

**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. ВЬДРИК, 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. ЛАПОТЕНОВА, генеральный директор
СЗАО «NOV-Фидмаш»

И.Я. ПИРЧ, директор 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.

RON 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, Profes-
sor, 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. LAPOTENOVA,
General Director of CJSC NOV-Fidmash

I.Y. PIRCH, Director of Designing and Manufactur-
ing Enterprise "Novinka"

V.A. SHURINOV, Doctor, Director of Nonprofit
Partnership "Coiled Tubing Technologies Develop-
ment Center"

V.N. SYZRANTSEV, Doctor of Engineering, Profes-
sor Manager of the Chair of Machines &Equip-
ment 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 Con-
sumption 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

20-21 марта этого года на ведущей конференции индустрии колтюбинга и обслуживания скважин в Хьюстоне, США, будут обсуждаться последние инновационные разработки от компаний-поставщиков и производителей колтюбинговых установок, внутрискважинного инструмента, крупных обслуживающих компаний и мировых лидеров среди сервисных компаний, занимающихся колтюбинговыми работами и обслуживанием скважин. Конференция 2007 года станет второй по счёту после решения ICoTA и Общества инженеров нефтегазовой отрасли расширить спектр рассматриваемых вопросов с целью охватить все вопросы обслуживания скважин, вслед за которым и наш журнал с этого года будет посвящён всем проблемам нефтегазового сервиса.

Технические доклады конференции будут посвящены последним техническим инновациям в следующих областях:

- последние разработки в области колтюбингового бурения, в том числе с использованием новых управляемых поворотных сборок низа буровой колонны;
- материаловедение и требования к оборудованию для внутрискважинных работ, проводимых с использованием агрессивных сред, таких как H_2S и CO_2 ;
- последние технологические решения с использованием колтюбинга для стимулирования нефтеотдачи и гидроразрыва пласта;
- инновационные технологии и приложения с использованием внутрискважинного инструмента для обслуживания скважин, включая оптоволоконные телеметрические системы;
- бурение с увеличенным отклонением от оси скважины и новых горизонтальных скважин;
- революционные технологии производства гибкой трубы.

Многие из этих технологий могут быть эффективно использованы на российских нефтяных месторождениях для разработки и обслуживания как новых нефтеносных областей, так и истощающихся. Использование этих новых технологий существенно расширяет область применения колтюбинга для обслуживания скважин и открывает новые перспективы для производства. Конференция ICoTA/ SPE является платформой, на которой лидеры производства и применения колтюбинга и рынка обслуживания скважин могут подробно обсудить современные проблемы и перспективы развития отрасли.

В наших следующих публикациях мы надеемся осветить для наших читателей некоторые из представленных на конференции технологий, наиболее приемлемых для использования в России. С программой конференции можно ознакомиться по следующему Интернет-адресу http://www.spe.org/spe/jsp/meeting/0,2460,1104_1535_5348896,00.html

Рон Кларк



have broadened the scope of the conference to include all aspects of well intervention, following which our journal will also be dedicated to the oil and gas service at the whole starting from this year.

This year's technical papers will be providing insight to the latest technical innovations such as:

- The latest advances in coiled tubing drilling applications, including the integration of new rotary steerable BHA's;
- Material science and the demands for well intervention applications in aggressive environments such as H_2S and CO_2 ;
- The latest coiled tubing conveyed applications for matrix stimulation and hydraulic fracturing;
- Innovative technology and applications with down-hole tools for well intervention, including the use of Fiber Optic telemetry systems;
- Extended reach and new horizontal well solutions;
- Revolutionary coiled tubing manufacturing techniques.

The oilfields in Russia are prime candidates for the application of many of these technologies. New oilfields and maturing oilfields can both benefit. As the operating envelope for well intervention increases with these new technologies, new and previously unreachable production opportunities can be considered. The ICoTA/ SPE conference is an opportunity for leaders in coiled tubing and well intervention to discuss in detail the current and future demands for the service.

In future articles we look forward to highlighting some of the technologies most relevant to Russian operations to our readers. You can review the program for the ICoTA / SPE conference at http://www.spe.org/spe/jsp/meeting/0,2460,1104_1535_5348896,00.html

Ron Clarke

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк
(clarke.ronald@gmail.com)

РЕДАКТОР

Сергей Торпачев (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

Владимир Н. Ивановский,
профессор, д.т.н., академик РАЕН

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович
(irina.crkt@mail.ru)
Александра Борисова
(alexandra.crkt@mail.ru)

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ОБЛОЖКА

Людмила Гончарова

ПЕРЕВОД

Андрей Игнашев, Дмитрий Лосицкий,
Татьяна Прокопенко

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Некоммерческим партнерством
«Центр развития колтюбинговых технологий»
(НП «ЦРКТ») при содействии Министерства
промышленности и энергетики Российской
Федерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ

101000, г. Москва,
ул. Маросейка, д.11/4, стр. 4, оф. 19.
Тел./факс: (495) 540-68-56
Тел.: (495) 649-12-07
www.crkt.ru

E-mail: info@crkt.ru, cttimes@gin.by
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
NOV Fimash
ITE Uzbekistan
CBE Kazakhstan
NITPO, LLC.

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламо-
дателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

Заказ №

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (clarke.ronald@gmail.com)

EDITOR

Sergey Torpachev (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

Vladimir N. Ivanovsky,
Professor, Doctor of Engineering
Member of the Russian Academy
of Natural Sciences (RAEN)

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry Oganesyan

COVER

Ludmila Goncharova

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Irina Gruzdilovich (irina.crkt@mail.ru)

Alexandra Borisova (alexandra.crkt@mail.ru)

TRANSLATION

Andrey Ignashev,
Dmitry Lositski, Tatyana Prokopenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:

Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" (CTTDC) 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.crkt.ru

E-mail: info@crkt.ru; cttimes@gin.by

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

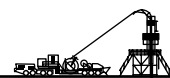
Registration number ПИ № 77-16977
The materials, the author of which is not specified, are the product of the collective work of the employees of the Editorial Staff.

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
NOV Фидмаш
ITE Uzbekistan
CBE Kazakhstan
ООО "НПФ "НИТРО"



СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

ТЕМА НОМЕРА/SUBJECT OF THE ISSUE

КАЧЕСТВО КАК СТРАТЕГИЯ УСПЕХА
QUALITY AS STRATEGY OF SUCCESS

4

ГОСТЬ НОМЕРА/GUEST OF THE ISSUE

ДО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ НАДО ДОРАСТИ
CT DRILLING NEEDS APPROPRIATE LEVEL

12

ПРАКТИКА/PRACTICE

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ,
ПОЛУЧИВШИЕ РАЗВИТИЕ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ОАО «ЛУКОЙЛ» FIBER OPTIC TECHNOLOGIES
NEW TECHNOLOGIES OF PRODUCTIVITY STIMULATION IMPLEMENTED
ON OILFIELDS OF “LUKOIL” COMPANY

18

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

КОМПАНИЯ «DEVIN» ВЫПУСКАЕТ ДВОЙНУЮ КОМПЕНСАЦИОННУЮ ОПОРУ
ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

27

DEVIN INTRODUCES DUAL COMPENSATING INTERVENTION TOWER

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВОГО ИНСТРУМЕНТА
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

28

IMPLEMENTATION OF COILED TUBING TOOLS
FOR SOLVING MAIL PROBLEMS OF WELL TREATMENT

30

СОЗДАНИЕ НОВОГО ПЕРСПЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАМКАХ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ДЕПАРТАМЕНТА ЭНЕРГЕТИКИ США

USA DEPARTMENT OF ENERGY’S MICROHOLE RESEARCH AND DESIGN PROGRAM YIELDING PROMISING NEW TOOLS

РЕГИОНЫ/REGIONS

КОЛТЮБИНГ НА ПРИКАРПАТЬЕ

34

COILED TUBING IN CARPATHIAN REGION

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ В ОАО «УКРНАФТА»

36

EXPERIENCE OF COILED TUBING UNIT APPLICATION IN “UKRNAFTA” COMPANY

ДОКЛАД КОМПАНИИ «REGAL» О СОСТОЯНИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УКРАИНЕ

38

REGAL REPORTS ON UKRAINE DEVELOPMENTS

ИННОВАЦИИ/INNOVATIONS

КОМПАНИЯ «АНТЕЧ» ВЫПУСКАЕТ БЕСПРОВОДНОЙ СЕЙСМОГРАФ

40

ANTECH INTRODUCES WIRELESS SHOT DETECTOR

НОВЫЕ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
SPOTLIGHT ON NEW TECHNOLOGY

42

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ НП «ЦРКТ»

48

COILED TUBING TECHNOLOGIES

REFERENCE AND INFORMATIONAL CATALOGUE OF NP CTTDC

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ
OIL & GAS NEWS

52

КАЧЕСТВО КАК СТРАТЕГИЯ УСПЕХА

Д.Н. Грибановский

Директор департамента качества, охраны труда и окружающей среды СЗАО «NOV-ФИДМАШ»

Понятие «качество» в международных стандартах ИСО серии 9000:2000 отражает степень, с которой совокупность характеристик товара отвечает требованиям или ожиданиям потребителей. Для нашего предприятия обеспечение высокого качества продукции является одним из основных направлений развития на современном этапе.

Понимая важность данного направления, «NOV-ФИДМАШ» в 2002 году приняло стратегическое решение по созданию, внедрению и сертификации системы менеджмента качества (СМК) на соответствие международному стандарту ИСО 9001:2000. Для реализации поставленной задачи были созданы отдел управления качеством и техническим контролем с независимым статусом и группа разработчиков документов СМК, а также проведено обучение руководящего персонала и работников предприятия.

Основой разработки системы менеджмента качества стал процессный подход. Нами были определены необходимые процессы жизненного цикла продукции. Ко всем процессам применена методология, известная как цикл Деминга «Plan-Do-Check-Act» (PDCA). Модель системы менеджмента качества «NOV-ФИДМАШ» является усовершенствованной моделью СМК, предлагаемой МС ИСО 9000, и состоит из 5 блоков, а именно:

- ответственность руководства;
- менеджмент ресурсов;
- процессы жизненного цикла продукции;
- анализ и улучшение;
- управление документацией и записями.

По успешным результатам сертификационного аудита 26 июня 2003 года система менеджмента качества нашего предприятия была признана соответствующей требованиям МС ИСО 9001:2000 уполномоченным международным органом по сертификации.

С июня 2003 года по июль 2006 года уполномоченным международным органом по сертификации было проведено 5 надзорных проверок системы менеджмента качества. В июне 2006 года был проведен сертификационный аудит системы менеджмента качества «NOV-ФИДМАШ» компанией SAI-Global. По результатам сертификационного аудита нами было получено три сертификата соответствия требованиям МС ИСО 9001:2000:

- SAI Global;
- IQnet;
- Ассоциации по сертификации «Русский Регистр».

На нашем предприятии организован полный производственный цикл изготовления продукции от проведения маркетинговых исследований до ввода в эксплуатацию производимой продукции у потребителей и послепродажного гарантийного обслуживания и ремонта.

Нами определены основные процессы, взаимосвязано отраженные в Модели СМК «NOV-ФИДМАШ»:

- процесс определения и анализа требований потребителей;
- в рамках этого процесса проводится исследование рынка

QUALITY AS STRATEGY OF SUCCESS

D.N. Gribanovsky

Director of Department for Quality, Health, Safety and Environment of CJSC «NOV-FIDMASH»

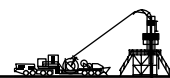


The term “Quality” in international standards of ISO 9000:2000 series reflects the level of correspondence between features of goods of services and customer’s expectations. For our company establishing of high quality of production is one of the main goal on the modern stage of development.

Recognizing the importance of this question, in 2002 NOV-FIDMASH made a strategic decision on creation, implementation and certification of System of quality management on correspondence with international standard ISO 9001:2000. For archiving this goal the Department for quality management and technical control with independent status and the group for development documents for System of quality management were created, the training of administration and employees has been hold.

The main basis for System of quality management development the process approach has been chosen. We determined necessary processes of products life cycle. To all processes we implement the methodology, known as Deming cycle “Plan-Do-Check-Act” (PDCA). Model of NOV-FIDMASH System of quality management is advanced model of SQM, suggested by International System ISO 9000 and consist of 5 following blocks:

- Administration responsibility;
- Resources management;
- Processes of products life cycle;
- Analysis and improvement;
- Management of documents and records.



новой и перспективной продукции, ситуационный анализ в отношении серийной продукции, определение и анализ требований потребителей при заключении договоров, определение удовлетворенности потребителей результатами деятельности предприятия. Выходные данные этого процесса являются входными данными для других процессов;

- процесс проектирования и разработки продукции; в рамках этого процесса осуществляется разработка конструкторской документации, отвечающей требованиям потребителей. Разработки осуществляются как по конкретному заказу, так и инициативно с учетом потребностей рынка с использованием самых эффективных методик, в том числе, функционально-стоимостного анализа. Выходные данные этого процесса являются входными данными для процессов закупки и производства;
- процесс закупки; процесс закупки обеспечивает необходимые материалы и комплектующие изделия для процесса производства, а также обеспечивает изготовление необходимых материалов и узлов по кооперации;
- процесс производства; в процессе производства осуществляется сварка, сборка и покраска как отдельных узлов, так и изделия в целом, производится наладка и проверка функционирования изделия, полный комплекс испытаний, в том числе на имитаторе скважины. Выходными данными процесса является изготовленная продукция, соответствующая установленным требованиям;
- процесс пуско-наладочных работ; предприятие выпускает технически сложную, наукоемкую продукцию, поэтому большое значение имеет качество

According to the results of successful certification audit at June 26, 2003, the System of quality management of our company was recognized as meeting requirements of International Standard ISO 9001:2000 by authorized international organ.

In period from June 2003 to July 2006 the authorized international organ carried out 5 inspections of System of quality management at enterprise. In June 2006 the certification audit of CJSC "NOV-FIDMASH" System of quality management was carried out by SAI-Global Company. According to the results of certification audit we get three certificates of correspondence to the International Standard ISO 9001:2000 requirements by:

- SAI Global;
- IQnet;
- Certification Association "Russian Registry".

The complete cycle of production manufacturing from marketing researches to putting in operation at customer site and guarantee service and repair is organized at the enterprise.

We have defined the main processes, which are interdependently reflected in model of CJSC "NOV-FIDMASH" System of quality management:

- Process of recognizing and analysis of Customer's needs; The researches of the market of new and perspective production, situational analysis according to production, defying and analysis of customer's requirements for contracting, getting the information about customers satisfaction of enterprise work are carrying out in the frames of this process. Output data of this process are input data for other processes;
- Process of construction and production development; The designing of production meeting customers need are making in the frames of this process. Developments are doing for particular order as well as initiatively according



проведения пусконаладочных работ и обучение потребителей правильной эксплуатации и безопасному проведению работ на оборудовании. На предприятии разработан регламент проведения пусконаладочных работ, программы обучения. Выходными данными процесса является введенная в эксплуатацию продукция, соответствующая установленным требованиям;

- процесс гарантийного технического обслуживания и ремонта; процесс гарантийного технического обслуживания и ремонта осуществляется с целью обеспечения удовлетворенности потребителей и включает выполнение предприятием своих гарантийных и договорных обязательств перед потребителями;
- процесс планирования качества, анализа и постоянного улучшения; этот процесс не входит в число процессов жизненного цикла продукции, но обеспечивает анализ всей деятельности предприятия и принятие эффективных решений;
- процесс управления человеческими ресурсами; этот процесс не входит в число процессов жизненного цикла продукции, однако для нашего предприятия, где каждая единица выпускаемой продукции является по сути уникальной и требования к квалификации работников и их постоянному профессиональному росту являются очень высокими, этот процесс является жизненно необходимым.

