach drilling (ERD) well in the world. Located on Sakhalin Island offshore Eastern Russia, the record-setting Z-11 achieved a total measured depth of 37,016 feet (11,282 meters) or over seven miles.

The multiphase Sakhalin-1 Project includes the Chayvo field which is located 5 to 7 miles (8 to 11 kilometers) offshore. The Z-11 was drilled to the Chayvo reservoir from



Скважина Z-11 пробурена с помощью крупнейшей в мире наземной буровой установки «Ястреб» на эксплуатационный объект морского месторождения Чайво, находящегося в 5-7 милях (8-11 км) от берега и разрабатываемого в рамках многостадийного проекта «Сахалин-1». После своевременного пуска технологического комплекса (октябрь 2005г.), общие показатели добычи на месторождении Чайво достигли расчетного максимума в феврале 2007 г., составив 250 000 баррелей в сутки (34 000 т/сут.). Скважина Z-11 является семнадцатой добывающей скважиной БОВ проекта «Сахалин-1».

Она была пробурена за 61 день с опережением графика более чем на 15 суток, с затратами ниже ожидаемых, а также без происшествий, связанных с нарушением правил техники безопасности или требований охраны окружающей среды.

С тех пор, как в 2003 г. на проекте «Сахалин-1» была пробурена первая скважина, время, необходимое для бурения этих скважин мирового класса, было сокращено более чем вдвое. По сравнению с отраслевыми показателями, скважины проекта «Сахалин-1» являются примерами самого быстрого бурения скважин БОВ в мире.

Как заявил Нил Даффин, Президент компании Exxon Mobil Development Company, «компания Exxon Mobil и оператор проекта Exxon Neftegas Limited с радостью отмечают это рекордное достижение Консорциума по проекту «Сахалин-1». Наш консорциум обязуется продолжать работы по освоению и добыче в рамках проекта «Сахалин-1», что потребует дальнейших значительных капиталовложений, четкого планирования, безупречной реализации, использования производственного опыта, а также применения передовых технологий».

В ходе строительства скважины Z-11 группа реализации проекта применяла запатентованные технологии компании Exxon Mobil, в том числе технологию обеспечения устойчивости ствола скважины (IHQ) и процесс ускоренного бурения Fast Drill.

По словам Стива Кассиани, Президента Exxon Mobil Upstream Research Company, «физическое моделирование и экспериментальная проверка эффективности нашей технологии IHQ позволили нам успешно спроектировать и пробурить скважину Z-11 с учетом широкого спектра взаимосвязанных переменных параметров проектирования, таких как прочность пород, напряжение в породах и гидравлические характеристики скважины».

В сочетании с технологией IHQ использовался оптимизирующий процесс Fast Drill, представляющий собой уникальный метод последовательного анализа энергетических показателей процесса бурения, который позволяет персоналу буровой установки и инженерам-бурильщикам максимально повысить эффективность проходки каждого метра ствола.

Реализация проекта «Сахалин-1» принесет России значительные экономические выгоды, включая прямые поступления российскому государству в размере 50 млрд. долл. США, существенную модернизацию объектов инфраструктуры, передачу технологий, а также поставки природного газа потребителям Хабаровского края на Дальнем Востоке России. Кроме того, более 80 процентов персонала буровой установки на проекте «Сахалин-1» являются российскими гражданами, а стоимость контрактов, размещенных в российских компаниях, достигает примерно 3,8 млрд. долл. США.

Компания Exxon Neftegas Limited является оператором проекта «Сахалин 1» (долевое участие 30%), в котором также участвуют японская компания Sakhalin Oil and Gas Development Co. Ltd. (30%); родственные организации российской государственной нефтяной компании «Роснефть» - компании «РН-Астра» (8,5%) и «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (11,5%); и индийская национальная нефтяная компания ONGC Videsh Ltd. (20%).

the Yastreb rig, the world's largest land-based drilling rig. Overall, the Chayvo field reached its peak production rate of 250,000 barrels (34,000 metric tons) per day in February 2007 after an on-schedule startup in October 2005. The Z-11 is the 17th ERD producing well to be completed as part of the Sakhalin-1 Project. It was drilled in 61 days, more than 15 days ahead of schedule and below expected cost with no safety or environmental incidents.

Since the first Sakhalin-1 well was drilled in 2003, the time required to drill these world-class wells has been reduced by more than fifty percent. When compared to industry benchmarks, Sakhalin-1 wells are the world's fastest drilled ERD wells.

"Exxon Mobil, through the operatorship of Exxon Neftegas Limited, is pleased that the Sakhalin-1 Consortium achieved this record-setting milestone," said Neil Duffin, president of Exxon Mobil Development Company. "Our consortium is committed to the continuing development of the Sakhalin-1 Project which will require significant investment, planning, execution, operating expertise and the employment of leading-edge technology."

The project team applied ExxonMobil proprietary technologies, including Integrated Hole Quality (IHQ) technology and the Fast Drill Process, to deliver the Z-11 well.

"The physics based modeling and experimental validations of our IHQ technology allowed us to successfully design and drill the Z-11," said Steve Cassiani, president of Exxon Mobil Upstream Research Company. "With this technology we were able to take into account a broad range of interdependent design variables including rock strengths, stresses, and wellbore hydraulics to successfully drill this well."

Used in conjunction with IHQ technology was an optimization process called Fast Drill, which is a unique energy-based analysis tool and work process that allows rig site and drilling engineering personnel to maximize performance in every foot of hole drilled.

The Sakhalin-1 Project will bring significant economic benefits to Russia including over US\$50 billion in direct revenues to the Russian state, major infrastructure improvements, technology transfer and the supply of natural gas to customers in the Khabarovsk Krai in the Russian Far East. Notably, over 80 percent of the Sakhalin-1 Project drilling rig operators are Russian nationals and project contract awards to Russian companies have reached approximately US\$3.8 billion.

Exxon Neftegas Limited (30 percent interest) is operator for the project, which includes the Japanese company Sakhalin Oil and Gas Development Co. Ltd., (30 percent); affiliates of Rosneft, the Russian state-owned oil company, RN-Astra (8.5 percent), Sakhalinmorneftegas-Shelf (11.5 percent); and the Indian state-owned oil company ONGC Videsh Ltd. (20 percent).

## CANARGO: MANAVI TESTING CONTINUES IN GEORGIA

CanArgo Energy Corp. on Monday provided an update on its operations activities in Georgia, in particular the ongoing testing operations on the Manavi M12 well.

An initial acid stimulation program has been completed on the M12 well, located on the potentially significant Manavi oil discovery in eastern Georgia. The operation was performed over a 564 foot (172 meter) interval consisting primarily of Cretaceous limestone where the best hydrocarbon shows were observed during drilling. On

## КОМПАНИЯ CANARGO ПРОВОДИТ ПРОБНОЕ БУРЕНИЕ НА ГРУЗИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ MANAVI

Компания CanArgo Energy Corp. возобновила бурильные работы в Грузии, где проводится испытание скважины Манави M12.

В этой скважине, расположенной на потенциально нефтеносном месторождении Манави в восточной Грузии, было произведено пробное стимулирование притока с помощью кислотной обработки. Операция проводилась на глубине 564 футов (172 метров) в породе, состоящей преимущественно из мелового известняка. Именно в этом слое были получены оптимальные пробы углеводорода. После стимулирования, проводившегося с помощью кислотной обработки под низким давлением и колтюбинговой установки, на скважине забил фонтан, дающий 46 баррелей жидкости в час (1.104 баррелей в день) со значительной примесью газа. Непосредственно перед началом процесса давление в скважине было увеличено, приблизительно, до 1.600 фунтов/кв. дюймов (110 баров). В течение 12 часов из скважины поступило 402 барреля жидкости, состоящей из технического раствора и реагентов, полимерного бурового раствора, нефти и газа. Максимальное содержание нефти в жидкости – более 50%.

Однако затем приток нефти прекратился. Из этого был сделан вывод о том, что повреждение пласта не может быть устранено простым стимулированием. Для возобновления естественного притока придется прибегнуть к более мощному оборудованию и вызвать гидравлический разрыв пласта, сопровождаемая его кислотной обработкой. В прочем, вероятность того, что придется прибегнуть к подобному методу, никогда не исключалась. Поскольку фонтан в скважине иссяк, а в обратном потоке был обнаружен буровой раствор, очевидно, что там образовалась закупорка, главным образом, из-за проникновения бурового раствора. Бурение показало эффективность использования кислоты для вызова притока и подтвердило наличие нефти в месторождении. Однако необходимо дополнительное давление для проникновения через поврежденный пласт и установления постоянного притока из неповрежденной зоны.

В настоящее время в Грузии нет оборудования, необходимого для произведения гидравлического разрыва, и компании придется прибегнуть к услугам ведущих производителей подобного оборудования для строительства установки на скважине M12 в кратчайшие сроки.

Еще одна вышка CanArgo расположена на скважине Кумиси №1. Это поисковая скважина, находящаяся на меловом газоконденсатном месторождении Западное Рустави №16, открытом еще в советские времена. Сейсмический анализ, проведенный CanArgo в данном регионе, указывает на большие запасы пласта и его хорошую продуктивность. Месторождение расположено к югу от Тбилиси, в непосредственной близости от промышленной зоны г. Рустави, ТЭЦ г. Гардабани и Южно-Кавказского газопровода, ведущего из Азербайджана в Турцию. На скважине будет произведено пробное бурение сквозь слой мелового известняка, начинающийся на глубине 9,845 футов (около 3,000 метров), и вулканический слой эллипсоидной лавы, начинающийся на глубине 10,830 футов (около 3,300 метров).

В скважину в Кумиси была спущена колона из 7 обсадных труб, которая была закреплена на глубине 8,881 футов (2,707 метров) в палеоценовом слое, нанесенный меловыми и карбонатными горными породами. В июне скважина будет углублена до отметки 12,140 футов (3,700 метров).

В скважине N52 Нинотсминдского месторождения, прорубленной еще в 1987 г, компания CanArgo осуществляет капитальный ремонт. Из скважины было извлечено 6,560 футов (около 2,000 метров) поврежденных труб, при этом предполагается, что еще 2,300 футов (приблизительно 700 метров)

stimulation, which involved a low pressure acid squeeze using a coiled tubing unit, the well flowed back unaided and produced liquids at rates of up to 46 barrels per hour (1,104 barrels per day) and a sizeable gas flare. Immediately prior to the treatment process, the wellhead pressure had increased to approximately 1,600 psig (110 bars). Over a 12 hour period, the well produced a total of 402 barrels of liquids consisting of pumped fluid and chemicals, polymer drilling mud released from the reservoir, oil and gas. The maximum oil cut observed was in excess of 50%.

The well, however, did not sustain flow, and it is now concluded that the extent of the formation damage is beyond that which can be cleaned using a simple acid stimulation process, and will require more powerful pumping equipment to perform a hydraulic fracturing of the formation with acid, this having always been regarded as a possibility. As the well was not able to sustain flow, and as drilling mud was observed in the return flow, it is clear that there continues to be a blockage in the vicinity of the well bore and invasion of drilling mud would appear to be a major factor. The results of the treatment suggest that acid is the correct approach to opening this formation up to flow while at the same time has proven the presence of oil in the reservoir. However, additional pump pressure is required to fracture the reservoir beyond the damaged zone and establish communication with undamaged formation.

Currently, equipment to carry out a hydraulic fracturing operation is not available in Georgia and the Company is now approaching the major service companies which provide hydraulic fracturing services and equipment in order to get a unit to Georgia to perform this work on the M12 well as quickly as possible.

The Kumisi #1 well which is being drilled with CanArgo Rig #2, is an appraisal well to the West Rustavi #16 Cretaceous gas condensate discovery made in Soviet times. Seismic data shot by CanArgo indicates a potentially large structure may be present and test data from the discovery well indicates that reservoir productivity should be good. This prospect is situated just to the south of the capital city, Tbilisi, close to the Rustavi industrial complex, the Gardabani thermal power plant and the route of the new South Caucasus gas trunkline from Azerbaijan to Turkey. The well is designed to test the Cretaceous limestones, the top of which is prognosed to be at a depth of approximately 9,845 feet (approximately 3,000 meters), and an underlying volcanic sequence of pillow lavas at a depth of approximately 10,830 feet (approximately 3,300 meters).