На предприятии осуществляется технологическая подготовка производства, идентификация продукции, управление собственностью потребителей, сохранение соответствия продукции, управление устройствами для мониторинга и измерения и другие взаимосвязанные с процессами виды деятельности, необходимые для эффективного функционирования.

Планирование процессов жизненного цикла продукции осуществляется на основании целей предприятия в области качества и требований к продукции и включает разработку ежегодных и ежемесячных планов работ и план-графика изготовления изделия под каждый конкретный заказ.

На предприятии проводится оперативный и ежеквартальный мониторинг процессов, для чего по ключевым процессам и видам деятельности установлены критерии мониторинга и их оценочные показатели. Основными критериями являются удовлетворенность потребителей (по результатам опроса, отказам в процессе эксплуатации), качество и сроки проведения работ по закупке, проектированию и изготовлению, полнота обеспечения ресурсами, затраты на гарантийное обслуживание. Статистическая обработка результатов мониторинга позволяет своевременно выявлять «болевые» точки в процессах жизненного цикла предприятия и принимать соответствующие меры по корректировке процессов.

На 2007 год нами принята новая политика в области качества:

«Выпуск передового нефтепромыслового и бурового оборудования, соответствующего требованиям и ожиданиям потребителей, обязательным и законодательным требованиям и гарантирующего устойчивый рост прибыли предприятия. Нарастивание проектного и производственного потенциала предприятия, освоение передовых производственных технологий».

Мы также провели корректировку измеримых целей в области качества:

- повышение качества собственного производства;
- обеспечение поставки качественной продукции (узлов,

to the market needs with implementation of the most effective technologies, including functional-cost analysis. Output data of this process are input data for processes of purchasing and production;

- Process of purchasing;
Process of purchasing supplies necessary materials and component items for production process and also provide the production of necessary materials and units on cooperation;
- Process of production;
Welding, assembly and painting of separate items as well as the whole unit are doing in frames of this process as well as adjusting and checking of unit's work and complete cycle of testing, including testing on well imitation. Output data of this process is production that meets the requirements set;
- Process of adjustment;
Company manufactures complicated high technology production, that is why the quality of adjustment works and training of customer's personnel on correct and safety work on the equipment provided are questions of high importance. Company developed the order of adjustment work realization and training programs. Output data of this process is putting into production product, which meets established requirements;
- Process of guarantee service and repair;
Process of guarantee service and repair is aimed to provide customers satisfaction and include fulfillment of company's guarantee and contract obligations;
- Process of quality planning, analysis and constant improvement;
This process is not one from products life cycle, but it provides the analysis of the whole activity of enterprise and taking effective decisions;
- Process of personnel management;
This process is not one from products life cycle, but our company it is vitally important because of uniqueness of every item produced and high requirements for personnel qualification and constant professional growth.

Company organized technological preparation of production, products identification, managing of customers' property, maintenance of products correspondence, managing of monitoring and measurement tools and other kinds of activities, interdependent with processes and necessary for effective work.

Planning of products life cycle processes is based on the company's goals connected with quality and requirement to products and include development of annual and monthly plans of work and progress chart for every order.

Company carry out operative and quarterly monitoring of processes, that is why the criteria for monitoring and estimation indexes were established for main processes and kinds of work. The main criteria are customers' satisfaction (estimated by questionnaires and failures at the operation), quality and terms of purchasing, construction and manufacturing, completeness of resources supply, guarantee service costs. Statistical processing of the monitoring results allows to reveal the "painful" points in company's life cycle processes in time and to take corresponding measures on updating processes.

For 2007 we accepted the new quality policy:

"Manufacturing of progressive oilfield equipment that complies with requirements and expectations of the customers, obligatory and legislative requirements and guarantees sustainable profit growth to the enterprise. Increase of design and production potential of the enterprise and mastering foremost manufacturing technology".

We also have carried out updating the measurable pur-



деталей и комплектующих) от поставщиков;

- повышение удовлетворенности потребителей качеством поставляемых изделий и услуг;
- повышение удовлетворенности потребителей сроками поставки изделий;
- своевременное и непрерывное усовершенствование процессов и продукции;
- повышение профессионального уровня и мотивации работников;
- выполнение плановых заданий по срокам проектирования.

Но не только корректировкой документов СМК мы добиваемся улучшения качества. По улучшению качества выпускаемой продукции нами проводится и разноплановая организационно-техническая работа:

а) Совместно со специалистами НР была проанализирована конструкции инжекторов серии М10, М20. В результате была проведена конструктивная модернизация инжекторов, а также изменена технология проведения сборочных работ. Параллельно был изготовлен специализированный стенд для проведения испытаний инжекторов в процессе работы, позволяющий испытывать инжектора с максимальным тяговым усилием до 400 КН. Для комплексного внедрения всего процесса также был организован и оборудован участок для сборки инжекторов, выделена и закреплена отдельная бригада сборщиков. В результате мы смогли увеличить тяговое усилие инжектора М20 до 27 т. В настоящий момент времени первая партия модернизированных инжекторов успешно эксплуатируется в ряде компаний. Например, за 3 последних месяца с использованием инжектора

poses in the field of quality:

- Improvement of quality of own manufacture;
- Maintenance of delivery of qualitative production (units, details and accessories) from suppliers;
- Increase of satisfaction of consumers by quality of delivered products and services;
- Increase of satisfaction of consumers by terms of delivery of products;
- Duly and continuous improvement of processes and production;
- Increase of a professional level and motivation of workers;
- Fulfillment of planned targets on terms of designing.

But not only by updating of documents for System of quality management we achieve improvement of quality. On improvement of production quality we also carry out versatile organizational-technical work:

а) Together with HR experts the designs of injectors М10, М20 series has been analyzed. In result constructive modernization of injectors has been carried out, and also the technology of carrying out of assembly works was changed. The specialized stand for carrying out of tests of injectors has been in parallel made during the work, allowing to test the injector with the maximal traction effort up to 400 КН. For complex implementation of all process the site for assembly of injectors also has been organized and equipped, the separate brigade of collectors is allocated and fixed. In result we could increase traction effort of М20 injector up to 27 t. For now the first set of modernized injectors is successfully maintained in a number of the companies. For example, for last 3 months "Schlumberger" company has been carried out 17 RIH/POH operations with use of М20 injector, and the

М20 компанией «Schlumberger» было проведено 17 СПО, причём общий пробег составил более 90 км;

б) Проведен отбор персонала, проводящего приемку готовой продукции, а также проводящего входной контроль комплектующих, узлов и деталей от поставщиков. Для улучшения качества приемки проведена специализация инженеров по качеству как по направлениям приемки производимой предприятием продукции (колюбинговая техника, насосные и гидротационные установки), так и по предприятиям-поставщикам комплектующих изделий и узлов. Вновь принятый персонал прошёл дополнительную подготовку по:

- неразрушающему контролю;
- контролю сварочных соединений;
- устройству и эксплуатации шасси МЗКТ;
- техническому устройству выпускаемых изделий;

с) Нами внесены изменения в систему приемки выпускаемых изделий – пересмотрена технология тестирования, а также разработаны подробные контрольные листы на каждое изделие;

д) Ведётся комплексная работа с поставщиками, позволяющая не только отсеивать по результатам полугодовой оценки «аутсайдеров», но и, самое главное, – активно помогать развиваться «лидерам». В 2006 году мы внедрили 100 % входной контроль комплектующих. Наиболее широкое применение получили выездные контроли качества деталей у поставщиков. По всем поставщикам нами ведётся статистический учёт всех дефектов, который ежеквартально им предоставляется. Также мы начали внедрять систему ежеквартальных совещаний с основными поставщиками по обсуждению качества поставляемой ими продукции, такими как РУП МЗКТ, РУП СЗОС, ОАО «Строймаш». Комплекс вышеперечисленных мероприятий позволил снизить уровень брака до 4,3 % по итогам 2006 года;

е) Для оперативного и полного учёта замечаний потребителей мы начали внедрение системы проведения выездных совещаний по качеству с нашими основными потребителями. Так для примера в октябре 2006 года мы провели совместное совещание с представителями компании «Schlumberger» на базе в Пыть-Яхе. В ходе встречи были не только уточнены замечания к работе установок на сегодняшнем этапе, но и выработан целый ряд конструктивных улучшений, которые будут учтены в последующих моделях;

general run has made more than 90 km;

b) Selection of the personnel conducting acceptance of finished goods, and also conducting the entrance control of accessories, units and details from suppliers is carried out. For improvement of acceptance quality the specialization of engineers on quality as on directions of acceptance of production made by the enterprise (coiled tubing technics, pump and hydrotatory installations), and on enterprises-suppliers of completing products and units is carried out. Again accepted personnel has had additional training on:

- Non-destructive control;
- Control of the welding connections;
- System and operation of chassis MZKT;
- Technical features of products;

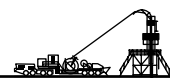
c) We bring changes in products' system of acceptance – the technology of testing is reconsidered, and also detailed control sheets on each product are developed;

d) Complex work with the suppliers is conducted, allowing not only to exclude the “outsiders” by results of a semi-annual estimation, but also, the most important, - to help actively to the “leaders” development. In 2006 we have introduced 100 % entrance control of accessories. The widest application the exit checks of qualities of details at suppliers' sites have received. On all suppliers we conduct the statistical account of all defects which quarterly is given to them. Also we have started to implement the system of quarterly meetings with the basic suppliers on discussion of quality of production delivered by them, such as RUE MZKT, RUE SZOS, Open Society “Stroy mash”. The complex of the above-named actions has allowed to lower a level of a spoilage to 4,3 % on results of 2006;

e) For the operative and full account of consumers' wishes we have begun the introduction of system of carrying out of exit meetings on quality with our basic consumers. So for an example in October, 2006 we have held joint meeting with representatives of company “Schlumberger” company on base in Piyt-Yah. During a meeting were not only remarks to work of installations at a today's stage are specified, but also a lot of constructive improvements which will be taken into account in the subsequent models is produced;

f) The “step by step” policy of production improvement, i.e. revealing of 100 % of defects - the analysis and planning of actions on elimination of each of them is carried out. Depending on a source of occurrence of defect we improve a





ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА QUALITY POLICY

«ОТ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ К КАЧЕСТВУ ЖИЗНИ»

Выпуск передового нефтепромыслового и бурового оборудования, соответствующего требованиям и ожиданиям потребителей, обязательным и законодательным требованиям и гарантирующего устойчивый рост прибыли предприятия. Нарращивание проектного и производственного потенциала предприятия, освоение передовых производственных технологий.

Наши намерения:

- Создание продукции максимально удовлетворяющей требованиям различных потребителей.
- Обеспечение своевременного улучшения СМК как системы управления предприятием с целью максимизации результата.
- Установление взаимоотношений с поставщиками для обеспечения своевременной поставки качественной продукции.
- Создание и поддержание внутренней среды в коллективе, обеспечивающей полное вовлечение работников в реализацию целей предприятия.

Руководство СЗАО «ФИДМАШ» берет на себя следующие обязательства:

- предоставлять ресурсы для реализации настоящей Политики;
- обеспечивать соответствие системы менеджмента качества требованиям ИСО 9001:2000;
- повышать результативность системы менеджмента качества.

«FROM THE QUALITY OF PRODUCTS TO THE QUALITY OF LIFE»

Manufacturing of progressive oilfield equipment that complies with requirements and expectations of the customers, obligatory and legislative requirements and guarantees sustainable profit growth to the enterprise. Increase of design and production potential of the enterprise and mastering foremost manufacturing technology.

Our intentions:

- Manufacturing of products satisfying different customers' requirements to the maximum.
- To provide timely improvement of Quality Management System as a system of management of the company in order to maximize the result.
- Establishment of mutually responsible relations with suppliers to provide timely delivery of high quality products.
- Creation and support of favorable environment inside the company providing full involvement of employees into achievement of the company's objectives.

CJSC "FIDMASH" management undertakes the following obligations:

- provide resources for realization of the present Policy;
- provide conformance of quality management system to ISO 9001:2000 requirements;
- improve effectiveness of quality management system.

Генеральный директор
Е. Б. Лапотентова

Январь 2007 Минск
January 2007 Minsk

Director General
Alena Lapatsentava

ф) Проводится политика по улучшению продукции «шаг за шагом», т.е. выявление 100% дефектов – анализ и планирование мероприятий по устранению каждого из них. В зависимости от источника появления дефекта мы улучшаем конструкцию изделий, изменяем технологические процессы внутри производства или предлагаем потребителю дополнительное обучение персонала. Например, нами был организован совместный курс обучения особенностям эксплуатации и технического обслуживания шасси непосредственно на производственной базе МЗКТ, в котором приняли участие представители компании «Schlumberger»;

г) Для сокращения времени устранения отказов нашей продукции был создан отдельный склад запасных частей, что позволило задекларировать устранение большинства дефектов в течение 10 рабочих дней. Такой срок удовлетворил по результатам опроса большинство наших потребителей.

В целом проведение вышеуказанного комплекса дополнительных мер позволило не только значительно улучшить качественный уровень выпускаемой продукции, но и заслужить доверие у эксплуатирующих организаций. Например, по результатам анкетирования удовлетворённости потребителей за 2006 год мы достигли уровня 70%, а на установке МК20Т-30 наш потребитель ООО «Колтюбинг-Сервис» выполнил на скважинах РУП «Белорусьнефть» в течение полутора недель 8 СПО без замечаний.

Однако, на наш взгляд, останавливаться на достигнутом рано. Нами намечен ряд стратегических направлений по повышению качества на 2007 год:

- повышение доли собственного производства в выпускаемой продукции - развитие и освоение на предприятии новых технологий, таких как производство сварных металлоконструкций, покрасочное производство;
- повышение качества проведения работ в сборочном цеху – обучение персонала, внедрение системы постоянного информирования о несоответствиях, выявленных по их вине, повышение ответственности, усиление контроля (пооперационная приёмка). Также для прослеживания динамики изменений мы ввели дополнительный статистический показатель процесса: количество несоответствий продукции на одно изделие, произошедших по вине производственного цеха;
- постоянное улучшение конструкции продукции – постоянный анализ всех отказов продукции по мере возникновения, а также собранных предложений от потребителей по улучшению потребительских свойств продукции, и разработка на их основе постоянно действующей программы по улучшению конструкции;
- повышение квалификации персонала, как в целом всего предприятия, так и в особенности участвующего в приёмке продукции – обучение по различным образовательным программам в РБ, а также проведение стажировок на предприятиях NOV;
- проведение совершенствования стыка (учёт требований) 2-х ключевых бизнес процессов – проектирование и производство. Нам необходимо модернизировать систему так, чтобы иметь возможность максимально удовлетворять все требования потребителя, адаптируя под него конструкцию без существенного изменения стоимости и сроков производства, и, самое главное, при стабильно высоком уровне качества. ■

design of products, we change technological processes inside manufacture or we offer the consumer additional training of the personnel. For example, we had been organized a joint curriculum to features of operation and maintenance service of the chassis directly on industrial base of MZKT in which representatives of company “Schlumberger” have taken part;

g) For reduction of time of failures fixture of our production the separate warehouse of spare parts that has allowed to declare the repair time for the majority of defects within 10 working days has been created. By results of interrogation such term has satisfied the majority of our consumers.

As a whole carrying out of the above-stated complex of additional measures has allowed not only to improve considerably a qualitative level of production, but also to deserve trust at the maintaining organizations. For example, by results of questioning for satisfaction of consumers for 2006 we have achieved a level of 70 %, and our consumer Open Company “Coiled Tubing Service” has executed by unit MK20T-30 8 RIH/POH operations on wells of RUE «Belarusneft» within one and a half weeks without remarks.

However, in our opinion, to stop on achieved early. We plan a number of strategic directions on improvement of quality for 2007:

- increase in the share of in-house manufacture of products, which includes the development and employment of new technologies at the enterprise such as the production of welding metalware, painting production;
- improvement of quality of work in the assembly department, which includes personnel training, introduction of a system of permanent informing of the personnel about inadequacies they made, boosting of responsibility, enhancement of control (step-by-step acceptance of products). Also to control the dynamics of changes we have entered additional statistics of process: quantity of discrepancies of production on one product occurred on fault of industrial shop;
- constant improvement of the products' construction, which includes the constant analysis of all failures of production in process of work, and also the collected offers from consumers on improvement of consumer properties of production, and development on their basis of the permanent program on improvement of a design;
- improvement of professional skills of the personnel of a whole Company, and in particular the personnel participating in acceptance of production - training on various educational program in Belarus, and also carrying out of training at NOV enterprises;
- improving the junction (accounting of requirements) of the two key business processes – design and production. The key requirement for the production is the ability of a fast response to changes in the unit design, which therefore means the maximization of quality (i.e. the creation of a more flexible production without losing time). It also requires the highest possible unification of products and a decrease in the range of products, thus leading to the minimization of production costs;
- проведение совершенствования стыка (учёт требований) 2-х ключевых бизнес процессов – проектирование и производство. It is necessary for us to modernize system so that to have an opportunity to satisfy all requirements of the consumer as much as possible, adapting under it a design without essential change of cost and terms of manufacture, and, the most important, at stably high quality. ■

Ташкент, Узбекистан, Узэкспоцентр

May 15-17 Мая 2007

Uzexpocentre, Tashkent, Uzbekistan



**11-я Узбекская международная
выставка и конференция**

НЕФТЬ И ГАЗ

OIL & GAS

**11th Uzbekistan International
Exhibition & Conference**



Organisers:



ITE Uzbekistan (Tashkent): Tel.: +(998 71) 113 01 80; Fax: +(998 71) 152 51 64; E-mail: oil-gas@ite-uzbekistan.uz

www.ite-exhibitions.com/og

www.oilgas.uz

www.ogu-expo.ru

ДО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ НАДО ДОРАСТИ

Интервью с А.Г. Молчановым, профессором, д.т.н., зав. кафедрой технической механики РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Время колтюбинга: Александр Георгиевич, в последнее время в России активно начали заниматься горизонтальным бурением. Чем, на Ваш взгляд, обусловлено бурное развитие этой области в последние десять лет?

Молчанов: Это вполне естественно. Во-первых, к настоящему моменту увеличить реальную нефтеотдачу, то есть фактическую, а не по сметам, можно только одним способом: введением в эксплуатацию горизонтальных скважин. Кроме того, накладывает свой отпечаток и российская специфика. Дело в том, что бурение у нас изначально велось укрупненной сеткой, что, естественно, привело к тому, что в пластах осталось огромное количество линз, в которых сосредоточена нефть, которую никак не удастся извлечь. А бурение горизонтальных стволов позволяет добраться до этих запасов. Кроме того, наличие достаточно большого фонда вертикальных скважин в значительной мере облегчает введение в эксплуатацию на промыслах горизонтальных отводов. В этой связи совершенно естественно, что, как только стали образовываться частные нефтедобывающие компании, они активно занялись работами по использованию горизонтального бурения для повышения нефтеотдачи пластов, в частности, «ЛУКОЙЛ» начал проводить эти работы еще в 1995 году, также как и многие другие компании на территории СНГ.

ВК: В Северной Америке такие работы, в основном, выполняются с помощью колтюбинговых установок. На многих российских месторождениях использование колтюбингового бурения также весьма перспективно и может дать значительный экономический эффект. Что Вы можете сказать о современной ситуации в этой области в России?

Молчанов: Многие компании, в том числе, опять же «ЛУКОЙЛ», очень интенсивно занимаются этими вопросами, но все они занимаются горизонтальным бурением с использованием классической технологии, и, как правило, бурят с агрегатов для капитального ремонта грузоподъемностью порядка 100 тонн. И, в общем-то, забуриваются где-то метров на 500 максимум, причем используя именно классические технологии. Это обусловлено тем, что, во-первых, необходимое для этого оборудование гораздо более распространено в сервисных подразделениях и компаниях, а во-вторых, тем, что оно намного дешевле. Так, агрегат для горизонтального бурения с помощью классических технологий стоит в разы дешевле, чем буровая колтюбинговая установка.

При этом необходимо отметить, что в целом работы по горизонтальному бурению в России действительно производятся во всё больших объемах, то есть процесс идет достаточно интенсивно, и при этом используются и системы ориентации, и достаточно современные системы приготовления и очистки бурового раствора, только все это идет на обычной колонне. Насколько я знаю, по Западной Сибири сейчас проработано порядка 1000 таких вот горизонтальных скважин.

COILED TUBING DRILLING NEEDS APPROPRIATE LEVEL

Interview with Aleksandr G. Molchanov, professor, senior lecturer of technical sciences, Head of Department of Technical Mechanics of I.M. Gubkin RGU of oil and gas

Coiled Tubing Times: Mr. Molchanov, there has been since recently an extensive growth in horizontal drilling in Russia. What do you think has caused the development in this area over the last ten years?

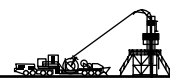
Molchanov: This is quite natural. First of all, there is at present only one way to increase the real oil production rate – that is, the actual and not the estimated one – namely, by putting horizontal wells into operation. Besides, the specific character of drilling in Russia has its own impact, too. Drilling was primarily done in Russia on a large grid, which naturally left a huge amount of lenses in the layers, with oil that cannot be extracted. The drilling of horizontal bores, however, makes it possible to reach those reserves. Moreover, thanks to the availability of a rather large stock of vertical holes it is much easier to put drain holes into operation in the fields. It is therefore quite natural that with the emergence of private oil-producing companies, they started actively employing horizontal drilling to raise the production rate of layers. LUKOIL, for example, started doing this work as early as in 1995, as well as other companies on territory of CIS countries.

Coiled Tubing Times: In North America such jobs are done mostly with the use of coiled tubing (CT) units. There are a lot of oilfields in Russia, where implementation of coiled tubing drilling is very promising and may significantly increase economical effectiveness of development. How can you describe the current situation in Russia in this sphere?

Molchanov: Many companies, including LUKOIL, are very actively dealing with these issues, but they all do horizontal drilling based on a classical technology, drilling as a rule, using the capital repair equipment with the carrying capacity of about 100 tons. They can drill in general not deeper as 500 meters using these classical technologies. The reasons for that are, first, the necessary equipment is much more available at service divisions and companies and second, it is much cheaper. Thus, CT drilling unit is in times as expensive as horizontal drilling unit based on classical technologies.

But it should be mentioned that Russia is really seeing a growth in horizontal drilling, so it is rather an active process, with operators using position reference systems and quite modern systems of drilling mud mixing and cleaning, but all this is done on a conventional string. As far as I know, nearly 1,000 of such horizontal bores have been operated up to date in Western Siberia.

Coiled Tubing Times: You have mentioned LUKOIL, but does the situation in Russian service companies differ



ВК: Вот Вы упомянули «ЛУКОЙЛ», а ситуация с российскими сервисными компаниями сильно отличается от ситуации в собственных сервисных подразделениях нефтедобывающих компаний?

Молчанов: Да нет, в общем-то ситуация и здесь складывается примерно такая же, и сервисные компании тоже активно занимаются горизонтальным бурением. Вообще я хочу подчеркнуть, что говорить об отрасли в целом в данном случае достаточно сложно, поскольку сейчас все сосредоточено непосредственно в компаниях, и нет такого единого центра, который бы разрабатывал общую для всех компаний, как добывающих, так и сервисных, идеологию. Единственное, что можно выделить как общую тенденцию для практически всех российских компаний, занятых в секторе, - это несомненный рост объемов работ по горизонтальному бурению в России и то, что выполнение всех этих работ идет на базе обычных отработанных технологий, то есть все это делается общепринятыми средствами. Естественно, тут есть свои недостатки, но основная причина, с моей точки зрения, экономическая. Ведь, несмотря на очевидную эффективность использования колтюбингового бурения, для того, чтобы начать им заниматься, нужно вложить значительные средства в полное техническое переоснащение ремонтных подразделений.

ВК: Как известно, практически единственной российской компанией, пошедшей по пути создания собственного эффективного сервиса и успешно решившей эту задачу, является «Сургутнефтегаз». В то же время, это единственная российская компания, которая активно занимается колтюбинговым бурением. С чем связано то, что они, в отличие от других, смогли перейти на более дорогую технологию? Не с тем ли, что на сегодняшний день самостоятельные сервисные компании в России ещё не могут себе позволить работу с таким оборудованием?

Молчанов: На мой взгляд, причины здесь лежат в несколько иной плоскости. «Сургутнефтегаз» отличается от всех прочих тем, что там, пусть это, может быть, будет сказано не очень корректно по отношению к остальным компаниям, уровень использования колтюбинга соответствует этой высокой технологии колтюбингового бурения. До подобного уровня надо, что называется, дорасти, надо на практике разобраться во всех преимуществах и недостатках широкого применения колтюбинга, а для этого необходима большая практика в этой области. И поскольку «Сургутнефтегаз» на сегодня является самой технически оснащенной в области колтюбинга и колтюбингового инструмента российской компанией, в ней широко применяют колтюбинговые технологии. На данный момент сервисные подразделения «Сургутнефтегаза» уже как следует освоили капитальный ремонт на колтюбинге и теперь идут дальше, активно внедряя колтюбинговое бурение, вплоть до проведения достаточно уникальных, даже в мировом масштабе, работ на больших глубинах, то есть более 2000 м. В целом надо сказать, что на данный момент, и, как мне представляется, по меньшей мере на ближайшее будущее, «Сургутнефтегаз» является несомненным лидером в области горизонтального бурения с использованием инновационных технологий.

a lot from that in service divisions of oil-producing companies?

Molchanov: Actually, no. The situation there is practically the same, with service companies also actively dealing with horizontal drilling. I would like to stress that it is rather difficult to make judgments about the whole industry because today everything is concentrated at companies themselves, and there is no common center that would develop one ideology for all companies, either producing or service ones. The only thing that can be singled out as a trend for practically all Russian companies operating in this sector, is a doubtless growth in horizontal drilling in Russia and the fact that all this work is based on a usual routine practice, that is, it is done using conventional means. This certainly has its flaws, but the main reason in my view is the economic one. Although the effectiveness of coiled tubing drilling is quite obvious, for its implementation company need to invest a lot in almost complete replacement of technical equipment of well intervention brigades.

Coiled Tubing Times: Surgutneftegaz is known to be practically the only company that opted for its own effective service and succeeded in establishing it. It is at the same time the only Russian company that is actively engaged in CT drilling. How did they, un-



ВК: Сейчас активно формируются и развиваются независимые сервисные компании. К примеру, «Евразия», которая занимается только бурением, «Интегра», «РИТЭК» и другие, менее крупные – следует ли ожидать, что с формированием развитого рынка сервиса в России они смогут продвинуть технологии колтюбингового бурения «в массы» или Вы все же считаете, что использование таких технологий в России возможно лишь на базе собственного сервиса?

Молчанов: Дело здесь не в этом. Собственно говоря, не так важно, является сервис собственным или независимым. Важно то, что реализация любой новой технологии требует больших вложений. Но и это ещё не все. Потребитель ведь тоже должен, грубо говоря, посмотреть у соседа, увидеть, что это эффективно, что эти работы стоят вложенных денег. И только после этого заказчик начнёт платить, и начнут окупаться затраты. Всё-таки, надо признать, колтюбинговое бурение у нас до сих пор считается достаточно экзотическим процессом. В целом же тот факт, что колтюбинговое бурение не получило пока широкого распространения в России, как раз и объясняется тем, что для проведения таких работ нужен, во-первых, заказчик, который уверен в эффективности этой технологии, а во-вторых, исполнитель, который обладает достаточной квалификацией и необходимым оборудованием для проведения таких работ и в качестве которого уверен заказчик. На данный момент практически нет как первых, так и вторых. У «Сургутнефтегаза» же процесс реализации колтюбингового бурения идет очень плавно и последовательно, являясь логичным продолжением работ по ремонту. Просто они это все уже апробировали, проверили.

like the others, manage to employ a more expensive technique? Is it perhaps because independent service companies in Russia today cannot afford operating such equipment?

Molchanov: I think the reasons here lie in a somewhat different plane. What makes Surgutneftegaz different from all the others is – as incorrect as it may sound with respect to other companies – that they apply coiled tubing at a level consistent with the high-tech technique of CT drilling. One should go a long way to achieve this level, one should learn in practice all the strengths and weaknesses of an extensive use of CT, which requires a broad experience in this area. Since Surgutneftegaz is today the best-equipped Russian company in the sphere of CT and CT tools, it can broadly employ CT technologies. Service divisions of Surgutneftegaz are today quite proficient in CT capital repair works and are going further, implementing CT drilling, as far as doing drilling at great depths over 2,000 meters, which is quite unique even in the world practice. In general, it should be said that today, and I suppose, at least in near future, Surgutneftegaz is an undeniable leader in horizontal drilling based on innovative techniques.

Coiled Tubing Times: If we take again independent service companies that are now actively emerging and developing, for example, Eurasia, which is engaged in drilling only, Integra, RITEK and other, smaller ones – can we expect that with the appearance of a developed service market in Russia they will be able to promote the broad use of CT drilling techniques, or do you think that the use of such techniques in Russia is possible rather on the basis of a company's own service?

Molchanov: It is not this that matters. In fact, it is not that important whether it is a company's own service or whether it is independent. What is important is that the employment of any new technology requires big investment. But this is not all. The customer should, roughly speaking, look at the neighbor and see that it is effective and that these jobs are worth the investment. Only then will the customer start paying and the costs can be set off. It should be acknowledged that CT drilling is still considered in this country a rather exotic process. The same fact that coiled tubing drilling hasn't been widely implemented in Russia can be explained by the following. For doing such works it should be from one hand customer, who is sure in effectivity of this technology, and from the other hand service company, who have high enough skills and necessary equipment to drill with coiled tubing, who can provide quality of works and is reliable from customer's point of view. For now there is almost no such customers as well





ВК: То есть, по Вашему мнению, «Сургутнефтегаз» является в данном случае первопроходцем, и, увидев эффективность колтюбингового бурения на его примере, другие добывающие компании также начнут интересоваться применением этой технологии у себя, что в свою очередь, будет стимулировать предложение таких услуг со стороны независимых сервисных компаний?