In the Kumisi well, a 7" casing string has been successfully run and cemented at a depth of 8,881 feet (2,707 meters) in Palaeocene shales, which are expected to provide a potential cap rock to the Cretaceous, carbonates. The well is currently preparing to drill ahead and is expected to reach target depth of 12,140 feet (3,700 meters) in June.

At the Ninotsminda Field, the workover on the N52 well which was drilled in 1987 prior to CanArgo's involvement in the field is progressing well with over 6,560 feet (approximately 2,000 meters) of the lost production tubing having been recovered from the well with possibly as much as a further 2,300 feet (approximately 700 meters) of tubing remaining in the well. On recovering all of the tubing, it is planned to perforate the Middle Eocene reservoir interval and put the well on production. The well had never been put into production and is located in the

по-прежнему остается в скважине. После того, как остатки труб будут извлечены, планируется произвести бурение среднего эоценового слоя и запустить скважину. Это скважина, которая еще ни разу не эксплуатировалась, находится в восточной части Нинотсминдского месторождения, которое почти не имеет стоков и потому представляется одним оптимальным объектом для эксплуатации в самом ближайшем будущем.

## ROXAR ВЫПУСТИЛ НОВУЮ ВЕРСИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ

Roxar объявил о выпуске последней версии своего программного обеспечения по моделированию гидроразрыва FracPerm 2.0.

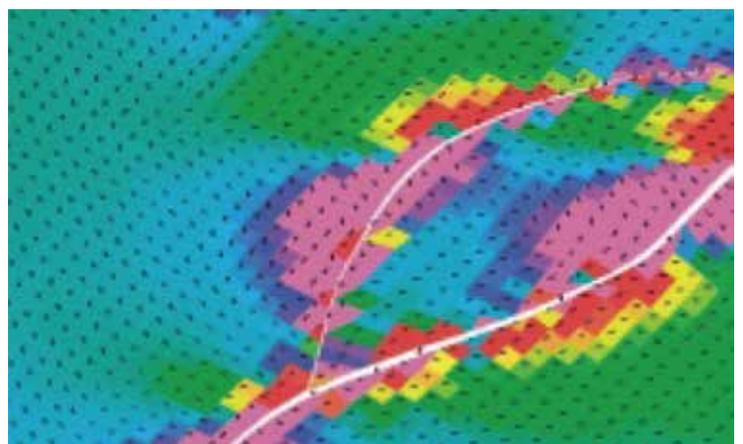
FracPerm является интегрированным, простым в использовании программным пакетом для моделирования гидроразрыва, который позволяет геологам и инженерам по изучению коллектора создавать детализированные, надёжные карты проницаемости, использующиеся при стимуляции притока и истории развития коллектора для снижения неопределённости.

Работая вместе с моделирующим программным обеспечением IRAP RMS, FracPerm 2.0 объединяет данные измерений, геологическую статистику и историю, рассматривая их с точки зрения обработки данных; такой подход обеспечивает максимальное использование доступных данных и даёт возможность быстро и интерактивно качественно управлять построенной моделью. Основными улучшениями пакета FracPerm 2.0 стали новый дизайн, простой интерфейс, упрощённый порядок работы и новая структура приложений, позволяющая работающему с ним инженеру лучше интегрировать другие программные средства и настраивать систему «под себя».

Руководитель Roxar Санди Эссломонт отмечает: «Когда в 2005 году пакет FracPerm впервые появился на рынке, он сразу же изменил отношение к моделированию гидроразрыва. Если ранее оно воспринималась как узкоспециализированная область производства, то сейчас это широко применяющийся инструмент, помогающий геологам, геофизикам и всей работающей команде достичь самых точных результатов при работе с моделями коллектора».

«Новая версия – следующий шаг на этом пути. Поскольку роль гидроразрыва продолжает расти, особенно с учётом того, что две трети мировых доказанных запасов лежит в областях, которые рассматриваются как возможные цели для проведения гидроразрыва пласта, улучшенная доступность, скорость и ответственность пакета FracPerm 2.0 гарантируют, что моделирование гидроразрыва останется краеугольным камнем для оценки рисков и управления неопределённостями коллектора на многие грядущие годы».

FracPerm работает как с геологическими, так и с имитационными моделями, рассматривая структуру коллектора и распределение фаций. Комбинация в FracPerm структурной геологии, интеграции



FracPerm 2.0 – Fracture Modeling Software

FracPerm 2.0 – Программное обеспечение для моделирования разрыва

# ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЁННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК\*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

Производитель	NOV Фидмаш	NOV Фидмаш	NOV Фидмаш	Hydra Rig
Обозначение	M10	M20	МК20Т	HR440
Класс	Легкий	Средний	Средний	Средний
Шасси	МАЗ 631708 (6x6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
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

\*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящиеся в эксплуатации в настоящее время

На фото: инжектор с тяговым усилием 24 т  
на испытательном стенде  
Фото предоставлены NOV Фидмаш



# MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUS\* IN RUSSIA

Manufacturer	NOV Fidmash	NOV Fidmash	NOV 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

\*Not less than ten units, currently being operated.



Pictures: injector with 24 ton lifting capacity on the test bench

Photos permitted by NOV Fidmash

eastern part of the Ninotsminda Field, which is relatively un-drained and thus provides the best potential for additional production in the short term.

## ROXAR UNVEILS NEW VERSION OF FRACTURE MODELING SOFTWARE

Roxar announced the release of the latest version of its fracture modeling software, FracPerm 2.0.

FracPerm is an integrated, easy to use fracture modeling package that enables geologists and reservoir engineers to create detailed, reliable permeability maps used in the flow simulation and history matching of reservoirs to reduce uncertainty.

Operating alongside Roxar's modeling software, IRAP RMS, FracPerm 2.0 combines data, geological properties, geo-statistics and geo-history in a data-driven approach, designed to make maximum use of available data and allow rapid and interactive quality control of the model as it is being built. Specific additions in FracPerm 2.0 include a redesigned, easy to use interface, simplified workflow and a new plug-in structure, which allows the reservoir engineer to better integrate and customize with other software tools.

Roxar CEO, Sandy Esslemont, welcomed the launch: "When FracPerm was launched in 2005, it heralded the evolution of fracture modeling from a niche discipline to a widely used tool helping geologists, and geophysicists across the entire asset team achieve the most accurate performance from their reservoir models.

"This announcement is taking this progress one step further. As fracture-prone plays continue to grow and with two-thirds of the world's proven reserves lying in areas with acknowledged issues of fracture-affected recovery, FracPerm 2.0's increased accessibility, speed and responsiveness to the geology will ensure that fracture modeling remains a cornerstone of risk assessment and reservoir uncertainty management for many years to come."

FracPerm operates on either the geological or simulation model, thereby accessing the reservoir structure and facies distributions. FracPerm's mix of structural geology, data integration and visual assessment tools are specifically designed to allow the asset team, with their intimate knowledge of the reservoir, to build robust models for validation both by structural experts and by simulation testing. Key features of FracPerm 2.0 include:

**Ease of Use & Redesigned Interface.** FracPerm 2.0 comes with a redesigned interface with enhanced visualization capabilities - suited to both experienced fracture modeling users and non-specialists.

Features include a new model visualizer, a clearer view of well data, simpler ways of attaching fractures to sets and a new fracture model visualizer with color coding. Users also have the ability to change projects during a modeling session as well as full undo/redo functionality.

**Accurate Models and Simplified Workflow.** FracPerm 2.0 allows E&P companies to capture the true heterogeneity within fractured reservoirs, allowing better quantification of uncertainty and risk management.

New FracPerm 2.0 features include enhanced ability to

данных и инструментов визуализации построена таким образом, чтобы позволить команде с её хорошим знанием всех особенностей конкретного коллектора, построить устойчивую модель, которая затем может использоваться как специалистами по структуре, так и для имитации испытаний.

Основными характеристиками FracPerm 2.0 являются:

Простой в использовании улучшенный интерфейс. FracPerm 2.0 выходит с новым интерфейсом с улучшенными возможностями визуализации, который подходит для использования как опытными специалистами в моделировании гидроразрыва, так и неспециалистами.

Пакет включает в себя новый визуализатор, более чёткое представление данных, полученных из скважины, упрощённые способы добавления разрывов к пакетам и новый визуализатор модели разрыва с цветным кодированием. Пользователи также имеют возможность изменять проекты в моделировании, а также возможность отменить/переотменить неправильно выполненные операции.

Точные модели и упрощённая последовательность операций. FracPerm 2.0 позволяет разведывающим и добывающим компаниям определять реальную неоднородность в разорванных коллекторах, более точно количественно оценивать неопределённость и лучше управлять рисками.

Новый FracPerm 2.0 обладает улучшенными возможностями настройки, когда пользователь может выбрать тип и диапазон вывода в отдельных экранах, улучшенное управление выводом и возможность запускать скрипты, позволяющие пользователю связаться FracPerm из менеджера операций IRAP RMS. Пользователи обнаружат, что стало легче сравнивать модель и реальные данные.

Устойчивая и надёжная. FracPerm 2.0 выходит с новыми возможностями обработки сетки, что увеличивает и улучшает стабильность продукта по отношению к широкому спектру сценариев моделирования. Улучшения в редактирующих инструментах делают работу более эффективно и позволяют быстро корректировать модель по мере истощения месторождения.

Не зависящий от платформы FracPerm 2.0 также строит точные модели разрыва и карты развития, которые определяют плотность разрыва и его направление. Там, где существует значительная неопределённость, как в апертуре разрывов, (управляющая особенность поведения проницаемости), могут быть созданы многократные равновероятные модели, и с их помощью оценена эффективность моделирования.

Пользователями FracPerm на сегодняшний день являются такие компании, как Hydro, Лукойл, Saudi Aramco, ADMA, OMV, MOL, Сургутнефтегаз, Petrochina, Pertamina и CuuLong Vietnam.

Roxar является ведущим международным поставщиком технологических решений для нефтегазовых компаний, занимающихся разведкой, освоением и эксплуатацией. Клиентам компания предлагает помощь в интерпретации поведения коллектора, моделировании коллектора, имитации коллектора, заканчивании скважин, решениях по добыче и сервису и консультационные услуги. Головной офис компании, насчитывающей более 650 сотрудников, находится в Ставанджере, Норвегия, кроме того, Roxar владеет сетью представительств в Европе, Америке, Африке, СНГ, Азиатско-Тихоокеанском регионе и на Ближнем Востоке. Основанная в 1999 году компания закончила 2006 год с прибылью около 160 млн. USD. Список клиентов Roxar включает в себя все транснациональные, основные независимые и большинство национальных нефтяных компаний.

## SCHLUMBERGER ВЫПУСТИЛО НОВУЮ ВЕРСИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ RETREL

Компания Schlumberger объявила о выпуске Petrel 2007.1 (название пакета означает Буревестник) – программного обеспечения для моделирования сейсмической активности,

create trends with the user able to choose output type and range on individual screens, greater control on output and the ability to run from scripts, allowing the user to link into FracPerm from the IRAP RMS workflow manager. Users will find it easier to examine and compare the model with real data.

Smooth and Stable. FracPerm 2.0 comes with new grid handling capabilities that extend and enhance the product's stability over a wide range of modeling scenarios. Refinements in the editing loops make the workflow more efficient, allowing models to be rapidly updated as the field matures.

FracPerm 2.0, which is platform-independent, also builds explicit fracture models and trend maps, which identify fracture density and orientation. Where significant uncertainty exists, such as in the aperture of the fractures, (a controlling feature of the permeability behavior), multiple equi-probable models can be created and their simulation performance assessed.

Current FracPerm customers include Hydro, Lukoil, Saudi Aramco, ADMA, OMV, MOL, Surgutneftegas, Petrochina, Pertamina, and CuuLong Vietnam.

Roxar is a leading international technology solutions provider to the upstream oil and gas industry. The company creates value for its customers through its Reservoir Interpretation, Reservoir Modeling, Reservoir Simulation, Well and Completion, Production and Process Solutions and Consultancy Services. With its head offices in Stavanger, Norway, Roxar employs over 650 staff across a network of wholly owned offices in Europe, the Americas, Africa, CIS, Asia Pacific and the Middle East. Founded in May 1999, the company generated revenues of approximately US\$160 million in 2006. Roxar's International customer base includes all of the multinationals, major independents and the majority of national oil companies.