Молчанов: Непременно, потому что лучше всякой рекламы и пропаганды работает положительный опыт, а обмен опытом идет на уровне людей, которые выполняют эти работы. Очевидно, что при наличии положительных результатов, при очевидной, доказанной на практике, эффективности метода, колтюбинговое бурение будет все больше и больше использоваться в российской нефтегазовой промышленности. Если обратиться к историческому опыту, то, например, у американцев тоже была довольно длительная пауза после того, как были сделаны первые установки для колтюбингового бурения. Необходимо было время, чтобы отработать технологию и режимы, подготовить персонал. Причем даже при очень хорошей организации труда и наличии у них финансирования это заняло около четырёх лет. У нас же этот процесс «замирания на старте» скорее всего будет более длительным. Одна из основных причин этого, как мне кажется, – существование определенной проблемы при получении последних разработок в этой области. Объективно передовые мировые компании в области сервиса и инструмента не заинтересованы в развитии у нас собственных наработок, и это тоже будет накладывать свой отпечаток на развитие колтюбингового бурения в России.

ВК: Поскольку Вы упомянули о последних разработках в области колтюбингового бурения, хотелось бы узнать Ваше мнение об активно обсуждаемом и исследуемом сегодня в России радиальном бурении. Какого мнения Вы придерживаетесь относительно перспективности этой технологии?

Молчанов: По существу, это одна из технологий капитального ремонта, и я не думаю, что ее использование даст такой эффект, такой прирост, как применение горизонтального бурения. В конечном счете, оценивается тот эффект, который вы получаете. Что же касается использования радиального бурения в совокупности с другими технологиями, в каких-то вспомогательных вещах, то, в частности, по гидроразрыву могу сказать одно – его технология уже в такой степени отработана, что никаких особых проблем тут я не вижу. Вообще я довольно скептически отношусь к такого плана разработкам. Ясно, что если некая фирма сделала и запатентовала эти устройства, отработала их, то теперь надо, так сказать, компенсировать расходы и получить прибыль, поэтому, собственно, технология начинает активно раскручиваться.

Собственно говоря, сама компания RadTech позиционирует разработанную ею технологию радиального бурения как, в первую очередь, адресованную мелким добывающим компаниям, которых очень много в США и Канаде. По сути, главное её преимущество – низкая цена. На данный момент повышение нефтеотдачи с помощью этой технологии обходится дешевле, чем тот же гидроразрыв, не говоря уже о горизонтальном бурении. Но тут, естественно, надо понимать, что, сколько вложил, столько и получил. С учётом того, что в России мелких добывающих компаний практически нет, перспективы радиального бурения у нас я бы оценил как не лучшие. С другой стороны, сейчас этой технологией, а, вернее, ее исследованиями и испытаниями, уже заинтересовались крупные российские компании.

Конечно, обычное горизонтальное бурение, особенно когда оно многоствольное, лучше всяких радиальных. Но это на сегодняшний день. Насколько мне известно, сейчас работами по развитию этой технологии и оборудования для нее активно занимается не только компания разработчик – «Радтех», но и ряд других компаний на

as service companies in Russia. Surgutneftegaz, however, is implementing CT drilling very smoothly and consistently, as a logical continuation of repair jobs. They have simply evaluated and tested it in practice.

Coiled Tubing Times: So you believe that Surgutneftegaz is a trail-blazer and when other oil-producing companies see the effectiveness of CT drilling they will also get interested in employing this technique, which, in its own turn, will promote the supplying of such services by independent service companies?

Molchanov: Certainly, because a positive experience is more effective than any advertisement and publicity, and experience is shared at the level of those people who are doing these works. It is evident that if there are positive results, if the obvious effectiveness of this method is proven in practice, CT drilling will be increasingly applied in the Russian oil-and-gas industry. If we refer to historical experience, there was a rather long pause in America, for example, after they had made the first units for CT drilling. It took time to polish up the technique and procedures and to train the personnel. Even given a very good organization of labor and available financing, it took them about four years. In this country the “standstill at the start” is likely to take even longer. One of the basic reasons for that is, as it seems to me, that there is a certain problem in getting the latest developments in this area. The leading world companies in the sphere of service and tools are objectively not interested in Russia developing its own techniques in this area, which is also going to make an impact on the development of CT drilling in Russia.

Coiled Tubing Times: Since you have mentioned the latest developments in CT drilling, what is your opinion on radial drilling, which is much talked about and researched in Russia today? How promising do you think this technique is?

Molchanov: It is in fact one of the capital repair technologies and I do not think that its use will produce the same effect, the same gain as that of horizontal drilling. What you in the long run estimate is the effect that you get. As far as radial drilling in combination with other techniques, or some supplemental things is concerned - for example, in terms of hydraulic fracturing - I can only say that this technology is developed to an extent that I cannot see any major problems here. I am actually rather skeptical about such developments. It is clear that if a firm has produced and patented such units and has tested them it needs, so to say, to recover expenditure and get a profit and therefore, the technology starts being actively promoted.

The Rad Tech company actually promotes its radial drilling technique as the one which is primarily addressed at small producing companies, which are very numerous in the USA and Canada. In fact, its main advantage is the low price. At present, it is cheaper to increase oil production by using this technique than hydraulic fracturing, leave alone horizontal drilling. But naturally, one should understand that what you get depends on how much you invest. Given that there are practically no small producing companies in Russia, I would not assess the prospects of radial drilling here as the best ones. On the other hand, large Russian companies are now showing an interest in this technique, or rather, in researching and testing it.

I am sure that conventional horizontal drilling, especially when it is simultaneous drilling, is better than the radial one. But it is today. As I know, for now works on research

территории России и СНГ, в частности, «ЛУКОЙЛ», «Татнефть», предприятия группы ФИД. Поэтому не исключено, что в будущем эта технология может действительно стать эффективным инструментом повышения дебита скважин.

ВК: Поскольку использование колтубингового бурения и других новых технологий в области эксплуатации и ремонта скважин требует достаточно высокой квалификации специалистов, не могли бы Вы, как профессор Университета им. Губкина, охарактеризовать положение дел в этом вопросе. Не кажется ли Вам, что уровень подготовки кадров для нефтегазовой промышленности с учетом динамики развития уровня техники и технологии в отрасли в России отстает от потребностей производства? В частности, некоторые руководители говорят о том, что отправляют своих специалистов на обучение колтубинговым технологиям в западноевропейские страны и даже в Польшу, и это при том, что Россия является крупнейшей добывающей страной с сильными традициями нефтегазового образования?

Молчанов: Эта проблема мне представляется надуманной. У нас высококвалифицированные кадры для работы в нефтегазовой промышленности готовились и раньше, и сейчас. Проблем в подготовке кадров у нас нет, у нас есть и преподаватели, и сильная материально-техническая база. Еще лет 7-8 назад мы начинали существенную реорганизацию образовательного процесса с целью повышения уровня преподавания новых разработок в отрасли и на данный момент это уже не проблема. Другой вопрос, что, по моему мнению, кадры для работы на колтубинге нужно обучать через систему повышения квалификации, потому что колтубинговые технологии на данный момент в России являются настолько узкой и специфической областью, что готовить по ней специалистов в вузах не имеет смысла. А вот повышать квалификацию уже работающих в капитальном ремонте буровиков очень даже имеет смысл. Что же касается отправки специалистов на обучение в Польшу, то это, по-моему, результат чисто административной нестыковки. Во всяком случае, у нас в институте такие кадры готовят. ■

Беседовал С.Торпачёв

and development in this field are actively carrying out not only by “RadTech” Company, who developed this technology, but also by a number of Russian and CIS companies, such as LUKOIL, Tatnet, FID group. That is why it is not excluded that in future radial drilling can become an effective tool for rising wells’ rates of yield.

Coiled Tubing Times: The use of CT drilling and other new technologies in the sphere of well operation and repair requires high professional skills from employees. Could you as a professor of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas comment on the situation in this respect? Do you not think that the level of education of personnel in the oil-and-gas industry in Russia lags behind the needs of the production, taking into account the dynamics of the development of equipment and technology in the industry? Some managers say they send their employees to West European countries and even to Poland to study CT techniques, this in spite of the fact that Russia is a largest producing countries with strong traditions of education in the of oil-and-gas sphere.

Molchanov: This seems to be a non-issue to me. We trained and are training high-skilled personnel for the work in the oil-and-gas industry, and we do not have a problem in personnel training: we have both teachers and a strong material and technical basis. As far back as 7-8 years ago we started a substantial reorganization of the education process in order to improve the level of teaching the new developments in the industry, and at present it is not a problem any more. On the other hand, I think that CT personnel should be trained through the skills upgrading system, because CT techniques are at present such a limited and specific sphere in Russia that it makes no sense to train personnel for it at higher-education institutions. But it makes a great sense to upgrade the skills of drilling people already engaged in capital repair works. Talking about the sending of personnel to Poland for training, it is in my opinion the result of a purely managerial confusion. Our institute, in any case, does train such personnel. ■

Interview by S. Torpachev



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
www.caspian-events.com**



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, ПОЛУЧИВШИЕ РАЗВИТИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ЛУКОЙЛ»

М.Г.Вятчинин, к.т.н., В.М.Титиевский,
Ю.А.Иконников, Р.Г.Рамазанов, к.т.н.
Открытое Акционерное Общество «ЛУКОЙЛ»

NEW TECHNOLOGIES OF PRODUCTIVITY STIMULATION IMPLEMENTED ON OILFIELDS OF "LUKOIL" COMPANY

Dr. M.G.Vyatchinin, V.G.Titievskij,
Yu.A.Ikonnikov, Dr. R.G.Ramazanov
"LUKOIL" Company

Основной особенностью разработки нефтяных месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ», характерной и для месторождений остальных нефтяных компаний России, является то, что выработка запасов, приходящихся на единичную скважину (удельные запасы), происходит неравномерно, вытеснение нефти по пласту – коллектору не подчиняется радиальным законам и в области, ограниченной радиусом контура питания (половина расстояния сетки скважин), формируются значительные запасы, не подвергающиеся дренированию, то есть так называемые тупиковые и застойные зоны. За счёт вовлечения в разработку этих запасов можно значительно увеличить объёмы добычи нефти и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

В практике повышения эффективности разработки нефтяных месторождений существует множество способов вовлечения в разработку недренируемых запасов, таких как форсированный отбор, дострелы и перестрелы, смена фильтрационных токов и т.д. В то же время, несмотря на большой арсенал подобных методов, результаты оценочного бурения, бурения скважин-дублеров, боковых горизонтальных стволов указывают на низкую эффективность этих методов.

За последние 5 – 10 лет благодаря созданию новых типов оборудования, техники и инструмента, широкое распространение получили такие методы вовлечения в разработку остаточных запасов, как технологии бурения боковых стволов. Правильный выбор местоположения забоя бокового ствола в месте концентрации остаточных запасов, обоснованного моделированием на постоянно действующих геолого-гидродинамических моделях месторождений (ПДГГММ), позволило получить значительные приросты дебитов из этих скважин, часто намного превышающие дебиты, получаемых из новых скважин.

Сдерживающим фактором масштабного применения технологии бурения боковых стволов в скважинах из старого эксплуатационного фонда является высокая стоимость этих работ, сопоставимая со стоимостью бурения новой скважины. Производной этой технологии является новая технология бурения радиальных стволов малого диаметра в скважинах из старого эксплуатационного фонда – технология «РадТех».

Принципиальное отличие технологии «РадТех» от

The basic feature of development of "LUKOIL" Company's oil deposits, as well as for deposits of other Russian oil companies, is that development of the reserves, falling on an individual well (specific reserves), occurs uneven, replacement of oil on a reservoir bed does not submit to radial laws and in the area limited by radius of a feed contour (half of well grid distance), the significant reserves which are not exposed to drainage, so-called deadlock and stagnant zones, are formed. Due to involving in development of these reserves it is possible to increase considerably the volumes of an oil recovery and final factor of petroextraction.

In practice of increase of oil deposits development efficiency there is a number of methods aimed to involve in development don't drained reserves, such as the forced bleeding, reperforations, change of filtrational flows, etc. At the same time, despite of the big arsenal of such technologies, results of estimation drilling, drilling of well-alternates, lateral horizontal wells specify low efficiency of these methods.

For the last 5 - 10 years due to development of new types of equipment, technics and tool, such methods of involving in development of residual reserves as technologies of lateral wells drilling have been widely implemented. A correct choice of a lateral well's site in a place of residual reserves concentration, proved by modeling on permanent geology-hydrodynamical models of deposits, has allowed to receive the significant rises of these wells rates of yield, which frequently significantly exceed the new wells rates of yield.

The deterrent of wide application of lateral wells drilling technology at wells of old operational fund is the high cost of these works comparable to cost of the new well drilling. The derivative from this technology is the new technology of drilling of radial wells of small diameter from old operational fund – "RadTech" technology.

The basic difference of "RadTech" technology from technology of lateral wells drilling consists of the following:

- Coiled tubing unit with tube diameter 30 mm (1,18") is used;
- The lateral horizontal well with length up to 100 m (333 ft) is drilled;
- The number of lateral wells is not limited; in one radial plane

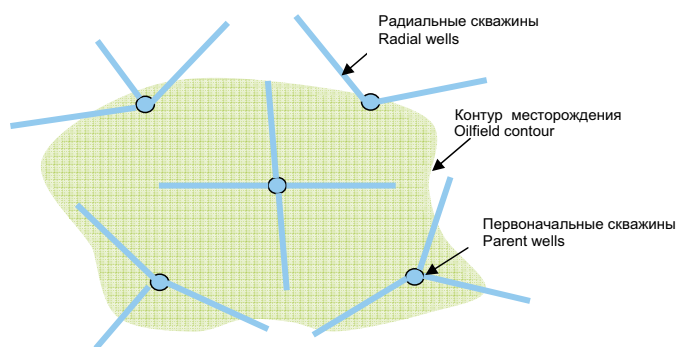


Рисунок 1 – Схема возможных направлений радиальных стволов
Picture 1 – Scheme of Radial Wells Possible Directions



технологии бурения боковых стволов заключается в следующем:

- используется колтюбинговая установка с гибкой трубой диаметром 30 мм;
- бурится боковой горизонтальный ствол длиной до 100 м;
- количество боковых стволов не ограничено, в одной радиальной плоскости возможно расположение до 4 стволов;
- боковые горизонтальные стволы не обсаживаются.

Технология бурения боковых стволов малого диаметра состоит из следующих технологических операций.

1. Стандартная подготовка существующей эксплуатационной скважины к бурению бокового ствола – шаблонирование и скрепирование эксплуатационной колонны, установка, при необходимости, отсекающего моста.
2. Спуск на НКТ башмака-отклонителя, привязка и установка башмака-отклонителя в месте предполагаемой «зарезки».
3. Спуск на гибкой трубе фрезы.
4. Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне.
5. Спуск гидромониторной насадки на гибкой трубе и бурение бокового горизонтального ствола.
6. При необходимости, переориентация башмака-отклонителя на 90 градусов и бурение следующего бокового горизонтального ствола (до 4-х в одной плоскости).
7. При необходимости, подъем башмака-отклонителя и повторение процедур 3-6.

Операция 7 не ограничена по количеству повторов.

Схематично бурение по технологии «РадТех» показано на рисунках 1 и 2.

Таким образом, технология «РадТех» позволяет повысить коэффициент совершенства скважины, снизить скин-фактор за счет повторного вскрытия пласта и вовлечь в разработку остаточные запасы, сосредоточенные в удаленной от старого ствола скважины части пласта.

Реализация проекта бурения боковых стволов малого диаметра началась с изучения результатов, полученных на месторождениях ОАО «Татнефть». К этому времени на месторождениях Татарстана по данной технологии были пробурены боковые радиальные стволы на более чем 40 скважинах. Полученные результаты, 1,5-2 т/сут прироста дебитов по карбонатным коллекторам и отсутствие практического эффекта по терригенным коллекторам, потребовали более ответственного подхода к выбору объекта воздействия. Для определения технических возможностей при реализации проекта группа специалистов ОАО «ЛУКОЙЛ» выехала в Казахстан, где в этот период проводились опытно-промышленные работы по технологии «РадТех».

На основании полученных результатов и знаний Компанией

the drilling of up to 4 wells is possible;

- Lateral horizontal wells are not cased.

The technology of small diameter lateral wells drilling can be described as consequence of the following technological operations.

1. Standard preparation of an operational well for lateral well drilling - sweeping-up and scraping of production string, installation, if necessary, of the isolation bridge.
2. RIH the deflection shoe with tubing to the exact lateral drilling point and its orientation.
3. RIH the casing drilling assembly with the coiled tubing.
4. Drilling "window" in a casing.
5. RIH the formation jetting assembly with coiled tubing and lateral well drilling.
6. If necessary, reorientation of a of deflection shoe to 90 degrees and drilling of the next lateral horizontal well (up to four in one plane).
7. If necessary, POH with deflection shoes and recurrence of procedures 3-6.

Operation 7 is not limited in the number of recurrences.

Drilling with "RadTech" technology is schematically represented on pictures 1 and 2.

Thus, the "RadTech" technology allows to increase the factor of well perfection, to lower the skin factor due to formation reentering and to involve in development the residual reserves concentrated in distanced from old well part of a formation.

Realization of project for small diameter lateral wells drilling

was started from studying the results received on oilfields of "Tatneft" Company. By this time more than 40 wells on Tatarstan oilfields had the radial offshoots drilled by the given technology. The received results, 1,5-2 t/day a gain for carbonate reservoirs rates of yield and absence of practical effect for terrigenous reservoirs, have demanded more responsible approach to a choice of object of influence. For definition of technical opportunities at realization of the project, the group of "LUK-OIL" Company's experts has left to Kazakhstan where during this period the field testing of "RadTech" technology was carried out.

On the basis of the received results and knowledge the Company

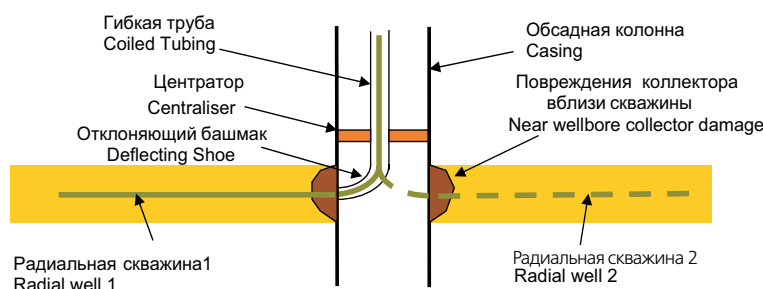


Рисунок 2 – Схема радиального бурения

Picture 2 – Radial Drilling Scheme



Рисунок 3 – Установка с гибкой трубой

Picture 3 – Coiled Tubing Unit

Таблица 1 – Критерии подбора скважин для проведения радиального бурения Table 1 – Criteria for choosing the wells for radial drilling

№ п.п. #	Месторождение Oilfield	№ СКВ Well #	Пласт Formation	Глубина залегания Depth of Bedding	Тип коллектора Reservoir Type	Текущая категория скв. Well current status	Эфф. н/нас. толщина, м Effective oil saturated thickness, m	Пористость, доли Porosity, parts	Выработка НИЗ, % Developed reserves, %	Обводнен, % Irrigation, %
1	Кудрявцевское Kudriavtsevskoe	10	Тл-Бб	1250-1290	терриген. terrigenous	доб.действ. active, production	4,5	0,16-0,21	38	85
2	Аптугайское Aptugaiskoe	19	ясн+С1т	1560	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	14.8 at C1t	0,11	63,3	35
3	Павловское Pavlovskoe	2152	Т	1530	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	17,3	0,1	23,5	35
4	Павловское Pavlovskoe	902	С1т	1530	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	6,6	0,1	23,6	35
5	Казаковское Kazakovskoe	301	Тл2б	1550	терриген. terrigenous	доб.действ. active, production	10	0,19	70	20
6	Озерное Oziornoe	37	Фм	1800	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	6,4	0,11	23,9	5,9
7	Озерное Oziornoe	51	Фм	1800	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	13,2	0,11	23,9	5,9
8	Маговское Magovskoe	16	Фм	2100	карбон. carbonate	доб.действ. active, production	25,4	0,1	0,92	3
9	Уньвинское Unvinskoe	331	Ясн	2186	терриген. terrigenous	нагн. дейст active, fill-in	7	0,17	65	15
10	Уньвинское Unvinskoe	331	Ясн	2186	терриген. terrigenous	нагн. дейст active, fill-in	7	0,17	65	15
11	Уньвинское Unvinskoe	118	Ясн	2186	терриген. terrigenous	нагн. дейст active, fill-in		0,17	65	15

было принято решение по реализации проекта опытно-промысловых испытаний на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Для его реализации были подобраны скважины, указанные в таблице 1.

Стратиграфически все эти месторождения приурочены к девонским и каменно-угольным отложениям и по типу коллектора относятся к терригенным и карбонатным

took a decision on realization of the project of field testing on oilfields of “LUKOIL-Perm” Company. For its realization the wells listed in Table 1 have been chosen.

Stratigraphically all of these oilfield are dated for devonian and coal-measures and as a reservoir concern to terrigenous and carbonate depositions. The chosen wells concern to a category of active wells and are characterized by average indices for the

Таблица 2 – Основные характеристики выбранных скважин

Table 2 – Main characteristics of wells chosen

Пористость, доли Porosity, parts	Выработка НИЗ, % Developed reserves, %	Обводнен, % Irrigation, %
0,16-0,21	38	85
0,11	63,3	35
0,1	23,5	35
0,1	23,6	35
0,19	70	20
0,11	23,9	5,9
0,11	23,9	5,9
0,1	0,92	3
0,17	65	15
0,17	65	15
0,17	65	15

отложениям. Выбранные скважины относятся к категории действующих и характеризуются средними показателями для данной группы скважин (табл. 2).

Оценка потенциала скважин была произведена моделированием на геолого-гидродинамических моделях выбранных месторождений

После технико-экономической оценки степени риска проекта была реализована программа опытно-промысловых работ согласно выбранному перечню скважин. При реализации программы опытно-промысловых работ по радиальному бурению возникали определенные трудности, связанные с отказами оборудования, что привело к частичному

given group of wells (tab. 2).

Estimation of well’s potential was made by modeling on geology- hydrodynamical models of chosen deposits.

After technical-economical estimation of decree of risk for this project, the program of field testing works has been realized according to the chosen list of wells. During the program of field testing of radial drilling realization certain difficulties appeared, which was mainly connected to the equipment failures, and leads to partial falldown at the implementation of planned works, such as projected number of lateral wells – for three wells, incomplete penetration at drilling lateral wells (projected length 100 m / 333 ft) – for

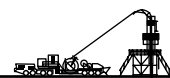


Таблица 3 – Эффективность проведенных геолого-технических мероприятий на скважинах ООО “ЛУКОЙЛ-Пермь”

Table 3 – Efficiency of geology-technical works carried out on wells of “LUKOIL-Perm” Company

	Кол-во скважин Number of wells	Прирост дебита по нефти на 1 скв., т/сут. Gain in rate of yield for 1 well, t/day	Срок действия технологического эффекта, мес. Duration of technological effect, months	Дополнительная добыча, тыс. т Additional oil production, thousands of tons	Чистый доход (убыток), тыс. руб. Net profit (dead loss), thousands of rubles	Чистый дисконтированный доход, тыс. руб. Net discounted profit, thousands of rubles	Простой срок окупаемости, мес. Plain pay-back period, months	Дисконтированный срок окупаемости, мес. Discounted payback period, months	Внутренняя норма рентабельности, % Domestic rate of profitability, %
Итого по мероприятию Total for works	8	9,5	12	11,6	7853,7	5961,8	6,0	6,4	48,7

невыполнению объема запланированных работ, таких, как невыполнение запроектированного количества боковых стволов – на 3 скважинах, неполная проходка проектной длины бокового ствола (100 м) – на 7 скважинах.

Как видно из приведенных данных, по всем скважинам, кроме Кудрявцевской №10, получены положительные результаты. Полученные приросты дебитов варьируются от 5 до 40 т/сут. Дальнейшее наблюдение за работой скважин позволило сделать выводы об эффективности работ по технологии «РадТех» для скважин с карбонатными коллекторами, прирост дебита по которым был стабилен, а по некоторым скважинам отмечался рост дебита во времени в течение первого полугодия эксплуатации. Неполучение эффекта по скважинам с терригенными коллекторами по предварительным данным объясняется глинизацией и кольматированием бокового ствола из-за наличия глинистого цемента в структуре породы-коллектора при бурении с использованием в качестве промывочной жидкости пресной воды. Полученные результаты позволили рекомендовать продолжение работ по технологии «РадТех» по карбонатным коллекторам в Пермском регионе деятельности Компании. Касательно терригенных коллекторов принято решение произвести дополнительные исследования на керновом материале с целью подбора оптимальных жидкостей первичного вскрытия пласта.

Экономическая оценка проекта произведена на базе представленных фактических показателей работы скважин до и после проведения работ, затрат на проведение работ, условно-переменных расходов и цены реализации нефти. Выполнены расчеты эффективности каждого отдельного ГТМ по скважине с разбивкой периода оценки на интервалы, равные месяцу. Расчет дополнительной добычи от проведенного ГТМ проводился исходя из начального прироста дебита нефти по каждой отдельной скважине, количества дней работы скважины в первом месяце после проведения ГТМ, коэффициента эксплуатации – 0,95 и коэффициента линейной функции падения добычи нефти. При этом коэффициент линейной зависимости падения добычи рассчитывался с помощью подбора параметра при условии действия технологического эффекта в течение года, т.е. дополнительный дебит нефти к концу периода оценки приравнивался к нулю. Результаты расчетов эффективности ГТМ по радиальному бурению представлены в табл. 3. В качестве экономических критериев эффективности проведения мероприятий были выбраны:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости с учетом дисконтирования.

В комплексе по всем проведенным на скважинах ГТМ радиальное бурение зарекомендовало себя как эффективная технология повышения нефтеотдачи. Чистый доход от проведения ГТМ оценивается в 7,8 млн. руб., чистый дисконтированный доход при ставке 15% составил 5,9 млн. руб., простой срок окупаемости

seven wells.

As one can see from the data above, for all wells excluding Kudriavtsevskoe oilfield the positive results were get. Received gains in rates of yields vary from 5 to 40 t/day. Further observation for well production made it possible to make conclusions about the effectiveness of implementation “RadTech” technology for wells with carbonate reservoirs, which demonstrated stable gain in rates of yield with even rising of rates of yield for the first half of a year of production. Absence of effect for wells with terrigenous reservoirs could be previously explained by clay grouting and mudding of lateral well because of the presence of clay cement in structure reservoir bed at the drilling with using sweet water as washer fluid. The results gotten allowed to recommend continuing of works by “RadTech” technology for wells with carbonate reservoirs in Perm region of Company operation. According to the terrigenous reservoirs the decision was taken to carry out additional researches on core material aimed to find optimal liquids for primary formation exposing.

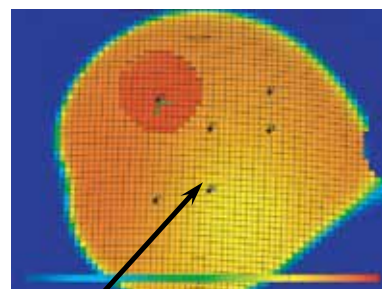
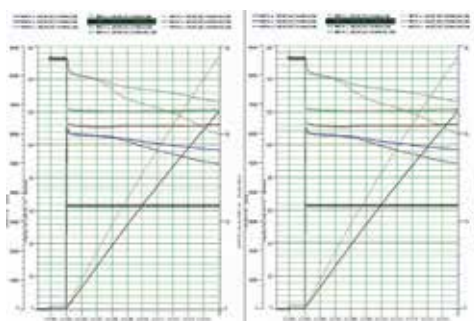
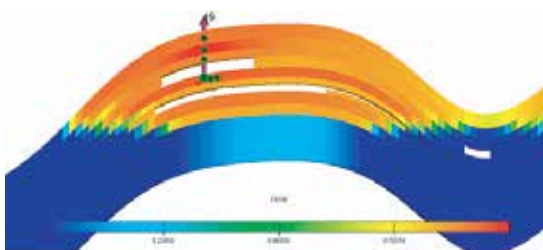
Economical estimation of the project was based on the given factual characteristics of well production before and after works, expenses for works carrying out, relatively variable expenses and price for crude oil. Calculations of effectiveness of every single geological-technical action for well with dividing the term of estimation on month periods were made. Calculation of additional production induced by carried out geological-technical action was based on initial gain in rate of yield for every single well, the number of working days for well in the first month of production after geological-technical action, coefficient of exploiting – 0.95 and coefficient of liner decrease of oil production. At the same time the coefficient of liner fall of oil production was calculated by goal seek at the condition that technological effect influenced on production during the year, that means that additional rate of yield at the end of the year of production was submitted to zero. The results of effectiveness of geological-technical actions on radial drilling are given in the Table 3. As economical criteria of work effectiveness the following factors were chosen:

- Net discounted profit;
- Domestic rate of profitability;
- Discounted pay-back period.

On the whole geological-technical actions carried out on wells radial drilling has shown itself as effective technology of rate of yield rising. Net profit from works done could be estimated as 7.8 millions rubles, net discounted profit at rate 15% was 5.9 millions rubles, plain pay-back period – 6.0 months, discounted pay-back period – 6.4 months. Domestic rate of profitability was at 48,7%.

Taking into a count wide geography of Company operation LUKOIL specialists considered the question of rotation the technology of small diameter lateral wells drilling in other regions, in particular, in Komi area, where there are some promising sections of oilfields with carbonate reservoirs could be proceeded.