## SCHLUMBERGER UNVEILS NEW VERSION OF PETREL

Schlumberger announced the release of Petrel 2007.1 seismic-to-simulation software, which includes significant new functionality for all disciplines in the exploration and development workflow.

"Petrel 2007.1 is the most comprehensive release to date. It delivers a step-change in productivity for geoscientists and engineers; collaboration from the field to office and back; and a shared understanding of risk and uncertainty enabling better decisions, in less time," said Olivier Le Peuch, president, Schlumberger Information Solutions. "A preview of this release has been shown to more than 2,000 petro-technical professionals and the feedback has been overwhelming, acknowledging the leadership of the Petrel platform and our strategic direction."

New seismic performance and scalability in Petrel 2007.1 improve the productivity of

которое обладает новыми существенными функциональными возможностями для всех дисциплин в технологическом процессе разведки и разработки месторождений.

«Petrel 2007.1 - самый универсальный продукт на сегодняшний день. Он обеспечивает новый уровень производительности для специалистов в области наук о Земле и инженеров; связь между месторождением и офисом; совместное понимание рисков и неопределённости, позволяющее принимать лучшие решения в более короткие сроки», - отметил Оливье Ле Пеш, президент Schlumberger Information Solutions. - «Предварительный вариант этой версии показали более чем 2 000 специалистов нефтегазовой отрасли, и обратная связь была впечатляющая, лидерство платформы Petrel и нашего стратегического направления получило однозначное признание».

Новые возможности сейсмических исследований и масштабируемость в Petrel 2007.1 улучшают производительность поисково-разведочных бригад, что позволяет обнаружить больше высококачественных разведанных участков в более короткое время. Более тесная интеграция технологических процессов построения коллектора позволяет смоделировать его раньше, обеспечивая тем самым возможность эффективного прогнозирования работы коллектора. Передача данных в реальном времени, от буровой установки до офиса, увеличивает точность выполнения операций и увеличивает производительность бурения и надёжность управления рисками.

Основными особенностями нового и расширенного Petrel 2007.1 стали улучшенные возможности для сейсмических исследований, обработка и масштабируемость для пакетов данных до 60 гигабайт на рабочем столе и возможная связь с сервером Linux для обработки пакетов данных терабайтных размеров. Дополнительные возможности включают в себя новую концепцию моделирования коллектора с гидроразрывами, поддерживающую создание отдельных сетей разрывов и двойные модели пористости при симуляции закрытого коллектора; поддержку мультисегментированных скважин для точного моделирования физики жидких сред в горизонтальном забое; улучшенное бурение, включая источники данных реального времени WITSML для каротажных приборов, событий и траекторий для

Petrel Software  
Программное обеспечение Petrel



**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 60 таких установок и продолжаем их выпускать.**

**ФОРМОСТ**

От концепции к реальности.

**ФОРМОСТ**

exploration teams to deliver more high quality prospects, faster. Tighter integration of reservoir engineering workflows introduces simulation earlier, leading to superior prediction of reservoir performance. Real-time data connections, from the rig to the office, increase operational accuracy for better drilling performance and risk management.

Highlights of new and expanded Petrel 2007.1 capabilities include enhanced seismic performance, handling and scalability for data sets up to 60 gigabytes on the desktop and an optional connection to a Linux cluster server for terabyte range data sets. Additional capabilities include new fractured reservoir modeling supporting creation of discrete fracture networks and Eclipse reservoir simulation dual porosity models; multisegmented well support to accurately model the fluid physics in horizontal wellbores; and drilling enhancements including WITSML real-time data feeds for logs, events and trajectories for immediate incorporation in Petrel for real-time monitoring and modeling.

“The enhanced seismic performance in Petrel 2007.1 provides a quantum leap in productivity for our exploration teams,” said Alan Clare, geological manager, Apache Egypt. “In a recent test on Petrel we accurately auto tracked a horizon on a 40gb data set in 16 seconds that took nearly two minutes in the 2005 version. This level of speed and precision allows our geoscientists to build more robust prospects in a shorter period of time and work collaboratively in their subsurface teams to rank and screen those prospects and bring them ready for drilling sooner.”

Petrel was designed around the needs of users and their workflows. In release 2007.1, the graphical user interface has been updated to Microsoft.NET, making it even easier and more efficient to learn and use.

Petrel 2007.1 is built on the Ocean framework facilitating rapid updates and easy integration and deployment of proprietary and specialty functionality. The Ocean open development allows universities, third-party vendors and clients to quickly add innovative functionality into the Petrel environment.

## FALCON RESUMES MAKO-6 TESTING IN HUNGARY

Falcon Oil & Gas Ltd. has resumed testing operations on the Mako-6 well in the lowermost part of the Basal Conglomerate, after fracture stimulating (“fracing”) this interval in April 2007 with 79,000 pounds of proppant and 3,100 bbls of frac fluid.

Prior to this current testing operation, Falcon opened the well for flow, had gas flow to surface immediately and, due to the presence of manageable levels of H<sub>2</sub>S, the well was shut-in to wait for the correct equipment to flow the well safely. The well was then shut-in with frac fluid load still remaining for over a month.

The well is currently being tested through perforations from 5,326 to 5,328 meters in the Lower Basal Conglomerate. The fraced interval being tested is from 5,279 meters to 5,365 meters, a total of 86 meters; 69 meters Basal Conglomerate and 17 meters Synrift. The Basal Conglomerate is 273 meters thick from 5075 meters to 5348 meters. This remaining 204 meters of Basal Conglomerate will be tested following the completed analysis of results from current test. Falcon is encouraged with the initial gas shows from this test and believes the gas shows will remain constant or will improve in the upper part of the Basal Conglomerate where rock quality increases and sand packages thicken. The company intends to announce details on the gas shows from this test after flow-back of frac fluid and bottom sediment has been completed.

непосредственной передачи Petrel и мониторинга и моделирования в реальном времени.

«Расширенные возможности сейсмических исследований в Petrel 2007.1 позволяют нашим поисково-разведочным бригадам совершить качественный скачок в производительности», - говорит Алан Клэр, руководитель работ по геоисследованиям, Apache Egypt. - «Во время недавних испытаний на Petrel мы точно автоматически отследили горизонт на 40 гигабайтном пакете данных в 16 секунд, при том, что в 2005-й версии это занимало почти две минуты. Этот уровень производительности и точности позволяет нашим специалистам в области наук о Земле надёжнее определять разведываемые участки за меньшее время и совместно работать с группами, занимающимися подземными исследованиями, для того чтобы оценить и показать эти участки и быстрее подготовить их к бурению».

Petrel был сконструирован в соответствии с нуждами пользователей и их технологическими задачами. В версии 2007.1 графический интерфейс пользователя был обновлён до Microsoft.NET, что сделало его ещё более простым и более понятным для изучения и использования.

Petrel 2007.1 построен на структуре Ocean, облегчающей быстрые обновления и легкую интеграцию и развертывание базовых и специальных функциональных возможностей. Открытая структура Ocean позволяет университетам, поставщикам-посредникам и клиентам быстро добавлять инновационные функциональные возможности в среду Petrel.

## КОМПАНИЯ FALCON ПРОДОЛЖАЕТ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ МАКО-6 В ВЕНГРИИ

Компания Falcon Oil & Gas Ltd. Возобновила работы по испытанию скважины Мако-6 в самой нижней части основного конгломерата после стимуляции гидроразрывом этого интервала в апреле этого года, когда было закачено 79000 фунтов проппанта и 3100 баррелей рабочей жидкости.

Перед текущими испытательными работами компания Falcon открывала скважину для потока, немедленно получила поток газа к поверхности и, ввиду присутствия управляемых концентраций H<sub>2</sub>S, скважина была закрыта до поставки необходимого для обеспечения безопасности потока оборудования. Скважина была закрыта с содержащейся в ней рабочей жидкостью на период более месяца.

Сейчас скважина испытывается при помощи перфораций участка, расположенного на глубине от 5326 до 5328 метров в нижней части основного конгломерата. Гидроразрыв проводился на участке, расположенном на глубине от 5279 до 5365 метров, общей протяженностью 86 метров, из которых 69 метров составляет основной конгломерат и 17 метров синрифтные отложения. Основной конгломерат толщиной 273 метра располагается на глубине от 5075 до 5348 метров. Оставшиеся 204 метра основного конгломерата будут исследоваться после завершения анализа результатов текущих испытаний. Falcon положительно расценивает первоначальное появление газа в этих испытаниях и надеется на то, что оно будет постоянным или улучшится в верхней части основного конгломерата, где качество камня растёт и вкрапления песка утончаются. Компания намерена обнаружить полные данные по проявлениям газа в этих испытаниях после откачки рабочей жидкости и завершения выпадения осадка.

3 июня 2007 года испытания были возобновлены с 8/64” клапаном. В течение 8 часов открытия скважины и откачки 208 баррелей рабочей жидкости, газ выходил

On June 3, 2007, the test was resumed with an 8/64" choke. Within 8 hours of opening the well and recovering 208 bbls of frac fluid, gas surfaced in burnable quantities, which are too small to measure. After flow testing the well for 29 hours and recovering approximately 800 bbls of the frac fluid, it was noted that the flow-back was producing greater than expected quantities of bottom sediment. On June 4, the well was opened up to a 12/64" choke to assist in the clean-up. The well continued to produce gas in burnable quantities through the test separator throughout the day. On June 5, the well experienced a partial to complete tubing plug, which temporarily caused the well to cease flowing. After three hours of no frac fluid recovery, the well unloaded large quantities of bottom sediment, resulting in significant quantities of gas flow in and an 8-foot to 10-foot flare and increased flowing tubing pressures. Falcon will continue to flow test the well, recover as much of the frac load fluid as possible, ensure the tubing and perforations are free and clear of any obstructions, and, if required, assist the well bore unloading process via coil tubing-nitrogen. About two-thirds of the frac load water has been recovered.

Preparations to fracture stimulate the Magyarcsanad well are underway. Falcon is currently rigging up and will commence the well intervention and testing program in the coming weeks. Falcon is engineering a two stage frac that is designed to treat the effective Endrod interval through the existing perforation at 4,060 meters and introduce 4 sets of new perforations. The new perforations will straddle the existing perforations (2 sets above and below). The combined two stage frac will consist of approximately 350,000 pounds of proppant. The treatment is designed to stimulate the entire Endrod formation that is behind casing with a total effective frac height of nearly 300 meters. It is anticipated actual testing operation will commence the end of June.

Falcon Oil & Gas Ltd. is a British Columbia corporation that is in the business of oil and gas exploration and production. It has operations in Hungary through its wholly owned subsidiary TXM Oil and Gas Exploration and in Romania through its wholly owned subsidiary JVX Energy Corporation. ■

на поверхность в полностью сгоравших количествах, слишком незначительных для измерения. После проверки потока скважины в течение 29 часов и откачки примерно 800 баррелей рабочей жидкости, было замечено, что откачка вызвала выпадение осадка в количестве, большем ожидаемого.

4 июня скважина была открыта с клапаном 12/64" для проведения очистки. Скважина продолжала выделять газ через испытательный сепаратор в полностью сгоравших количествах в течение дня. 5 июня была закончена заглушка, что временно вызвало прекращение потока. После трёх часов без откачки рабочей жидкости скважина выдала большое количества осадка, что привело к значительному потоку газа и появлению факела высотой от 8 до 10 футов и росту давления потока в трубе. Falcon будет продолжать испытания скважины, откачает максимально возможное количество рабочей жидкости, убедится что перфорация и труба очищены от всех помех и, если потребуется, будет использовать для стимулирования процесса колтюбинг-азот. Около двух третей рабочей жидкости уже откачено из скважины.

Работы по гидроразрыву скважины Magyarcsanad ещё впереди. На данный момент Falcon разбуривается и объявит о программе внутрискважинных работ и испытаний в ближайшее время. Falcon разрабатывает двухэтапный гидроразрыв, который призван стимулировать эффективный интервал Эндрод через существующую перфорацию на глубине 4060 метров и произвести ещё 4 пакета новой перфорации. Новые перфорации удвоят существующие (2 пакета сверху и снизу). Комбинированный двухэтапный гидроразрыв будет состоять из около 350000 фунтов проппанта. Обработка призвана стимулировать всё отложение миоценовой свиты Эндрод, находящееся за обсадной колонной, с общей эффективной высотой гидроразрыва около 300 м. Ожидается, что реальные работы по изучению скважины начнутся в конце июня.

Falcon Oil & Gas Ltd. – корпорация из Британской Колумбии, занятая в разведке и добыче нефти и газа. Она работает в Венгрии через свою полностью контролируемую дочернюю компанию TXM Oil and Gas Exploration и в Румынии через свою полностью контролируемую дочернюю компанию JVX Energy Corporation. ■



Organizer & Official Edition of Conference — "Coiled Tubing Times" Journal  
Организатор и официальное издание — Журнал "Время колтюбинга"

**Coiled tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
*times*



## 8<sup>TH</sup> COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

### 8-ая КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

September 19–20, 2007, Hotel "Tyumen", Tyumen, Russia



#### 19 сентября 2007 – УЧЕБНЫЙ СЕМИНАР

• Колтюбинговые технологии, ГРП и бурение на депрессии. Современное оборудование и инструмент

#### 20 сентября 2007 – КОНФЕРЕНЦИЯ

- Технологии и оборудование для подземного ремонта скважины
- Колтюбинговое бурение, ГРП, Интенсификация притока
- Оборудование и инструмент для интенсификации притока.
- Вспомогательное оборудование
- Информационное обеспечение. Обучение специалистов

#### September 19, 2007 – SEMINAR

Coiled Tubing Technologies, Fracturing and Under Balanced Drilling. Modern Equipment and Tools

#### September 20, 2007 – CONFERENCE

- Technologies and Equipment for Down Hole Remediation Applications
- Coiled Tubing Drilling, Fracturing, Production Enhancement
- Equipment and Tools for Production Enhancement. Auxiliary Equipment
- Information Support. Specialists Training

19–20 сентября 2007, отель "Тюмень", г. Тюмень, Россия

**Fidmash**

General Sponsor  
Генеральный спонсор



With support of NP "CDCT"  
При поддержке НП "ЦРКТ"

#### Контакты

Ирина Груздилович  
Irina Gruzdilovich  
Tel.: +375 17 204 8599  
E-mail: ig@cctimes.org

Александра Борисова  
Alexandra Borisova  
Tel./fax: +375 17 203 8554  
E-mail: ab@cctimes.org

#### Contacts

Юлия Горшкова  
Julia Gorshkova  
Tel./fax: +7 495 5406856  
E-mail: info@crkt.ru



## 8<sup>TH</sup> COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

8-я КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ  
ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ

www.conference.cttimes.org

September 19-20, 2007, Hotel "Tyumen", Tyumen, Russia

### APPLICATION FORM

### ЗАЯВКА НА УЧАСТИЕ

#### PLEASE SEND FORM BY FAX

in Moscow: +7 495 540 6856 in Minsk: +375 17 203 8554  
E-mail: [info@crkt.ru](mailto:info@crkt.ru)

#### ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

в Москве: +7 495 540 6856 в Минске: +375 17 203 8554  
E-mail: [info@crkt.ru](mailto:info@crkt.ru)

Name/Ф.И.О.:

Job Title/Должность:

Company/Организация:

Address/Адрес:

Phone/Телефон:

Fax/Факс:

E-mail:

www:

Registration FEE/Регистрационный сбор

**Seminar** Participant / Слушатель **Семинара**

130 USD / 3300 руб.

**Conference** Participant / Участник **Конференции**

695 USD / 17700 руб.

**TOTAL / ИТОГО:**

I'd like to take part in Conference as/Хотел бы принять участие в Конференции как:

Participant

Speaker

Участник

Докладчик

Article Name  
Тема доклада

Send me additional information/Прошу прислать дополнительную информацию

Sponsors possibility

Hotel booking

Спонсорские возможности

Бронирование гостиницы

Sign from the name of Participant / Подписать от имени участника конференции

Date

Family

Sign

#### PLEASE SEND FORM BY FAX

in Moscow: +7 495 540 6856 in Minsk: +375 17 203 8554  
E-mail: [info@crkt.ru](mailto:info@crkt.ru)

#### ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

в Москве: +7 495 540 6856 в Минске: +375 17 203 8554  
E-mail: [info@crkt.ru](mailto:info@crkt.ru)

## HALLIBURTON OPENS TRAINING CENTER IN TYUMEN, RUSSIA

Halliburton announced the official opening of a new training center in Tyumen, Russia, in cooperation with the Tyumen State Oil and Gas University. Designed to further develop the professional and technical skills of the company's employees in the Europe Eurasia Region, the Tyumen training center is Halliburton's 12th worldwide and the first in Russia.

"We are proud to take this latest step toward realizing Halliburton's long-term vision of developing our employees," said Johan Bakker, vice president of Halliburton's Europe Eurasia Region. "We're providing them with the necessary skills to operate the company's cutting-edge technologies and execute projects not only in this region but also around the world."

Bakker said Halliburton is fully committed to expanding its business in Russia and the entire Eastern Hemisphere while continuing to provide excellent service to its customers. "One key element to achieving that goal is having a properly trained workforce," he said.

The first phase of the training program began in February with 22 students from five countries: Kazakhstan, the Netherlands, Norway, Russia and the United Kingdom. Designed and constructed in only eight months, the center is equipped with three classrooms, a laboratory, and state-of-the-art videoconferencing equipment that gives the students real-time access to other students and technical experts across the globe.

"Halliburton understands the importance of hiring and training its workforce in locations where resources already exist, in terms of both personnel and oil and gas," said Lawrence Pope, Halliburton's vice president of Human Resources and Administration. "Using Halliburton's advanced real-time capabilities, we are able to encourage knowledge sharing among students in all 12 training centers, and they are able to draw on the experience and expertise of other employees working around the world."

## AKER VOTED THE MOST ATTRACTIVE WORKPLACE IN REPUTATION INSTITUTE'S GLOBAL REPTRAK™ PULSE 2007 SURVEY

Aker achieved the top score (outstanding) and was ranked the most attractive workplace (one of seven categories) of the world's 600 largest companies in the Reputation Institute's Global RepTrak™ Pulse 2007. The survey is a project developed by Reputation Institute to assess the reputations of the world's largest companies and identify



## КОМПАНИЯ HALLIBURTON ОТКРЫЛА УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР В ТЮМЕНИ

Компания Halliburton объявила об официальном открытии нового учебного центра в Тюмени, организованного совместно с Тюменским нефтегазовым университетом. Созданный для дальнейшего развития профессиональных и технических навыков сотрудников компании в Европейско-Евразийском регионе, тюменский учебный центр стал двенадцатым учебным центром компании в мире и первым в России.

«Мы гордимся своим очередным шагом на пути реализации долговременной цели компании по усовершенствованию наших сотрудников», - отметил вице-президент Halliburton по Европе и Евразии Йохан Баккер. – «Мы развиваем в них необходимые навыки для успешной работы с передовыми технологиями компании и выполнения проектов не только в данном регионе, но и по всему миру».

Баккер также заявил о полной убежденности компании Halliburton, предлагающей своим клиентам отличный сервис в необходимости расширения её присутствия в России и вообще в Восточном полушарии. «Одним из ключевых моментов для достижения этой цели является правильно обученная рабочая сила», - подчеркнул он.

Первая часть учебной программы началась в феврале для 22 студентов из пяти стран: Казахстана, Нидерландов, Норвегии, России и Великобритании. Спроектированный и возведённый в течение всего восьми месяцев, центр оснащен тремя классными комнатами, лабораторией и современным оборудованием для видеоконференций, которое позволяет студентам в режиме реального времени общаться с другими студентами и техническими экспертами по всему миру.

«Halliburton понимает важность найма и обучения своей рабочей силы в регионах, где ресурсы уже существуют, я имею в виду как персонал, так и нефть и газ», - говорит вице-президент компании по кадрам и администрированию Лоуренс Поуп. – «Используя передовые возможности Halliburton по обеспечению общения в режиме реального времени, мы можем подхлестнуть обмен знаниями между студентами во всех 12 учебных центрах, и они также могут обратиться к опыту и знаниям других наших сотрудников, работающих по всему миру».

## ПО ИТОГАМ ОПРОСОВ ЦЕНТРА REPUTATION INSTITUTE ФИРМА AKER ПРИЗНАНА САМЫМ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ МЕСТОМ РАБОТЫ В МИРЕ

Aker возглавил список из 600 крупнейших компаний мира, составленный на основе изучения семи параметров корпоративной репутации. Исследование проводилось в рамках проекта Global RepTrak™ Pulse 2007. Данный проект был инициирован исследовательским центром Reputation Institute с целью оценки имиджа ведущих мировых компаний и выявления фирм «с наилучшей репутацией».

Норвежская компания снискала всеобщее уважение своим заботливым отношением к сотрудникам, справедливой системой оплаты труда и равными условиями при трудоустройстве.

«Для того чтобы осуществлять самые смелые проекты и всегда быть первыми, крайне важно привлекать хороших сотрудников. Опросы показывают, что приверженность моральным принципам в бизнесе, участие в проектах мирового масштаба и хорошие возможности для профессионального роста делают Aker привлекательным местом работы», - утверждает президент и управляющий директор компании Мартинус Брандаль.

«На превосходную репутацию компании повлияло несколько факторов. Aker – надёжная корпорация, имеющая базы по всей территории Норвегии. К тому же, в сознании людей деятельность компании неразрывно связана с именем Хьелля Инге Рёкке – влиятельного норвежского бизнесмена и главного акционера фирмы Aker», - рассказывает Нильс М. Апеланд, специалист по связям с общественностью норвежского филиала Reputation Institute.

В ходе исследования было проведено 60 тысяч интерактивных опросов с респондентами из 29 стран со всех шести континентов. Было собрано 175 тысяч мнений касательно корпоративной репутации более

the companies with “the best corporate reputations.”

The survey refers to Norwegians as confident that the Aker companies give their employees fair compensation, take good care of them and offer equal job opportunities for everyone.

“To be able to win and to execute the best projects, it’s extremely important for us that we attract the right people. This survey shows that the Aker companies’ focus on values driven business, developing people and world class projects is important to our future employees,” says President & CEO Martinus Brandal.

“Several factors combined result in Aker’s strong reputation as a workplace. Aker is a solid group with foothold at several locations in Norway. In addition, Kjell Inge R kke (a major shareholder in Aker) is associated with Aker and appears as a strong leader,” says Nils M. Apeland, PR expert behind the Norwegian branch of Reputation Institute.

The project is the result of over 60 000 online interviews with consumers in 29 countries on six continents. More than 175 000 ratings were collected to develop reliable measurements of the ‘corporate reputation’ of over 1000 companies. The companies were rated by consumers in their home country. The RepTrak™ Pulse is a measure of corporate reputation calculated by averaging perceptions of trust, esteem, admiration, and good feeling obtained from a representative sample of 100 local respondents who were familiar with the company.

## PEG FINALIZES JV TO DEPLOY COILED TUBING UNITS IN MEXICO

Production Enhancement Group, Inc. has finalized a joint venture agreement with Grupo Creatica, S.A. de C.V.

The joint venture company, named Wise Latina, is 51% owned by Grupo Creatica and 49% owned by PEG and will market, sell and support well intervention systems and services in Mexico under PEG’s trademarked Wise brand. The joint venture will immediately begin constructing six Wise multifunction coiled tubing units for deployment in Mexico. The units are being funded by or through Grupo Creatica. The Wise units will be custom-configured for each target location and will feature the latest Wise patented technology, including site-generated nitrogen capabilities.

Philip C. Crawford, PEG’s Chief Executive Officer, said, “We believe our multifunction well intervention technology can play a key role as Mexico focuses on restoring production from mature fields. With their excellent reputation, their financial strength, and their experience in oil and gas and operations in Mexico, Grupo Creatica is an ideal partner for us. We look forward to working with them.”