Плановый прирост +12 т/сут
Planned increase + 12 t/day



Скв.19
Well 19

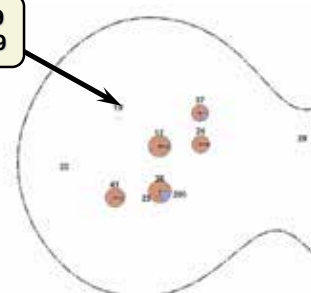
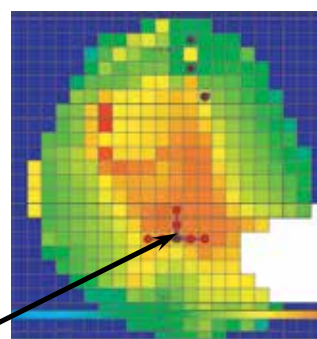
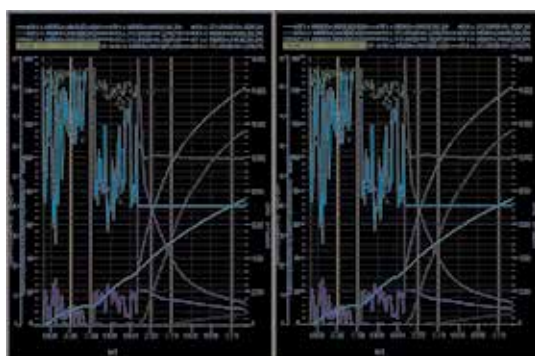
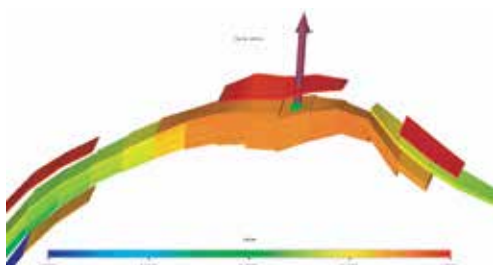


Рисунок 4
Picture 4

– 6,0 месяцев, срок окупаемости затрат с учетом дисконтирования
– 6,4 мес. Внутренняя норма рентабельности – 48,7%.

Учитывая широкую географию деятельности Компании, специалистами ОАО «ЛУКОЙЛ» рассмотрен вопрос ротации технологии бурения боковых стволов малого диаметра в других регионах, в частности, в регионе Коми, где имеются перспективные

The most interesting is Perm-carbon deposit of Usinskoe oilfield, where in addition to high number of storeys of carbonate reservoirs the oil also has high viscosity – 710 mPa · s. Wells of this oilfield are exploited in cyclic order: 1st cycle – pumping heat carrier (steam), 2nd cycle – taking away of heated liquid. “RadTech” project will allow to increase the



Скв.10
Well 10

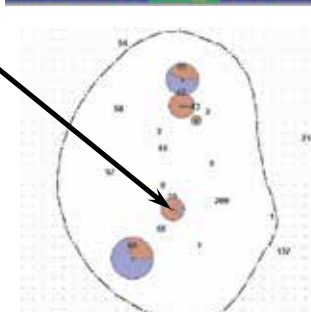


Рисунок 5
Picture 5



участки месторождений с карбонатными коллекторами. Наибольший интерес представляет Пермо-карбонатная залежь Усинского месторождения, где помимо высокой этажности карбонатных коллекторов нефть, насыщающая эти коллектора, имеет высокую вязкость – 710 мПа·с. Скважины этого месторождения эксплуатируются в циклическом режиме: 1-ый цикл – нагнетание теплоносителя (пар), 2-ой цикл – отбор разогретой жидкости. Проект «РадТех» позволит увеличить площадь прогрева заколонной зоны, что предположительно позволиткратно увеличить отборы нефти.

Проведенные опытно-промышленные работы позволили выявить недостатки технологии бурения боковых стволов «Рад-Тех» на данном этапе:

- 1) малый диаметр (до 30 мм) бокового ствола, что не предусматривает использования обсадной колонны;
- 2) ограничение по длине бокового ствола – до 100 м;
- 3) отсутствие ориентирования процесса проводки бокового ствола;
- 4) использование пресной воды не перспективно для терригенных коллекторов;
- 5) имеющиеся установки для бурения ограничены по глубине применения длиной гибкой трубы – 2000 м.

Перечисленные недостатки были обсуждены с фирмой «РадТех» и, кроме гибкой трубы используемого диаметра, будут учтены при изготовлении новой установки для нужд ОАО «ЛУКОЙЛ».

В процессе опытно-промышленных работ по Пермскому региону деятельности Компании были обозначены перечисленные ниже перспективы использования технологии бурения боковых стволов малого диаметра.

1. Возможность проведения локального направленного гидроразрыва пласта с целью вовлечения в разработку: недреннруемых запасов; запасов в пластах с подошвенной водой; запасов, сосредоточенных в пластах с выше и ниже лежащими водоносными

пластами с перемычками малой мощности. С этой целью предполагается бурение параллельных стволов по технологии «РадТех» в направлении предполагаемого сосредоточения запасов, тем самым предполагается создание зон преднарушения и гарантированное получение трещины гидроразрыва в необходимом направлении.

2. Возможность вовлечения в разработку месторождений с высоковязкими нефтями.

Расчет возможности получения направленной трещины гидроразрыва иллюстрируется на рисунках 6, 7, 8, 9, 10 и 11.

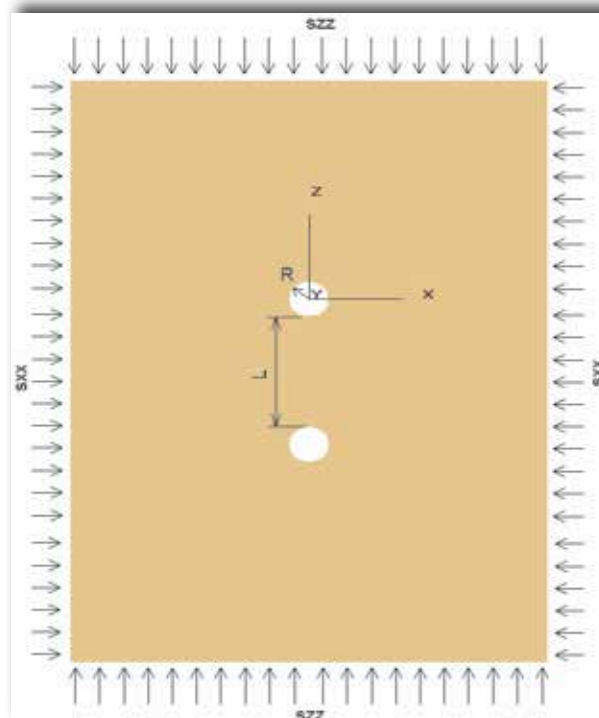


Рисунок 6 – Две параллельные скважины

Picture 6 – Two parallel wells

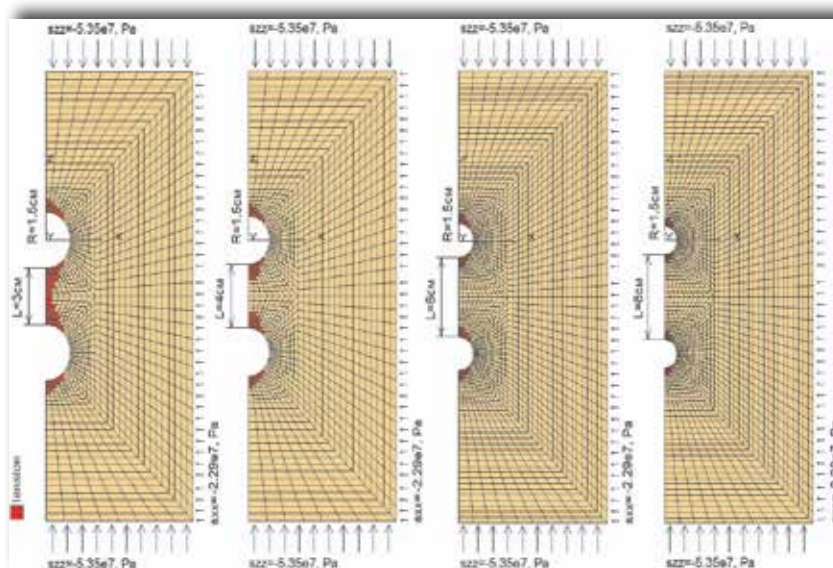


Рисунок 7 – Распределение зон разрушения на отрыв в ходе бурения скважин вдоль оси главного сжатия

Picture 7 – Distribution of tensile destruction zones during the drilling of wells along the axis of main stress

$$\sigma_{zz}^0 = -5.35 \cdot 10^7 \text{ Па}, \sigma_{xx}^0 = -2.29 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

area of heating of out of case zone, which presumably will lead to multiple increase in volume of oil took away.

Field testing works done also reveled the following disadvantages of technology of drilling lateral wells “RadTech” on this stage of project:

- 1) small diameter (up to 30 mm / 1.2”) of lateral well, which exclude implementations of casing;
- 2) limitation for the length of lateral well – up to 100 m/ 333 ft;
- 3) lack of orientation during the lateral well drilling;
- 4) usage of sweet water is unpromising for ter-

igenous reservoirs;

- 5) presented drilling units limit the depth of technology implementation by the length of coiled tube – up to 2000 m.

The above disadvantages were discussed with “RadTech” company and will be took into a count at the development of new unit for “LUKOIL” Company excluding the diameter of coiled tube.

During the field tests in Perm region the following prospects of small diameter lateral wells drilling implementation have been noted:

1. The possibility of implementation of local directional fracturing aimed to involve in development: don’t drained

reserves; reserves in reservoir with bottom water; reserves concentrated in reservoirs with up and bottom water reservoirs with low rated dams. It is assumed that for this matter the drilling of parallel wells by “RadTech” technology in direction of supposed reserves concentration should be done to create the predeconstructed zones and to guarantee the fracturing in direction needed.

2. Possibility of involving into development the oilfields with high-viscosity oils.

Calculation of possibility of getting directional fracturing is shown on pictures 6, 7, 8, 9, 10 и 11. ■

Рисунок 8 – Распределение интенсивности деформаций при расположении скважин вдоль оси главного напряжения сжатия:

Picture 8 – Distribution of deformation intensity at disposition of wells along the axis of main tension of stress:

$$\sigma_{zz}^0 = -5.35 \cdot 10^7 \text{ Pa}, \sigma_{xx}^0 = -2.29 \cdot 10^7 \text{ Pa}$$

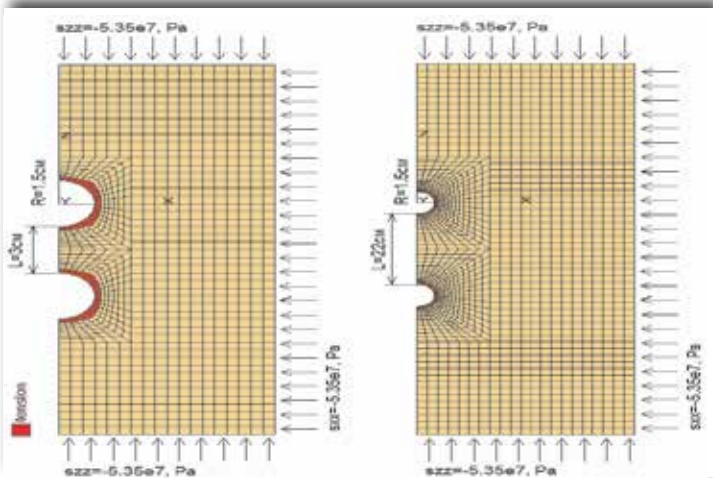


Рисунок 9 – Распределение зон разрушения на отрыв в среде с начальными изотропными напряжениями

Picture 9 – Distribution of tensile destruction zones in medium with isotropic stresses:

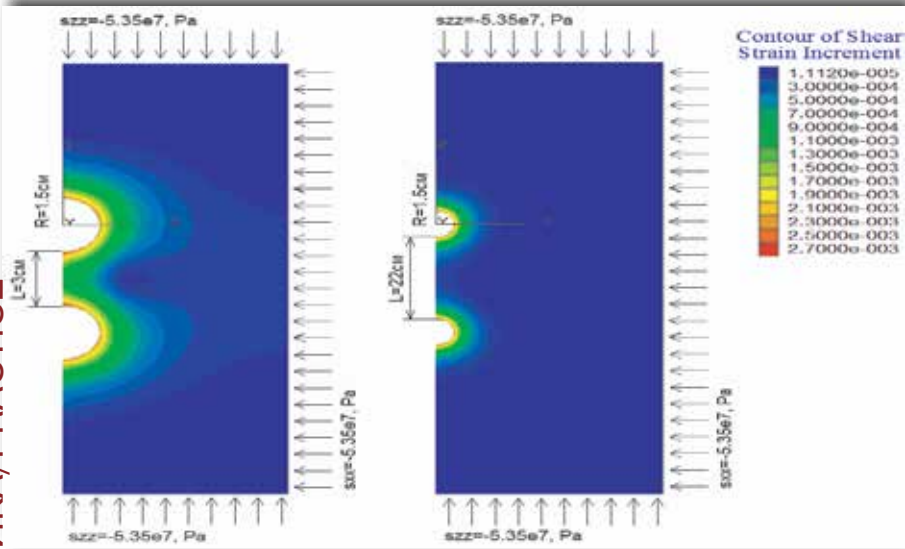


Рисунок 10 – Распределение интенсивности деформаций в среде с изотропными напряжениями

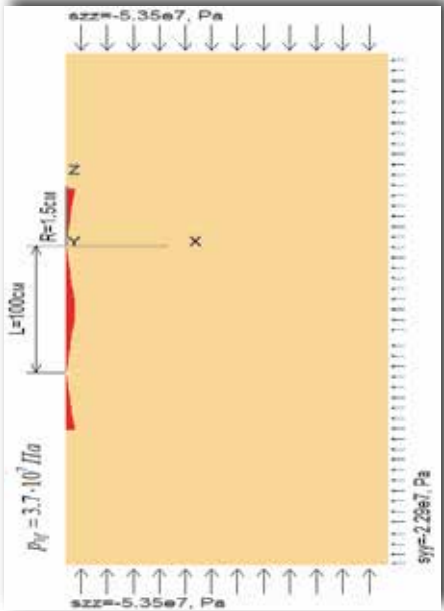
Picture 10 – Distribution of deformation intensity in medium with isotropic stresses

$$\sigma_{zz}^0 = -5.35 \cdot 10^7 \text{ Pa}, \sigma_{xx}^0 = -5.35 \cdot 10^7 \text{ Pa}$$

Рисунок 11 – Распространение трещины гидроразрыва в среде с начальными напряжениями

Picture 11 – Expansion of frac in media with initial stresses

$$\sigma_{zz}^0 = -5.35 \cdot 10^7 \text{ Pa}, \sigma_{xx}^0 = -2.29 \cdot 10^7 \text{ Pa}$$





Non-Commercial Partnership "Centre of Development of Coiled Tubing Technologies"
Некоммерческое Партнерство "Центр Развития Колтюбинговых Технологий"

8TH ALL-RUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE

8-Я ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

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



- ♦ опыт применения **колтюбинговых технологий**
- ♦ последние разработки оборудования
- ♦ экологические преимущества
- ♦ экономическая эффективность
- ♦ обучение специалистов
- ♦ безопасность труда

мнение специалистов

крупнейших нефтегазовых компаний России и стран СНГ, Канады, США, Великобритании

- ♦ experience of **coiled tubing technologies** application
- ♦ new developed equipment
- ♦ ecological advantages
- ♦ economic efficiency
- ♦ specialists training
- ♦ work safety

opinion of specialists

of the biggest oil and gas companies from Russia and CIS, Canada, USA, Great Britain

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

Contacts

Irina Gruzdilovich
Tel./fax +375 17 2983586
Irina.crkt@mail.ru

Alexandra Borisova
Tel./fax +375 17 2983586
Alexandra.crkt@mail.ru

Julia Gorshkova
Tel./fax +7 495 5406856
Info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

Fidmash.