Production Enhancement Group is a Houston-based energy services company incorporated in Alberta, Canada. PEG owns Wise Well Intervention Services, Inc., which markets patented multifunction coiled tubing services, pressure pumping services, and wireline services from locations in Texas, Louisiana, and Mississippi. Wise is a trademark of Production Enhancement Group, Inc.

Grupo Creatica, S.A. de C.V. is a private holding company established in Mexico, with operations in numerous industries, including contract drilling services for geothermal fields and exploration and production in oilfields outside of Mexico. The company wants to expand its operations by offering oilfield services in Mexico through joint ventures such as the one described above.

тысячи компаний. Приоритет отдавался мнению жителей тех стран, где расположена та или иная фирма. Так, для каждой корпорации был обязателен опрос не менее 100 респондентов, проживающих вблизи места расположения компании и хорошо знакомых с ее деятельностью. RepTrak™ Pulse – рейтинг репутации компаний, в основу которого положены выражения доверия, уважения, расположения и восхищения, полученные из первых уст.

## ФИРМА PEG УЧРЕЖДАЕТ СП ДЛЯ ВЫПУСКА КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК В МЕКСИКЕ

Компания Production Enhancement Group, Inc. заключила договор о создании совместного предприятия с фирмой Grupo Creatica, S.A. de C.V.

Контрольный пакет акций компании под названием «Wise Latina» (51%) принадлежит Grupo Creatica. Остальные 49% находятся в собственности PEG, которая будет представлять и реализовывать продукцию и услуги по подземному ремонту скважин под торговой маркой «Wise». В самые ближайшие сроки СП займется производством «Wise». Финансирование проекта будет осуществляться через «Grupo Creatica». Для каждого объекта будет создана своя модификация «Wise» с учетом местных особенностей. Но при этом везде будут использоваться новейшие запатентованные технологии «Wise», включая метод производства азота на месте проведения работ.

Филипп К. Кроуфорд, управляющий директор PEG, рассказывает: «Мы считаем, что наша технология подземного ремонта скважин может сыграть ключевую роль в Мексике, где основной упор делается на повышение производительности уже эксплуатирующихся скважин. Компания Grupo Creatica является для нас идеальным партнером. Она имеет отличную репутацию, хороший финансовый потенциал и большой опыт работы на мексиканских нефтегазовых месторождениях, поэтому мы рады сотрудничать с ней».

Production Enhancement Group – энергетическая компания, основанная в канадском штате Альберта, и в настоящее время базирующаяся в Хьюстоне. Одним из филиалов PEG является Wise Well Intervention Services, Inc. – поставщик запатентованных multifunctionальных технологий в области колтюбинга, насосно-трубопроводных систем и канатной техники. Организация имеет предприятия в Техасе, Луизиане и Миссисипи. Торговым знаком Production Enhancement Group, Inc. является «Wise».

Grupo Creatica, S.A. de C.V. – частная холдинговая компания, расположенная в Мексике. Сфера ее деятельности охватывает несколько отраслей, включая подрядное бурение в геотермальных месторождениях, а также исследование и разработку нефтяных месторождений за пределами Мексики. Компания расширяет бизнес за счет создания совместных предприятий, аналогичных тому, что было описано выше.

## ГРУППА NATIONAL OILWELL VARCO ЗАВЕРШИЛА ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ GAMMALOY

Группа компаний National Oilwell Varco, Inc. (NOV) объявила, что она приобрела активы и бизнес Gammaloy Holdings, L.P. и компанию Marlex Energy Services. Условия приобретения не раскрываются.



## NATIONAL OILWELL VARCO COMPLETES GAMMALOY ACQUISITION

National Oilwell Varco, Inc. announced that it has acquired the assets and business of Gammaloy Holdings, L.P. and Marlex Energy Services Company. Terms of the acquisition were not disclosed.

Gammaloy and Marlex rent and lease non-magnetic drill collars and other downhole tools used within the bottom-hole assembly, and provide manufacturing and support services for various downhole tools requiring high-precision machining. Gammaloy currently operates in the United States and Marlex currently operates in Canada. Gammaloy and Marlex employ a total of 237 employees.

Pete Miller, Chairman, President and CEO of National Oilwell Varco, remarked, "We are excited about combining the businesses of Gammaloy and Marlex with our own leading downhole tools business. This acquisition complements our existing offering of downhole tools, and positions us to provide a more complete solution to our directional drilling customers. We look forward to expanding the Gammaloy and Marlex product lines globally through our extensive international infrastructure."

National Oilwell Varco is a worldwide leader in the design, manufacture and sale of equipment and components used in oil and gas drilling and production operations, the provision of oilfield services, and supply chain integration services to the upstream oil and gas industry.

## ROSNEFT IS SHARING EXPERIENCE AND TECHNOLOGY WITH LEADING SERVICE COMPANIES

Russia's OAO Rosneft plans to increase its refining capacities eightfold during 2006-15 to bolster its downstream development, said Chairman and Chief Executive Sergei Bogdanchikov at the Energy Exchange's CIS Oil & Gas Summit in Paris May 30-June 1.

Bogdanchikov said Rosneft would increase its refining capacity in both Russia and abroad through either acquisitions or partnerships, with preference given to acquisitions abroad, particularly in the Far East.

Rosneft, which is 75% state-owned, is emerging as "a super-NOC" from its current national oil company status, Bogdanchikov said. It already has access to "policy-makers," mergers and acquisitions, and resources. It also cooperates with the government and is insulated from political risk.

As a supermajor it can now boast "capital discipline, cost efficiency, shareholder value creation, enhanced corporate governance, and transparency," he said. He detailed the group's shareholder base as the Russian State, institutional investors from over 40 countries, about 150,000 ordinary Russian citizens, NOCs, and other supermajors.

Pointing out that Rosneft was sharing experience and technology with leading service companies and is engaged in cooperation with leading oil and gas companies through which it is "implementing the best technology," as well as sharing experience, risks, and investments, Bogdanchikov said the group could finance its projects, including Sakhalin 5, alone but would invite partners for offshore projects "to deal with their complexity."

He also said summit sponsor Total SA might "soon" share involvement in Rosneft projects.

Gammaloy и Marlex арендуют и сдают в аренду немагнитные утяжелённые бурильные трубы и другой внутрискважинный инструмент, используемый в забойной компоновке бурильной колонны, и поставляют производственные и сопутствующие услуги для различного внутрискважинного инструмента, требующего высокоточной механообработки. Gammaloy на данный момент работает в США, а Marlex – в Канаде. Количество сотрудников Gammaloy и Marlex составляет 237 человек.

Пит Миллер, председатель, президент и главный управляющий National Oilwell Varco, отметил: «Мы с воодушевлением присоединение Gammaloy и Marlex к нашему собственному бизнесу внутрискважинного инструмента, который на данный момент является лидером на мировом рынке. Это приобретение дополнит наши теперешние предложения по внутрискважинному инструменту и позволит нам обеспечить более завершённые решения для наших клиентов, напрямую занимающихся бурением. Мы собираемся расширить предложение серии продуктов Gammaloy и Marlex за счёт нашей разветвлённой инфраструктуры по всему миру».

National Oilwell Varco является мировым лидером в конструировании, изготовлении и продажах оборудования и узлов, использующихся в нефтегазовом бурении и добыче, обеспечение сервисного обслуживания нефтяных месторождений и обеспечении замкнутой цепочки услуг для разведки, освоения и эксплуатации в нефтегазовой индустрии.

## «РОСНЕФТЬ» ОБМЕНИВАЕТСЯ ОПЫТОМ И ТЕХНОЛОГИЯМИ С КРУПНЕЙШИМИ СЕРВИСНЫМИ КОМПАНИЯМИ

Российское ОАО «Роснефть» намерено в период с 2006 по 2015 годы увеличить свои перерабатывающие мощности в восемь раз с целью придать новый импульс активности компании, которая в последнее время пошла на спад. Об этом заявил на проходившем в Париже с 30 мая по 1 июня «Саммите СНГ по нефти и газу» президент и исполнительный директор «Роснефти» Сергей Богданчиков.

Богданчиков разъяснил, что «Роснефть» планирует наращивать нефтеперерабатывающие мощности за счет приобретения новых компаний и создания совместных предприятий как в России, так и за рубежом. При этом предпочтение будет отдаваться приобретению зарубежных компаний, прежде всего, на Дальнем Востоке.

«Компания «Роснефть», 75% акций которой принадлежит государству, постепенно превращается из национальной нефтяной компании в одного из крупнейших мировых концернов», – считает Богданчиков. У нее есть для этого все необходимое: ресурсы, связи с правительственными кругами, возможность вступать в синдикаты и самой приобретать компании. Сотрудничество с правительством дает ей безопасность в политическом плане.

Став супер-гигантом, она теперь может похвастаться «финансовой дисциплиной, рентабельностью, высокой котировкой акций на бирже, сильным корпоративным управлением и прозрачностью», – сказал Богданчиков. Среди главных акционеров Роснефти глава компании назвал российское государство, международных инвесторов из более чем 40 стран, около 150 000 рядовых российских граждан, а также другие компании.

«Роснефть» обменивается опытом и технологиями с крупнейшими сервисными компаниями и сотрудничает с мировыми лидерами нефтегазовой отрасли, благодаря чему имеет возможность «внедрять наилучшие технологии», изучать мировой опыт, обмениваться инвестициями, разделяя со своими партнерами риск и ответственность. В этой связи Богданчиков заявил, что хотя «Роснефть» может финансировать свои проекты, такие как «Сахалин-5», самостоятельно, она предпочитает привлекать партнеров в проекты разработки месторождений шельфа из-за их «большой сложности». По его словам, спонсор саммита компания Total SA может «вскоре» присоединиться к участию в проектах «Роснефти».

## SENSORTRAN AND ODI TO OFFER FIBER OPTIC SENSOR SOLUTIONS FOR OFFSHORE

SensorTran and ODI (Ocean Design, Inc.), announced at OTC 2007, a cooperative agreement to create subsea fiber optic sensor deployment schemes, provide system performance data and simplify project design and installation for offshore oil and gas projects.

With this agreement, the companies will be working together to install optical sensing fiber through a variety of subsea connectors for the first time, providing offshore engineers unprecedented monitoring capabilities that were not feasible until now.

ODI's high-reliability, wet-mateable connectors, cable assemblies and junction boxes are used worldwide for offshore oil and gas, defense, oceanographic and research applications. SensorTran will be working with ODI to install optical sensing fiber inside umbilical power cables, on risers, pipelines, jumpers and through wellheads.

Combining SensorTran DTS with ODI interconnect technology will provide offshore engineers with critical temperature data that will enable them to operate assets more efficiently.

"Fiber optics can be an extremely valuable monitoring tool for oil and gas wells, and our agreement with SensorTran will extend this technology to offshore facilities for the first time," said Mike Read, CEO of ODI. "Offering SensorTran's market-leading temperature sensing solutions alongside ODI subsea interconnect systems gives us an advantage in this competitive industry."

SensorTran is a global supplier of fiber optic-based distributed monitoring solutions. Customers benefiting from SensorTran's DTS technology include the world's largest energy providers. DTS systems have applications in downhole oil and gas, transmission and distribution power cable monitoring, pipeline flow assurance and leak monitoring, process vessel hot spot detection, storage tank leak detection and environmental monitoring.

ODI is a leader in subsea electrical and fiber optic interconnect systems for offshore oil and gas, defense, oceanographic and telecommunication applications. As a technology focused provider of innovative engineered solutions, ODI employs skilled staff, utilizes state-of-the-art equipment and processes to design and manufacture a broad range of products for harsh environment system interconnectivity.

## NEW DATA ON EXPLORATION OF TUNGOLSKOYE AND LINEYNOYE OIL FIELDS

Petronet Resources PLC launched a drilling program in Western Siberia to confirm Soviet-era reservoir data in



## SENSORTRAN И ODI ПРЕДЛАГАЮТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ С НАДВОДНЫХ ПЛАТФОРМ

На Международной конференции по технологиям прибрежной зоны «ОТС 207» компании SensorTran и ODI (Ocean Design, Inc.) объявили о совместном проекте по созданию системы подводных волоконно-оптических датчиков, которые будут собирать и обрабатывать информацию, связанную с технологическим проектированием и установкой нефтяных и газовых вышек в прибрежной зоне.

Согласно достигнутому соглашению, компании будут совместно прокладывать первый подводный волоконно-оптический кабель, соединенный с системой подводных трубопроводов. Благодаря новой технологии, в руках работающих на шельфе инженеров окажутся доселе невиданные возможности по наблюдению за всеми подводными работами. Герметичные подводные соединители, кабели и муфты фирмы ODI славятся своей высокой надежностью и используются по всему миру для строительства нефтегазовых сооружений в прибрежной зоне, океанографических исследований, а также в военных целях. SensorTran будет работать в сотрудничестве с ODI для установки волоконно-оптических датчиков на гибких силовых кабелях, разделительных колоннах, трубопроводах, бурах и устьевом оборудовании.

Система измерения температуры труб, изобретенная SensorTran, в сочетании с коммутационной технологией ODI, позволит строителям подводных сооружений контролировать температуру и рационально использовать оборудование и материальные ресурсы.

«Оптическое волокно может стать незаменимым инструментом для наблюдения за состоянием нефтяных и газовых скважин. Наше соглашение с SensorTran позволит впервые использовать подобную технологию для подводных нефтегазовых сооружений», – заявил Майк Рид, управляющий директор ODI. – «Передовые технологии измерения температуры, предлагаемые SensorTran, и подводные трубопроводные системы марки ODI дают нам большое преимущество в этой отрасли, где конкуренция очень высока».

Компания SensorTran – всемирно известный поставщик оптических волокон для наблюдательных систем. Среди клиентов, пользующихся его системой измерения температуры труб, – крупнейшие предприятия энергетической отрасли. Эта система также находит применение в нефте- и газодобывающей промышленности, системах контроля над состоянием соединительных кабелей, для обеспечения непрерывной подачи нефти и газа, обнаружения утечек и экологического контроля.

Фирма ODI – лидер в области подводных электрических и оптоволоконных соединительных систем, используемых для добычи нефти и газа в шельфовой зоне, океанографических исследований и телекоммуникационных технологий. ODI делает ставку на современные технологии и оборудование, инновационные решения и высокий профессионализм сотрудников, что позволяет ей разрабатывать и производить широкий набор инструментов для работы в неблагоприятных природных условиях.

## НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ «ТУНГОЛСКОЕ» И «ЛИНЕЙНОЕ»

Компания Petronet Resources PLC начала освоение месторождений «Тунголское» и «Линейное» в Западной Сибири, где по данным еще советских исследований, содержится нефть. В случае подтверждения этих данных, компания намерена приступить к разработке месторождения в 2009 году.

Petronet также заключила контракт с фирмой ETC Service LLC на геодезическую разведку местности и проектирование 60-километрового трубопровода, который свяжет месторождения с насосной станцией «Раскино», принадлежащей компании «Транснефть».

Tungolskoye and Lineynoye oil fields, from which it hopes to start production in 2009.

Petronaft also let a contract to ETC Service LLC to design, survey, and approve a 60-km export pipeline from the fields to Transneft's Raskino pump station.

The company, hoping to complete a final development feasibility study by the end of 2007, spudded the Tungolskoye-4 well on 4,991 sq km License 61 east of Nizhnevartovsk in Russia's Tomsk Oblast. Target is an Upper Jurassic sandstone below 2,490 m. Time to drill, log, and test is 70 days.

Petronaft is to spud a well on its West Lineynoye high-impact prospect in June. That well, Lineynoye-7, will target Upper Jurassic sandstone reservoirs at 2,375 m. West Lineynoye could contain 67 million bbl of oil.

Full test results are expected in 2 weeks at Lineynoye-6, where oil was previously confirmed in Upper Jurassic J1 sandstone in two stratigraphic units.

## WELLDYNAMICS, EXPRO TO INTEGRATE WELL COMPLETION & WIRELESS TELEMETRY TECH

WellDynamics and Expro International Group have entered an agreement to integrate WellDynamics' SmartWell® intelligent completion technology with Expro's CaTS™ cableless transmission electromagnetic telemetry system. The integration of the two technologies offers customers improved in-well monitoring and control throughout the lifecycle of the well, and helps them to make more accurate decisions based on real-time downhole data.

“Our collaboration with WellDynamics promises to provide reservoir engineers with new levels of monitoring and control options for complex well architectures,” said Francis Neill, wireline intervention director, Expro. “With the ability to capture real-time, accurate pressure and temperature measurements from the sandface in multi-stage completions, screens and laterals – without the need for cables – customers will achieve even greater value from their existing SmartWell completions.”

WellDynamics' intelligent completion technology includes solutions for real-time monitoring, zonal isolation, and subsurface flow control across extended reach and multilateral wells. Most of these solutions are run as part of the production tubing and normally require a continuous power and telemetry path, in the form of a cable, from the device to the surface. Expro's CaTS system allows real-time information to be recovered from remote sensors using the steel well infrastructure, without the use of dedicated cabling or instrument lines in the well.

“Integrating SmartWell technology with CaTS allows WellDynamics to extend the capabilities of our in-well monitoring and control solutions, giving our customers new potential for better reservoir management,” said Derek



Компания планирует подготовить научно-техническое обоснование проекта к 2007 году. Тем временем она уже приступила к бурению скважины в «Тунголское-4», в месторождении, занимающем площадь 4,991 кв. км к югу от Нижневаторска, Томская область. Целью бурения является проникновение в верхнеюрский песчаниковый слой, расположенный на глубине более 2,490 м. Срок, отпущенный на бурение и проведение исследований, составляет 70 дней.

Разработка месторождения «Западное Линейное», где бурильщикам придется преодолевать пласты твердых пород, начнется в июне. В этом месторождении, где компания будет эксплуатировать скважину «Линейное-7», верхнеюрский песчаниковый слой расположен на глубине 2,375 метров. В месторождении может находиться до 67 миллионов баррелей нефти. Через две недели будут получены окончательные результаты исследований, проводившихся на скважине «Линейное-6», где ранее в двух стратиграфических зонах, расположенных в верхнеюрском песчаниковом слое, была обнаружена нефть.

## WELLDYNAMICS И EXPRO ПРИМЕНЯТ В ОСВОЕНИИ СКВАЖИН ТЕХНОЛОГИЮ БЕСПРОВОЛОЧНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ

Компании WellDynamics and Expro International Group заключили соглашение об объединении интеллектуальной системы освоения скважин SmartWell® и беспроводной электромагнитной телеметрической системы CaTS™, разработанной фирмой Expro. Соединение двух технологий позволит клиентам осуществлять контрольное наблюдение внутри скважины на всех стадиях ее эксплуатации, принимать верные решения, основанные на оперативных данных о состоянии скважины.

«Наше сотрудничество с WellDynamics откроет перед инженерами-разработчиками новые возможности по контролю над операциями в сложной архитектуре скважин», – считает Франсис Нейль, начальник отдела кабельных систем фирмы Expro. – «Они смогут получать оперативные и точные данные о давлении и температуре во вскрытой поверхности забоя, многоступенчатых скважинах, перфорированных трубах, причем без кабеля. Это придаст системе SmartWell еще большую значимость в глазах клиентов». Интеллектуальная система освоения скважин фирмы WellDynamics предоставляет широкие возможности для оперативного наблюдения за состоянием скважин, процессами, происходящими в пластах и подземных водах, в протяженных скважинах с многочисленными ответвлениями. Система устанавливается на подъемной колонне НКТ и требует непрерывной подачи электроэнергии и постоянной телеметрической связи. Система CaTS компании Expro обеспечивает подачу информации в режиме реального времени с помощью чувствительных датчиков. Она устанавливается на стальной обшивке скважины без использования дополнительных кабелей или тросов для спуска инструментов.

«Объединение технологий позволит расширить возможности для наблюдения и контроля внутри скважин и позволит нашим клиентам усовершенствовать процесс разработки скважин», – считает Дерек Мэтчисен, вице-президент компании WellDynamics по вопросам бизнеса и технологическому развитию. – «Следующим шагом станет внедрение цифровых технологий наблюдения и контроля, которые дадут клиентам доступ к тем участкам скважины, где невозможно проложить кабель или установить соединительную систему».

## PEG ОБЪЕДИНЯЕТСЯ С ПАРТНЕРАМИ ИЗ САУДОВСКОЙ АРАВИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ

Компания Production Enhancement Group, Inc. заключила контракт на создание совместного предприятия с Al Qahtani Maritime & Oil Field Services Co. Новое предприятие под названием «Abdul Hadi Al Qahtani WISE Co., Ltd» будет эксклюзивным поставщиком

Mathieson, WellDynamics' vice president of business development and technology. "It will also advance the realization of the Digital Asset by giving customers the ability to monitor and control – in real time – wellbore architectures which cables and connector systems cannot reach. We are pleased to collaborate with Expro on this important initiative."

## PEG, SAUDI PARTNER TO INTRODUCE COILED TUBING TECH TO MIDEAST

Production Enhancement Group, Inc. has signed a contract establishing a joint venture with Al Qahtani Maritime & Oil Field Services Co. The joint venture company, named Abdul Hadi Al Qahtani WISE Co., Ltd., will market PEG's patented WISE multifunction coil tubing technology on an exclusive basis in the Middle East, beginning in Saudi Arabia with future expansion opportunities throughout the region. All sales, operations, and support will be conducted under PEG's trademarked WISE brand name.

The joint venture, 60% owned by Al Qahtani Maritime and 40% owned by PEG, will immediately begin constructing three WISE multifunction well intervention units, which will be deployed offshore. PEG will build the units in the U.S. and will custom-configure them using the latest WISE technology, including site-generated nitrogen capability.

Philip Crawford, PEG's Chief Executive Officer, said: "Less than one year after our initial public offering, we have become an international company through our joint venture with Al Qahtani, a well established and highly respected Saudi Arabian services company. We believe our WISE multifunction coiled tubing technology offers significant benefits for both offshore and land operations in this region."

Sheik Khaled Al Qahtani, Vice Chairman of Al Qahtani Sons Group, stated: "We are pleased to join with Production Enhancement Group to introduce WISE multifunction coiled tubing technology to oil and gas producers in the region. The compact, lightweight WISE units will make it feasible to service thousands of offshore wells using small or medium-size lift boats."

Patented WISE multifunction technology uses a single engine and proprietary power management to operate several integrated well intervention functions, including coiled tubing, nitrogen, and fluid pumping, significantly reducing the amount of equipment, the crew size, and job duration compared with conventional coiled tubing systems. A WISE well offshore intervention unit typically occupies 60% less deck area, weighs 60% less, and requires only half the personnel needed for competitive coiled tubing systems.



колтюбинговых технологий «WISE» фирмы PEG на ближневосточном рынке. Деятельность компании начнется в Саудовской Аравии и со временем охватит весь регион. Вся продажа и другие операции будут проводиться под логотипом «WISE».

60% акций компании принадлежит Al Qahtani Maritime, и 40% – PEG. В ближайшее время СП начнет строительство многофункциональных установок по ремонту скважин в шельфовой зоне. PEG также займется строительством установок в США с учетом потребностей клиентов. Будут использоваться новейшие запатентованные технологии «WISE», включая метод локального производства азота.

Вот что рассказал исполнительный директор PEG Филипп Кроуфорд: «Не прошло и года с тех пор, как наша фирма выпустила акции, а мы уже стали всемирно известны благодаря сотрудничеству с Al Qahtani, надежной саудовской компанией, имеющей безупречную репутацию. Я уверен, что многофункциональная колтюбинговая технология «WISE» будет эффективна при морской и наземной добыче нефти в регионе».

Шейх Халед Аль Кахтани, вице-президент Qahtani Sons Group, отметил: «Мы рады, что совместно с Production Enhancement Group можем представить новую колтюбинговую технологию «WISE» на местном рынке. Компактные и легкие установки «WISE» свободно размещаются на подъемных судах средних и малых габаритов, благодаря чему могут быть доставлены на тысячи скважин в прибрежной зоне».