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА **times**

Официальное издание конференции
Official Edition of Conference



Non-Commercial Partnership "Centre of Development of Coiled Tubing Technologies"
Некоммерческое Партнерство "Центр Развития Колтюбинговых Технологий"

8TH ALL-RUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE

8-Я ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

www.crkt.ru

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

APPLICATION FORM

ЗАЯВКА НА УЧАСТИЕ

PLEASE SEND FORM BY FAX

in Moscow: +7 495 5406856
in Minsk: +375 17 2983586
E-mail: irina.crkt@mail.ru

ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

в Москве: +7 495 5406856
в Минске: +375 17 2983586
E-mail: irina.crkt@mail.ru

Name/Ф.И.О.:

JobTitle/Должность:

Company/Организация:

Address/Адрес:

City/Город:

Postcode/Индекс:

Phone/Телефон:

Fax/Факс:

E-mail:

Registration FEE/Регистрационный сбор

Delegate or speaker

675 USD

Участник или докладчик

17700 руб.

Member of NP CDCT

337 USD

Член НП ЦРКТ

8850 руб.

I'd like to take part as/Хотел бы принять участие в качестве:

Delegate

Участника

Speaker

Докладчика

Send me additional information/Прошу прислать дополнительную информацию

Sponsors possibility

Спонсорские возможности

Hotel booking

Бронирование гостиницы

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

Date

Дата

Family

Фамилия

Sign

Подпись

PLEASE SEND FORM BY FAX

in Moscow: +7 495 5406856
in Minsk: +375 17 2983586
E-mail: irina.crkt@mail.ru

ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

в Москве: +7 495 5406856
в Минске: +375 17 2983586
E-mail: irina.crkt@mail.ru



КОМПАНИЯ «DEVIN» ВЫПУСКАЕТ ДВОЙНУЮ КОМПЕНСАЦИОННУЮ ОПОРУ

Компания «Devin International» выпустила на нефтегазовый рынок блочную опору для компенсации колебаний, вызванных морскими волнами. Она может быть использована на любом судне, платформе или буровой установке, испытывающих качку во время проведения внутрискважинных работ.

Благодаря наличию вертикальных осей, двойная опора способна перемещаться в нужном направлении. Как заявили представители компании, установка экономична, безопасна и может с успехом применяться для внутрискважинных работ, цементирования или ликвидации скважины.

Опора рассчитана на высоту волн до 3 метров, но благодаря системе двойного крепления, она может выдержать и качку высотой до 6 метров, причем без увеличения опорной поверхности.

Опора может быть размещена в буровой шахте или подвешена к корме судна. Ее силы достаточно, чтобы обеспечить проведение работ в одной и даже двух скважинах. Стандартная высота опоры – 10,5 метров, но она может быть скорректирована в зависимости от размеров труб, канатов и глубины моря.

Идея создания подобной опоры зародилась у фирмы «Devin» во время ликвидации последствий ураганов «Иван» (2004 г.), «Катрина» и «Рита» (2005 г.) в Мексиканском заливе. Эти мощные ураганы причинили огромный ущерб трубопроводной системе, на восстановление которой потребовалось длительное время и услуги специально оборудованных кораблей. Все суда, которые могли быть использованы в этих глубоководных работах, были направлены в зону бедствия, что даже вызвало нехватку морского транспорта в прибрежной зоне.

Компенсационная опора предназначена именно для таких случаев. Она может быть использована также и на мелководье, например, на баржах.

В настоящее время компенсационная опора фирмы «Devin» используется для восстановления Центральной нефтяной магистрали в Мексиканском заливе, к югу от г. Венис, штат Луизиана. Этот трубопровод получил повреждения во время урагана «Иван». Срок контракта на эксплуатацию установки заканчивается в январе.

Опора имеет грузоподъемность 75 тонн, а возможность ее использования ограничена лишь длиной и прочностью канатов, колтюбинга и бурильных инструментов, которые к ней прикреплены. При тестовых испытаниях установка выдержала все данные ей нагрузки.



DEVIN INTRODUCES DUAL COMPENSATING INTERVENTION TOWER

Devin International on Friday unveiled to the oil & gas market a modular motion-compensation tower that adapts to any type of vessel, platform or rig that is experiencing motion during the well intervention stage.

The dual compensating intervention tower, characterized by its ability to move in two directions on its vertical axis, is an economical and safe solution when operating well intervention or plug and abandonment equipment, the company said.

The tower compensates for up to 10 feet of rise-and-fall motion, sufficient for most jobs, but it can correct up to 20 feet of vertical motion with the use of a double shive system, doubling capacity while maintaining a minimal footprint.

It can work over a moon pool or cantilever over the side or the rear of the vessel and is capable of working over a single well at full capacity or two wells with lesser capacity. Standing generally at 35 feet tall, the agile tower is height-adjustable to accommodate the size of the tubing or wireline used and water depth at the site.

Devin's tower concept emerged as a tool to expedite the industry's recovery in the Gulf of Mexico from damage by Hurricanes Ivan (2004), Katrina and Rita (2005). These intense storms wreaked widespread pipeline damage, creating a backlog of recovery work that far exceeds the capacity of those vessels properly equipped as a base to perform such work. Demand for all available vessels to serve deepwater projects has even created a shortage of vessels suitable for shallow depths.

The intervention tower is an effective alternative for these situations. For instance, the tower is suitable for barges, therefore adept for use in shallow water.

Devin's compensating tower is currently working on an Ivan recovery project at Main Pass in the Gulf of Mexico, south of Venice, La. The tower is contracted through January.

With a lift capacity of 75 tons, the tower is limited only by the length and capacity of the wireline or coiled tubing and the intervention tools it supports. It has not reached a field test benchmark it was unable to support.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВОГО ИНСТРУМЕНТА

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Лео де Вриз
Weatherford – Москва

Как нам нужно применять кольтюбинговый инструмент для решения проблем обслуживания скважин в современных условиях?

Для того чтобы успешно решать задачи обслуживания скважин с помощью кольтюбинга на рынке сервисных услуг, инженер должен рассматривать проблему на двух уровнях. Первый уровень включает в себя определение задач и проблем клиента (Что нам нужно получить?). На втором уровне инженерный персонал должен определить не только какой внутрискважинный инструмент будет использоваться, но и как он должен сработать, чтобы решить поставленную клиентом задачу. Это, в свою очередь, означает, что инженер должен знать, как и какой инструмент ему необходимо использовать для применения всех технологий и услуг, с помощью которых можно решить поставленную задачу, и уметь определять, какая квалификация персонала нужна для успешного использования интегрированного решения.

Компания Weatherford является поставщиком кольтюбингового инструмента, совместно с которым также поставляется и руководство по технологическим решениям.

То, что каждый из этих инструментов может делать сам по себе, несущественно. Гораздо большее количество задач может быть решено за счёт их совместного использования в различных комбинациях с созданием системы, которая может решить проблемы клиентов.

Руководство по кольтюбинговым решениям призвано помочь клиентам лучше узнать о предлагаемом многообразии

IMPLEMENTATION OF COILED TUBING TOOLS

FOR SOLVING MAIN PROBLEMS OF WELL TREATMENT

Leo de Vries
Weatherford Moscow

How do we need to implement Coiled Tubing tools into today's treatment of well problems with Coiled Tubing services?

To succeed in the Coiled Tubing well treatment services business, the engineer must be able to think on two levels. The first level takes the clients perspective ("What do we need"). On the second level, engineers must determine not only which items to put on the bottom hole assemble (BHA) but also that how the tools are working to meet the clients' requirements. This means that the engineers need to understand how to implement the tools for all appropriate technologies, service and identifying the right skill sets to ensure correct application of the integrated solution.

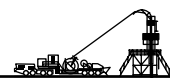
Weatherford is a coiled tubing tool supplier and put a solution hand book together.

What each of these tools can do indepently of the others is irrelevant. It's about the problems we can solve by putting them together in various ways and creating the system that solves our clients problem

The Coiled Tubing Intervention Solution handbook is to help clients to understand the art of connecting the many options are offered for effective treatment of well problems with Coiled Tubing better.

Weatherford Coiled Tubing engineers looked into a wide range of applications from underreaming cement ando sidetracking on coiled tubing to selective straddle-acidizing or fracturing operations.

	Selective Acidizing, Testing and Water Shut-Off Operations/Местная обработка, испытания и работы по изоляции зоны водопроявлений	Selective Straddle Acidizing, Water Shut-Off and Fracturing Operations/Местная селективная кислотная обработка, работы по изоляции зоны водопроявлений и гидроразрыву пласта	Cement Squeeze Operations/Работы по заполнению цементом под давлением	Plug-Back Operations/Трамбование
Inflatable Jet Straddle Packer (IJSP)/Струйный надувной сдвоенный пакер		⊙		
Inflatable Jet Packer (IJP)/Струйный надувной пакер	⊙			
Inflatable Retrievable Production Packer (IRPP)/Надувной извлекаемый внутриколонный пакер	⊙			
Inflatable Cement Retainer (ICR)/Надувной цементировочный пакер с обратным клапаном			⊙	
Inflatable Retrievable Bridge Plug (IRBP)/Надувной извлекаемый пробка-мост				⊙



вариантов совместного использования инструмента, которое позволяет эффективно решать проблемы скважин с помощью колтюбинга.

Инженеры по колтюбингу компании Weatherford рассмотрели широкий спектр задач от разбурирования цемента и забуривания боковых стволов с помощью колтюбинга до селективной кислотной обработки и работ по гидроразрыву пласта.

ОПТИМИЗИРОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ: ТРИ ЗАДАЧИ

Мы относим область применения инструмента к одной из трёх основных задач:

- закупорка ствола скважины;
- ориентация инструмента в стволе скважины;
- изоляция ствола скважины.

ЗАКУПОРКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ:

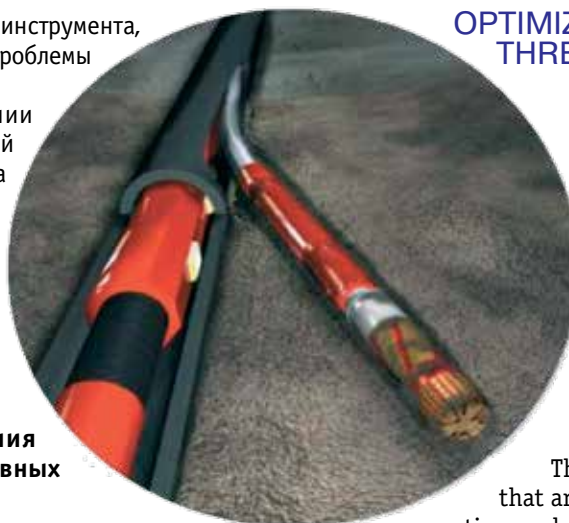
Удаление препятствий, которые находятся в стволе скважины и снижают продуктивность, таких как осаднения, наросты или упавшие предметы. Для решения проблем, связанных с закупоркой скважины, может использоваться как отдельный инструмент, так и их комбинация.

ОРИЕНТАЦИЯ ИНСТРУМЕНТА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ:

Позволяет оператору резать боковой ствол скважины в ранее недоступных зонах за счёт выхода из существующего ствола и вырезания окна для бурения новой скважины.

ИЗОЛЯЦИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ:

Решение этой задачи необходимо для всех приложений колтюбинга, использующих систему пакеров или пробок, и является самым востребованным в колтюбинговом сервисе. Технологические решения в этой области можно разделить на две основные категории: те, которые выполняются внутри трубы, и те, которые выполняются снаружи добывающей трубы и имеют дело с обсадной колонной. Основной задачей является изоляция выбранных секций ствола скважины от формации с целью улучшения производительности скважины. ¹



OPTIMIZED SOLUTIONS, THREE WAYS

We put the tool services into 3 main areas:

- wellbore obstruction solutions;
- wellbore departure;
- wellbore isolation.

WELL OBSTRUCTION SOLUTIONS.

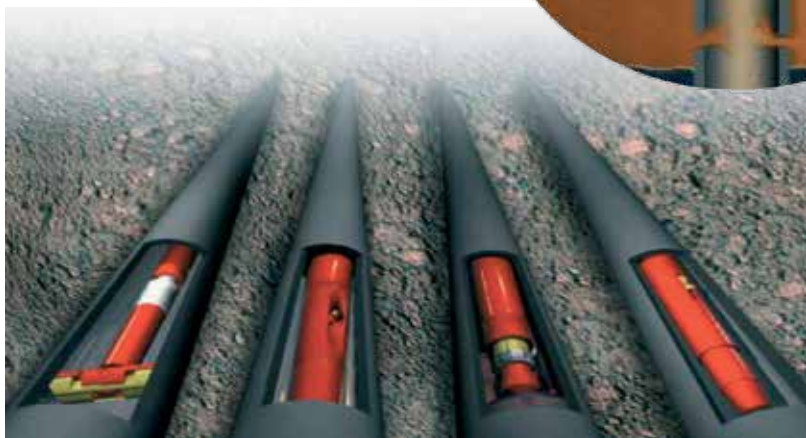
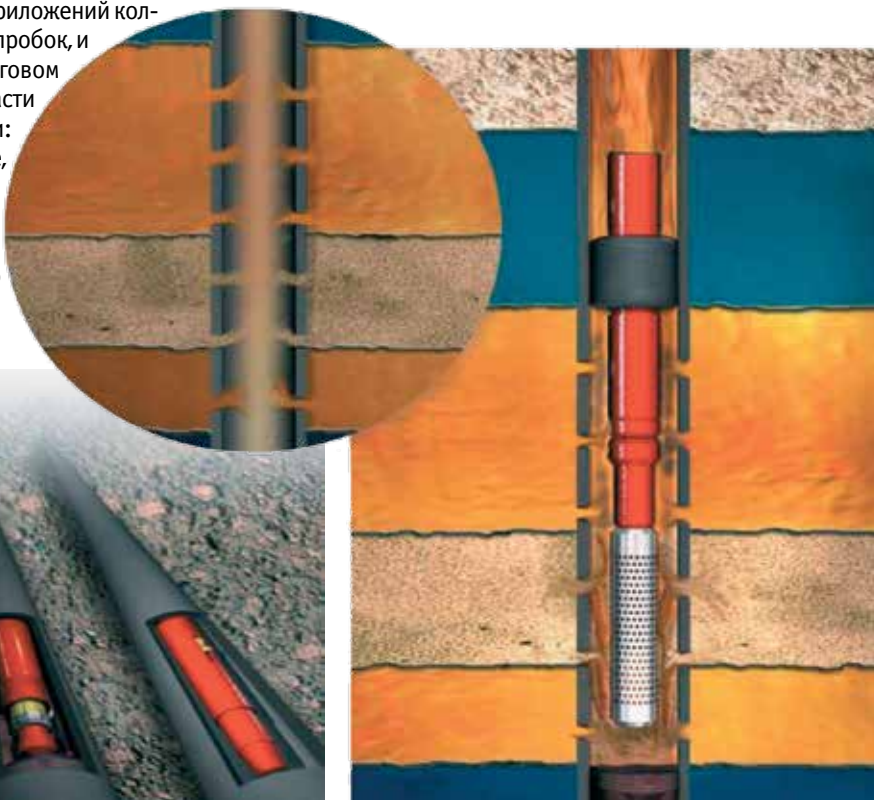
They aimed to remove the obstacles that are in the way and affecting production, such as scale, formation buildup or a lost fish. A single tool or combination of tools may be applied to solve a problem associated with an obstruction.