Технология «WISE» основана на использовании одного двигателя и эксклюзивного способа управления электропитанием. Она позволяет проводить самые разнообразные операции внутри скважины, включая колтюбинг, закачку азота и жидкостей, что позволяет уменьшить количество используемого оборудования, персонал и сократить время проведения работ. Вес и площадь установки «WISE» составляют 60% параметров обычных колтюбинговых установок, при этом число обслуживающего персонала может быть сокращено вдвое.

Al Qahtani Maritime & Oil Field Services Co. является дочерней компанией корпорации Abdulhadi A Al Qahtani Sons Group, расположенной в г. Даммам, Саудовская Аравия. Она предоставляет широкий набор услуг, включая разработку современных технологий и оборудования для нефтяной промышленности, наземного и морского бурения, а также строительство объектов нефтегазового сектора.

## КОМПАНИЯ HALLIBURTON НАМЕРЕНА ПРИОБРЕСТИ PSL

Компания Halliburton подписала окончательное соглашение с вкладчиками PSL Energy Services Limited (PSLES) о приобретении всего акционерного капитала компании. Чтобы соглашение вступило в силу, осталось только уладить некоторые юридические формальности.

С момента своего основания в 2003 г., компания PSLES успела стать лидером Восточного полушария в области инженерно-технических работ, обслуживания трубопроводов и ремонта скважин. В ее специализацию входит соединение секций вышек при помощи фланцевых и болтовых креплений, испытания на герметичность, пуско-наладочные работы, гидроопрессовка, ремонт скважин под давлением, колтюбинг, канатные и насосные работы. Штаб-квартира компании, где работает около 1000 сотрудников, расположена в Великобритании, но, кроме того, имеются подразделения в Норвегии, Азербайджане, Алжире, на Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

«Данное приобретение логически вписывается в нашу политику географической экспансии в Восточном полушарии и расширения патентных прав на сервисные технологии», – отметил Дэвид Кинг, первый заместитель руководителя отдела оптимизации добычи компании Halliburton.

«Слияние двух компаний служит интересам наших клиентов, которые смогут увеличить объемы добычи. Мы совершенствуем технологии ремонта скважин, такие как PinPoint Stimulation, PropStopSM и подземный ремонт без закрытия скважины. Приобретение PSLES

Al Qahtani Maritime & Oil Field Services Co. is a subsidiary of the Abdulhadi A Al Qahtani Sons Group, Dammam, Kingdom of Saudi Arabia. The company covers a full scope of services including state-of-the-art technology for the oil industry, onshore or offshore drilling, and equipment or turnkey projects in the oil and gas sectors.

## HALLIBURTON TO ACQUIRE PSL

Halliburton has entered into a definitive agreement with the shareholders of PSL Energy Services Limited (PSLES) to purchase the entire share capital of the company. This agreement is subject to receipt of necessary regulatory approvals.

Founded in 2003, PSLES is a leading Eastern Hemisphere provider of process, pipeline and well intervention services, including flange management and bolting, leak testing, pre-commissioning services, hydrotesting, hydraulic workover, coiled tubing, slickline and wireline, and pumping services. The company, headquartered in the United Kingdom, has approximately 1,000 employees and operational bases in the U.K., Norway, Middle East, Azerbaijan, Algeria and Asia-Pacific locations.

“Geographic growth in the Eastern Hemisphere and expanded proprietary service technologies are compelling reasons for this acquisition, said David King, senior vice president of Halliburton’s Production Optimization division. “Bringing the two companies together will greatly improve our ability to help our customers meet their goals for production enhancement.”

“In the Well Intervention business we are enhancing our ability to reliably deploy complex well intervention solutions, such as PinPoint Stimulation, PropStopSM and live well intervention services. This acquisition accelerates deployment of these services internationally, especially in the Eastern Hemisphere,” explained Mark Phillips, vice president of the Production Enhancement product service line within the Production Optimization division.

Doug Duguid, PSLES Managing Director, said “PSLES brings a number of proprietary technologies relating to subsea pipeline and excavation operations. Additionally, PSLES has capabilities that will broaden Halliburton’s ability to deploy its chemical and tool technologies. This combination of businesses will provide greater opportunities for our employees and enhance value to our customers.”

## ALUMINUM COULD EXTEND DRILLING REACH

A Russian consortium wants to promote lightweight aluminium drill pipes to facilitate extended reach drilling in remote regions.

Moscow-based Aquatic Co. and the Kamensk-Uralsky Metallurgical Works have supplied aluminum drilling risers



ускорит распространение наших технологий в мире, в особенности, в Восточном полушарии», – объяснил Марк Филлипс, заместитель руководителя отдела оптимизации добычи по вопросам качества компании Halliburton.

Дуг Дугуид, технический директор PSLES, утверждает: «PSLES предлагает множество запатентованных технологий, связанных со строительством морских и подземных трубопроводов. Кроме того, сотрудничество с нашей компанией расширит возможности Halliburton по применению технологий в области химии и изготовления инструмента. Слияние компаний откроет новые возможности для наших сотрудников, а также укрепит нашу репутацию среди клиентов».

## ГЛУБИНУ СКВАЖИНЫ МОЖНО УВЕЛИЧИТЬ С ПОМОЩЬЮ АЛЮМИНИЯ

Российские нефтяники намерены использовать бурильные трубы из легкого алюминия для бурения скважин с расширенным радиусом обхвата в труднодоступных районах планеты.

Московская компания «Акватик» и Каменск-Уральский металлургический завод уже поставили несколько партий алюминиевых буровых колонн фирме Noble Drilling. Кроме того, совместно с компанией Weatherford московские производители попытались приспособить алюминиевые трубы для бурения в сверхдлинных проходах в скважинах, имеющих несколько боковых стволов. Как правило, обычные буровые колонны из трубчатой стали не выдерживают работы в подобных условиях. Недавно состоялась презентация разработки в рамках Международной конференции по технологиям прибрежной зоны. Первыми кандидатами на ее использование будут Аляска, Сахалин и другие регионы, где шельфовая зона большую часть года покрыта льдом, и разработка месторождений ведется с берега. Но интерес к разработке проявили и компании, работающие в более мягких условиях, например Saudi Aramco и Petrobras.

## BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS ПОДПИСАЛА ЭКСКЛЮЗИВНОЕ СОГЛАШЕНИЕ С ООО JLC TECHNOLOGIES НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ЖИДКОСТИ

Baker Hughes Drilling Fluids подписала эксклюзивное лицензионное соглашение с ООО JLC Technologies, базирующемся

for some time to Noble Drilling. Aquatic also has worked with Weatherford to harness aluminum drillpipes for use in ultra-long sections in extended reach wells, beyond the current stress limits of conventional steel tubulars.

According to a presentation at OTC last week, prime candidates could be regions such as Alaska and Sakhalin Island, which for much of the year are ice-bound, necessitating drilling of offshore development wells from the coast. However, operators in more clement regions have also expressed interest, notably Saudi Aramco and Petrobras.

## BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS SIGNS EXCLUSIVE AGREEMENT WITH JLC TECHNOLOGIES, LLC FOR FLUID TREATMENT TECHNOLOGY

Baker Hughes Drilling Fluids has signed an exclusive license agreement with JLC Technologies, LLC of Tyler, Texas for technology for produced water management and other fluid treatment applications for the oil and gas industry worldwide.

Under the agreement, Baker Hughes Drilling Fluids will market and manage services applying JLC Technology's unique filtration system, expanding the capabilities of its Fluids Environmental Services line. With this technology, the company will provide clients with a unique solution to effectively manage produced water and other fluids generated in the oil and gas industry.

JLC Technologies develops leading-edge fluid treatment technologies designed to provide efficient, environmentally safe, and beneficial solutions to a variety of industries. In development for 12 years, this filtration technology is currently commercially available in several industries.

Baker Hughes Drilling Fluids, a division of Baker Hughes, is a worldwide provider of fluids environmental services, water-base and emulsion-base drilling fluids systems, completion fluids, specialty products, and industrial drilling products. With global presence and advanced technologies, Baker Hughes Drilling Fluids will continue to deliver new fluids services and technologies that meet the industry's demanding challenges.

## HALLIBURTON ACQUIRES VECTOR MAGNETICS' ACTIVE RANGING TECHNOLOGY, EXPANDING ABILITY TO EXPLOIT HEAVY OIL RESERVES

Halliburton's Drilling and Formation Evaluation Division has acquired the intellectual property, assets and existing business associated with Vector Magnetics LLC's active ranging technology for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) applications.

"Halliburton's Sperry Drilling Services unit has been the leader in the drilling and placement of parallel wellbores in SAGD applications for many years," said Brady Murphy, vice president of Sperry Drilling Services, "and the addition of this premier ranging technology is in line with our strategy to expand our unconventional reserves capabilities. This acquisition will enable Halliburton to offer a full range of drilling services to enhance production from heavy oil reservoirs around the globe."

Founded and incorporated in New York in 1985, Vector Magnetics' patented techniques are recognized as the industry standard for precise wellbore placement. ■

в Тайлере, Техас, на использование технологии обработки технической воды и других приложений обработки жидкости в нефтегазовой индустрии по всему миру.

Согласно соглашения, Baker Hughes Drilling Fluids будет представлять на рынке и руководить сервисными услугами, использующими уникальную фильтрационную систему JLC Technology, расширяющую спектр услуг, предоставляемых компанией в области экологичного использования рабочих жидкостей. С учётом этой технологии, Baker Hughes Drilling Fluids сможет предложить клиентам уникальное решение для эффективного управления технической водой и другими жидкостями, произведенными в результате хозяйственной деятельности нефтегазовой индустрии.

JLC Technologies разрабатывает передовые технологии обработки жидкостей, предназначенные для эффективных, экологически безопасных и выгодных решений в ряде отраслей промышленности. Разрабатывавшаяся в течение 12 лет, эта фильтрационная технология сейчас уже используется в нескольких отраслях.

Baker Hughes Drilling Fluids, подразделение компании Baker Hughes, поставляет услуги по экологичному использованию рабочих жидкостей, бурильные жидкостные системы на основе воды и эмульсий, жидкости для заканчивания, специальные продукты и промышленные бурильные продукты по всему миру.

С учётом сети представительств по всему миру и новых передовых технологий, Baker Hughes Drilling Fluids продолжит поставлять новые услуги по работе с жидкостями и технологии, которые помогут решить растущие потребности отрасли.

## КОМПАНИЯ HALLIBURTON ПРИОБРЕЛА ТЕХНОЛОГИЮ АКТИВНОГО ИЗМЕРЕНИЯ КОМПАНИИ VECTOR MAGNETICS', КОТОРАЯ ПОЗВОЛИТ РАСШИРИТЬ ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ

Подразделение по изучению и оценке пластов и бурению компании Halliburton приобрело интеллектуальную собственность, активы и существующий бизнес, связанный с технологией активного измерения ООО Vector Magnetics LLC's для приложений гравитационного дренажа с использованием пара (ГДИП).

«Установка принадлежащей Halliburton компании Sperry Drilling Services является лидером в области бурения и прокладки параллельных забоев приложениях ГДИП в течение многих лет», – говорит Брэди Мерфи, вице-президент Sperry Drilling Services. – «И добавление этой прекрасной измерительной технологии совпадает с нашим стратегическим курсом на расширение наших возможностей по работе с нетрадиционными коллекторами. Это приобретение даёт Halliburton возможность предлагать полный спектр бурильных работ для повышения производительности коллекторов тяжёлой нефти по всему миру».

Патентованные технологии основанной в 1985 году в Нью-Йорке компании Vector Magnetics во всём мире являются признанными промышленными стандартами для точного расположения забоя. ■



ЮЖНО-РОССИЙСКИЙ ФОРУМ «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ЭКОНОМИКА»

**7-9  
Н О Я Б Р Я**

**РОСТОВ-НА-ДОНУ  
КВЦ «ВЕРТОЛЭКСПО»**

Организатор: ВЦ «ВертолЭкспо»

**ВЕРТОЛ  
EXPO**  
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР



При поддержке:

Министерства промышленности и энергетики РФ,  
Федерального агентства по энергетике,  
Министерства промышленности, энергетики  
и природных ресурсов Ростовской области,  
Ассоциации экономического взаимодействия субъектов  
РФ Южного федерального округа «Северный Кавказ»

**ВЫСТАВКА**



**2007**

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЮГА РОССИИ

**КОНФЕРЕНЦИЯ**

«Проблемы и основные факторы развития топливно-энергетического  
комплекса Юга России»

**РАЗДЕЛЫ:**

**• НЕФТЕГАЗ • НЕФТЕХИМИЯ**

- Геология, геофизика и эксплуатация нефтяных и газовых скважин.
- Техника, технологии и оборудование для добычи и переработки нефти и газа.
- Оборудование для хранения и транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов.
- Нефте- и газотрубопроводы и их обслуживание, защита от коррозии.
- Системы газоснабжения. Счетчики и распределители газа, контрольная аппаратура.
- Нефтепереработка, нефтехимия.
- АВТОЗАПРАВочный КОМПЛЕКС
- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- Производство и переработка электроэнергии - гидро-, термо-, когенерационные и другие электростанции, газовые и паровые турбины, оборудование для электростанций.
- Передача и распределение электроэнергии. Трансформаторы, кабели и провода, регулирующая измерительная аппаратура
- АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА
- Современные технологии и оборудование для атомных электростанций. Средства безопасности.

**• АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

- Ветроэлектростанции
- Солнечные коллекторы • Солнечные батареи
- Мини - и малые ГЭС
- Тепловые насосы • Биоэнергетические установки
- Комбинированные энергетические установки
- Водородная энергетика.
- ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
- Энерго- и ресурсосберегающие технологии и оборудование в сфере ТЭК.
- Оборудование и устройства, машины, станки и инструменты для ремонта энергооборудования
- ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ
- ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИБОРЫ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ, СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ В СФЕРЕ ТЭК
- ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ,
- СРЕДСТВА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА
- ТРАНСПОРТНАЯ ТЕХНИКА, УСЛУГИ
- СИСТЕМЫ СВЯЗИ ДЛЯ ТЭК
- БАНКИ. СТРАХОВЫЕ КОМПАНИИ

JUNE/ИЮНЬ	
17-19	Realizing Your Potential: Knowledge and Teamwork in the Petroleum Industry - SPE Young Professionals Workshop Самореализация: Знания и работа в команде в нефтегазовой индустрии – семинар для молодых специалистов SPE Kananaskis, Canada / Кананаскис, Канада
18-21	International Conference "Corrosion and Integrity Management" Международная конференция «Коррозия и обеспечение герметичности» Lisbon, Portugal / Лиссабон, Португалия
18-21	International Conference "Managing Oilfield Scale in the 21st Century" Международная конференция «Управление месторождением в 21 веке» Lisbon, Portugal / Лиссабон, Португалия
19-21	Horizontal Well Stimulation - Regional Technology Workshop Региональный технологический семинар «Стимулирование горизонтальных скважин» Midland, USA / Мидланд, США
19-22	Collaboration on Smart and Real Time Operations Conference Конференция «Сотрудничество при выполнении высокотехнологичных работ в режиме реального времени» Miri, Malaysia / Мири, Малайзия
24-26	AAPG/SPE Multidisciplinary Conference on Oil and Gas Reserves and Resources Многодисциплинарная конференция по нефтяным и газовым коллекторам и запасам AAPG/SPE Washington, USA / Вашингтон, США
25-27	Emerging Technology Workshop: Seismic-While-Drilling Семинар по новой технологии: Seismic-While-Drilling (сейсмология в процессе бурения) League City, USA / Лиг Сити, США
26-27	Drilling Safety Management 2007 Конференция «Обеспечение безопасности бурения 2007» Kuala Lumpur, Malaysia / Куала Лумпур, Малайзия
26-28	5th Russian Petroleum & Gas Congress - 2007 5-й Российский Нефтегазовый Конгресс - 2007 Moscow, Russia / Москва, Россия
26-29	Moscow Oil and Gas Exhibition 2007 9-я Московская международная нефтегазовая выставка Moscow, Russia / Москва, Россия
27-28	Industry Summit on Talent and Technology Промышленный саммит по образованию и технологии Ascot, UK / Аскот, Великобритания
27-30	International Oil Conference and Exhibition in Mexico Международная нефтяная конференция и выставка в Мексике Veracruz, Mexico / Веракруз, Мексика
28	Innovative technologies of energy supply of oil and gas facilities in Russia Инновационные технологии энергообеспечения объектов НГК России Moscow, Russia / Москва, Россия
JULY/ИЮЛЬ	
18-20	Probabilistic Subsurface Assessments Conference Конференция "Вероятностные оценки подземных объектов" Houston, USA / Хьюстон, США
18-20	Oil Sands and Heavy Oil Technologies Conference Конференция «Нефтеносные пески технологии добычи тяжёлой нефти» Calgary, Canada / Калгари, Канада
31-1 авг. Aug 1	1st Global Field Development Planning Conference 1-я Глобальная конференция по планированию разработки месторождений Kuala Lumpur, Malaysia / Куала Лумпур, Малайзия
31-2 авг. Aug 2	Life of Field Surveillance for Unconventional Gas Conference Конференция «Надёжность контроля над месторождением для природного газа нетипичного происхождения» Santa Fe, USA / Санта Фе, США
AUGUST/АВГУСТ	
6-8	Nigeria Annual International Conference and Exhibition Ежегодная Международная конференция и выставка в Нигерии Abuja, Nigeria / Абуджа, Нигерия

22-24	SPE/IBP Latin American Health, Safety & Environment Intersociety Workshop Латиноамериканский семинар по охране труда SPE/IBP Rio de Janeiro, Brazil / Рио-де-Жанейро, Бразилия
14-17	Challenges in Unconsolidated Reservoirs: Reservoir Performance Forum Форум по свойствам коллекторов «Проблемы несцементированных коллекторов» Kananaskis, Canada / Кананаскис, Канада
21-22	Drilling Waste Management China 2007 Утилизация отходов бурения, Китай 2007 Beijing, China / Пекин, Китай
26-31	OGU 2007 – 11-я международная выставка «Нефть и Газ Узбекистана» (OGU) 11th International Exhibition and Conference "Oil and Gas" Tashkent, Uzbekistan / Ташкент, Узбекистан
31	Pressing Questions of Industrial, Informational and Environmental Safety in Russian Petroleum Industry Актуальные проблемы промышленной, информационной и экологической безопасности в ТЭК РФ Moscow, Russia / Москва, Россия
SEPTEMBER/СЕНТЯБРЬ	
1-30	International Exhibition Turkmenistan Oil and Gas Международная выставка «Нефть и Газ Туркменистана» Ashgabat, Turkmenistan / Ашхабад, Туркменистан,
4-5	11th Annual Sakhalin Oil & Gas Conference 2007 11-я Ежегодная Сахалинская нефтегазовая конференция и выставка 2007 Yuzhno-Sakhalinsk, Russia / Южно-Сахалинск, Россия
4-7	Offshore Europe 2007 Европейская выставка технологий подводной добычи 2007 Aberdeen, UK / Абердин, Великобритания
5-6	Black Sea Oil and Gas Summit (BSOGS) Международная конференция «Нефть и Газ Черного моря» Istanbul, Turkey / Стамбул, Турция
9-12	EAGE/SPE Reservoir Characterization and Stimulation Symposium Симпозиум по исследованиям и стимуляции пласта EAGE/SPE Muscat, Oman / Мускат, Оман
10-12	Asia Pacific Health, Safety, Security & Environment Conference and Exhibition (APHSSEC) Азиатско-Тихоокеанская конференция и выставка по охране труда (APHSSEC) Bangkok, Thailand / Бангкок, Таиланд
11-12	1st Formation Damage Forum 2007 1-ый Форум по нарушению эксплуатационных качеств пласта 2007 Kuala Lumpur, Malaysia / Куала Лумпур, Малайзия
11-13	8th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf 8-я Международная конференция и выставка по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа СНГ St. Petersburg, Russia / Санкт-Петербург, Россия
17-18	RPTC - 6th Russia & CIS Petrochemicals & Gas Technology Conference 6-я Конференция по продуктам переработки нефти и газу России и стран СНГ Moscow, Russia / Москва, Россия
18-21	Specialized Exhibition "Sibnedropolzovanie-2007" Специализированная выставка "Сибнедропользование-2007" Irkutsk, Russia / Иркутск, Россия
19-20	8th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference 8-я Международная конференция по колтюбингу и внутрискважинным работам Tyumen, Russia / Тюмень, Россия
20-22	10th Jubilee Specialized Exhibition "Orenburg. Oil and Gas. Energo - 2007" 10-я Юбилейная специализированная выставка "Оренбург. Нефть и Газ. Энерго - 2007" Orenburg, Russia / Оренбург, Россия
20-23	8th International Scientific Conference "Monitoring of Risky Geological Processes and Environmental Safety" 8-я Международная научная конференция "Мониторинг опасных геологических процессов и экологического состояния среды" Kiev, Ukraine / Киев, Украина
23-28	SEG 2007 – 77th Annual International Conference and Exhibition SEG 2007 – 77-я Ежегодная международная конференция и выставка Общества геофизической разведки San-Antonio, USA / Сан-Антонио, США

3-я Научно-Техническая Конференция  
“Новая техника и технологии интенсификации  
добычи нефти и газа в Казахстане”



**Организатор:**



**Министерство Энергетики и  
Минеральных Ресурсов  
Республики Казахстан**

31 Мая - 1 Июня 2007

Intercontinental

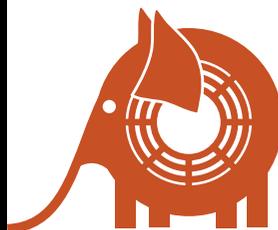
The Ankara in Kazakhstan

Администратор: CBE Kazakhstan

По вопросам участия обращайтесь:

E-mail: [enquiry@caspian-events.com](mailto:enquiry@caspian-events.com)  
[www.caspian-events.com](http://www.caspian-events.com)





101000, г. Москва, ул. Маросейка, д. 11/4, стр. 4, оф. 19, тел/факс: +7 495 540 68 56, 649 12 07  
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204 8599, тел./факс: +375 17 203 8554.  
E-mail: редактор – st@cttimes.org, маркетинг – ig@cttimes.org, реклама – ab@cttimes.org

“Время колтюбинга” –  
единственный специализированный международный журнал,  
посвященный технике технологиям колтюбинга в России, США, Европе и Центральной Азии.  
Издается ежеквартально: 4 выпуска в год.  
Стоимость одного номера – 600 руб.

## ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните купон и отправьте по факсу: +7495 540 68 56

Поставьте значки в ячейках номеров, на которые Вы хотите подписаться в 2007 г.

Да, я желаю оформить подписку на международный журнал “Время колтюбинга” на

№1 (19)

№2 (20)

№3 (21)

№4 (22)

Хочу подписаться как

Физическое лицо

Юридическое лицо

Факсу

Пришлите счет на подписку по

Электронной почте

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

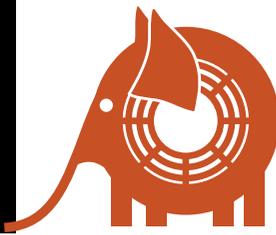
Вы можете оформить подписку на журнал «Время колтюбинга», а также ознакомиться с аннотациями статей на сайте [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)

### 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, b.4, Maroseyka str., suite 19, Moscow 101000 tel./fax: +7 495 540 68 56, 649 12 07  
 Representative Office in Minsk (Belarus): tel.: +375 17 204 8599, tel./fax: +375 17 203 8554  
 E-mail: editor – st@cttimes.org, marketing – ig@cttimes.org, advertising – ab@cttimes.org  
 E-mail: редактор – st@cttimes.org, маркетинг – ig@cttimes.org, реклама – ab@cttimes.org

**"Coiled Tubing Times"**  
 is the only specialized International Journal devoted to Coiled Tubing Equipment and Technologies  
 in Russia, USA, Europe and Central Asia.  
 Published quarterly: 4 issue per year.  
 Cost of one issue – USD 20,00

## SUBSCRIPTION COUPON

Fill in Coupon and send it by fax: +7495 540 68 56

Tick the boxes below to indicate the issues you want to in 2007

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

№1 (19)

№2 (20)

№3 (21)

№4 (22)

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](http://www.cttimes.org)

**Dear Rider,**

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 \_\_\_\_\_