WELLBORE DEPARTURE SOLUTIONS.

They allow an operator to sidetrack into previously unavailable zones by exiting an existing wellbore and cutting a window to drill another well.

WELLBORE ISOLATION SOLUTIONS

This is for all facets coiled tubing industry's needs for packer and plug system in coiled tubing applications. These solutions fall into two basic categories: In-tubing and thru-tubing. In-tubing applications are performed inside production tubing, and thru-tubing applications are performed through the production tubing and into the casing. The objective is to isolate sections of the wellbore from the formation to improve production. ¹



СОЗДАНИЕ НОВОГО ПЕРСПЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАМКАХ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ДЕПАРТАМЕНТА ЭНЕРГЕТИКИ США

Данная многообещающая программа направлена на снижение издержек и вредного воздействия на окружающую среду при бурении газовых и нефтяных скважин.

Новая технология, создание которой ведется в рамках рассчитанной на два года перспективной программы разработки микроскважин под руководством Департамента энергетики США, начало давать свои первые плоды в виде новейшего оборудования, причем некоторые новшества находятся уже фактически на стадии промышленного внедрения.

Часть созданных инструментов, предназначенных для бурения скважин сверхмалого диаметра для добычи природного газа и нефти, уже прошла испытания в реальных полевых условиях, и решение о серийном производстве этих инструментов с целью промышленной эксплуатации должно быть принято в течение 2007 года. Параллельно ведется разработка еще нескольких проектов в сфере технологий для бурения микроскважин, программа реализации которых уже в ближайшем будущем достигнет этапа полевых испытаний.

Ожидается, что новая технология бурения микроскважин поможет принципиально изменить применяемый в настоящее время в США подход к бурению скважин для добычи природного газа и нефти, а в перспективе способна значительно снизить издержки, риски и различные воздействия на окружающую среду, возникающие при бурении. Ее применение, в свою очередь, потребует использования колтюбинговых бурильных установок – компактных, простых в эксплуатации, оборудованных барабаном с наматываемой на него гибкой непрерывной трубой и способных обеспечить бурение боковых скважин диаметром около 4-1/2 дюйма на уже разрабатывавшемся месторождении из стволов существующих скважин. Использование подобного подхода позволяет максимально снизить уровень вредного воздействия в районах с уязвимой природной средой, а также сократить объем бурильного шлама по сравнению с использованием более громоздких традиционных установок с буровой трубой стандартного размера, предназначенной для бурения скважин большого диаметра.

Новое оборудование, разработанное в рамках программы развития технологии бурения микроскважин Департамента энергетики США, поможет продвижению технологии колтюбинга на рынках США, что в свою очередь, будет способствовать повышению экономической значимости методов добычи неизвлеченных, ранее недоступных ресурсов нефти и природного газа на истощенных месторождениях и месторождениях с пониженной рентабельностью, которых

USA DEPARTMENT OF ENERGY'S MICROHOLE RESEARCH AND DESIGN PROGRAM YIELDING PROMISING NEW TOOLS

Ambitious Program Aims to Reduce Costs, Environmental Impacts of Oil and Gas Well Drilling

New technology being developed under the U.S. Department of Energy's ambitious two-year-old Microhole Initiative is already yielding new tools perched on the edge of commercialization.

Some of these tools, designed to drill ultrasmall-diameter natural gas and oil wells, have been successfully field-tested in real-world drilling conditions and await a final decision in 2007 for full-scale commercialization. Other microhole projects are wrapping up and will soon move into the field-test stage.

Microhole technology, by virtue of its ability to dramatically reduce drilling costs, risks, and environmental impacts, could change the way America's oil and natural gas wells are drilled. It entails using coiled tubing drilling rigs -- small, easily transportable rigs that unspool coils of thin tubing -- to drill "grassroots" wells with diameters of less than 4-1/2 inches or equally small-diameter "sidetrack" boreholes from existing wells. This approach leaves a much smaller footprint in environmentally sensitive areas and produces much less drilling waste compared with the more cumbersome conventional rigs that deploy standard-size drill pipe to drill larger-diameter holes.

The new tools developed under the Energy Department's microhole program will help further the application of coiled tubing drilling in the United States, in turn improving the economics of recovering previously unattainable oil and natural gas resources in marginal or declining fields throughout the Nation.

Coiled tubing drilling has generally been limited to high-cost areas such as Alaska and Canada but is gaining traction in the Lower 48 States. For the first time, a Canadian coiled tubing drilling company, Xtreme Coil Drilling Corp., is drilling grassroots wells in the Lower 48 for an American company, Anadarko Petroleum Corp. In late December, Shell Technology Ventures B.V. agreed with Xtreme Coil to form a jointly owned company, Coil-X, that would use Xtreme's coiled tubing drilling technology to drill conventional and unconventional resource exploration wells throughout the United States and Canada.

Although microhole technology's roots extend back a decade with early experimentation funded by DOE in the mid-1990s, the agency's National Energy Technology Laboratory (NETL) formally launched the new initiative in 2004. About 20 projects are active under the \$20 million, cost-shared program.



немало имеется по территории всей страны.

В настоящее время применение технологии колтюбинга ограничивается высокочрезвычайными районами, такими как Канада, Аляска, однако уже начинает находить свое применение и на территории остальных 48 штатов США. Впервые работы в этой области проводились канадской компанией «Xtreme Coil Tubing Corp.» согласно договору с американской компанией «Andarako Petroleum Corp.» на осуществление бурения боковых скважин. В качестве еще одного примера можно привести договор о создании совместного предприятия «Coil-X», которое будет использовать технологии бурения с применением колтюбинга компании «Xtreme» для бурения стандартных и нестандартных разведочно-эксплуатационных скважин на территории США и Канады, заключенный в конце декабря компанией «Shell Technology Ventures B.V.» с компанией «Xtreme Coil».

В качестве первого этапа зарождения технологии бурения микроскважин можно назвать серию успешных экспериментов, проведенную около 10 лет назад в середине 90-х и финансируемую все тем же Департаментом энергетики, а впервые официально данная технология была применена на практике Национальной лабораторией энергетических технологий (NETL) в 2004 году. Эта программа включала в себя реализацию около 20 различных проектов общей стоимостью 20 миллионов долларов США с распределением затрат по долям.

Основной целью, которую ставили перед собой разработчики указанной программы, было нахождение способов разработки огромных запасов неизвлеченной нефти и природного газа, залегающих на малой глубине на территории десятков тысяч истощающихся или истощенных американских месторождений, разработка которых ведется тысячами малых независимых компаний. Согласно проведенным подсчетам, на территории США на глубине не более 5000 футов под поверхностью земли залегает порядка 218 миллионов баррелей неизвлеченной стандартной нефти, добыча которой с применением традиционных технологий не представляется возможной. Даже добыча 10% от этого объема нефти равняется нынешнему объему импорта нефти странами ОПЕК за 10 лет. То же касается и триллионов кубических футов неизвлеченного природного газа. Бурение микроскважин по сравнению с применением традиционных технологий также может помочь сократить более чем на 80% количество бурового шлама.

Снижение себестоимости работ и уменьшение воздействия на окружающую среду, которое способно обеспечить применение технологии бурения микроскважин, имеет особое значение для разработки ресурсов, добыча которых до настоящего момента считалась нерентабельной. Это довольно наглядно показала проведенная под спонсорством NETL недавняя демонстрация, в рамках которой гибридная буровая установка была использована для вскрытия малорентабельного объекта, расположенного в центральной части американского континента и содержащего запас порядка 1 триллиона кубических футов природного газа.

Использование технологии микроскважинного бурения также предоставляет экономически выгодную возможность бурения тысяч

The program's main driver is to find a way to economically develop America's vast untapped oil and natural gas resources lying at shallow depths in tens of thousands of declining or depleted reservoirs that are operated mostly by thousands of small, independent companies. The United States has more than 218 billion barrels of by-passed conventional oil at less than 5,000 feet subsurface that is nonrecoverable with current technology. If a tenth of that by-passed oil be recovered, it would equal roughly 10 years of OPEC imports at current levels. A similar scenario exists for trillions of cubic feet of by-passed natural gas. Microhole drilling also could slash drilling waste volumes by as much as 80 percent compared with conventional drilling.

Microhole drilling's reduced costs and environmental impacts could render viable many currently uneconomic deposits. That was borne out by the recent success of a NETL-sponsored hybrid coiled tubing drilling rig that opened a marginally economic play totaling as much as 1 trillion cubic feet of natural gas in the Midcontinent region.

Microhole coiled tubing drilling also offers the potential



нагнетательных скважин, с помощью которых можно осуществлять подачу двуокиси углерода для увеличения объемов добычи, а также улавливание и хранение этого газа, являющегося одним из основных катализаторов создания парникового эффекта на планете.

Программа Департамента энергетики сфокусирована на разработке технологии и оборудования для упрощения бурения микроскважин, в особенности на создании ключевых инструментальных средств малого размера. Среди разрабатываемых устройств особый интерес представляют приводной мотор системы управления с функцией самодиагностики и система проведения каротажа в процессе бурения, разработанные «Baker Hughes INTEQ». Данная система позволяет обеспечить более точное управление положением долота, что, в свою очередь, дает возможность бурения ровных, прямых скважин с получением информации о свойствах буримой породы в режиме реального времени. В результате этого можно добиться увеличения скорости бурения, повышения точности траектории и качества ствола скважины, а также удлинения ее горизонтального сечения (что особенно важно для увеличения площади вскрытия пласта). Несмотря на то, что сами по себе эти технологии уже давно нашли применение в нефтегазодобывающей промышленности, ранее никогда еще не удавалось добиться столь грандиозного уменьшения размеров подобного оборудования – всего 2-3/8 дюйма в диаметре.

Указанное оборудование использовалось компанией «BP America Inc.» для бурения скважины в регионе с наиболее сложными в мировой практике условиями бурения – месторождение Норт-Слоуп, Аляска. Компания «Baker Hughes INTEQ» дала следующую оценку работе инструментов: «Полный успех с технической точки зрения, эти инструменты дают несомненные преимущества при бурении скважин повторной разработки». Представитель «Baker Hughes INTEQ» объявил о том, что компания намерена принять окончательное решение по промышленному внедрению данных инструментов в 2007 году, и добавил: «Финансирование, полученное от Департамента энергетики США, явилось значительным вкладом в развитие новых технологий добычи неизвлеченных запасов нефти и газа и поставки их на американский рынок».

«Baker Hughes INTEQ» также занимается разработкой миниатюрного устройства с беспроводным управлением для удаленного управления долотом в процессе бурения, обеспечивающего высокоточный контроль над параметрами бурения и включающего в свою конструкцию двухсторонний модуль коммуникации и питания, а также наземную систему управления скважинным инструментом. В планах разработчиков – проведение в первом квартале 2007 года полевых испытаний двух инструментов, которые предполагается использовать в комплексе с упомянутыми выше приводом системы управления бурением микроскважин и системой каротажа в процессе бурения компании «Baker Hughes INTEQ». Департамент энергетики обеспечивает финансирование 75% стоимости двух проектов, каждый из которых оценивается примерно в 1 миллион долларов США.

Среди других проектов разработки оборудования для бурения микроскважин, финансируемых NETL, также можно упомянуть следующие:

- Компания «Western Well Tool Inc.» собирается опробовать прототип своего нового тракторного агрегата для бурения микроскважин на трех показательных скважинах месторождения Норт-Слоуп, Аляска. Одним из недостатков бурения при помощи колтубинговой технологии является то, что труба легко гнется, не давая таким образом обеспечить необходимую нагрузку на долото для осуществления быстрого бурения породы. Однако скорость

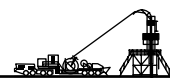


to support the economics of drilling thousands of low-cost injector wells needed to inject carbon dioxide for enhancing oil recovery and for capturing and storing this principal greenhouse gas.

DOE's program focuses on developing technology and equipment to facilitate microhole drilling, notably the miniaturization of key tools. Among the most advanced of these projects is a microhole "smart" steering motor and logging-while-drilling (LWD) system developed by Baker Hughes INTEQ. The system provides the capability to more accurately steer the drill bit to drill smooth, straight boreholes, while providing real-time information about the rock being drilled. The result is faster drilling, improved well-path accuracy, better hole quality, and longer horizontal sections (essential for exposing more of the reservoir to the well). While such technology is not new in the oil and natural gas industry, it has never been deployed in tools so small -- a mere 2-3/8 inches in diameter.

BP America Inc.'s Alaska unit used the two components to drill a well on Alaska's North Slope, one of the world's most challenging drilling environments. Baker Hughes INTEQ described the tools' performance as "an overall technical success, showing that both components add benefit when drilling re-entry wells." In noting that it will make a decision on full commercialization of the tools in 2007, Baker Hughes INTEQ added, "The investment of the DOE was a substantial contribution to the development of new techniques to recover oil and gas for the American market."

Baker Hughes INTEQ also is developing a miniaturized, wireless steering-while-drilling system that enables precise, real-time geosteering by incorporating a two-way power and communications module, and a surface control system that communicates with the downhole tool assembly. Plans call for field trials of the two tools -- intended



проходки имеет первостепенное значение для снижения себестоимости бурения. При помощи миниатюрного бурового тракторного агрегата компании «Western Well Tools» (3-1.4 дюйма) появляется возможность обеспечить необходимое давление долота на формацию с одновременной подачей непрерывной гибкой трубы, и, таким образом, увеличить скорость проходки. Департамент энергетики обеспечивает финансирование 80% стоимости проекта, оцениваемой примерно в 1 миллион долларов США.

- Компания «Stolar Research Corp.» этой осенью получила престижную премию за достижения в области исследований и разработки «R&D 100 Award» за свой проект, финансируемый NETL и касающийся разработки системы радарной навигации и радиопередачи данных для микроскважин. Изобретение компании «Stolar», которое изначально предполагалось для использования в угледобывающей промышленности, дает возможность проводить измерения в процессе бурения в режиме реального времени и осуществлять навигацию бурильной колонны в нефте- или газоносном пласте с помощью двухсторонней индукционной системы радиопередачи данных. Система может отслеживать границы залегания нефти или газа и передавать данные из скважины на поверхность в режиме реального времени, обеспечивая достаточную дальность обзора пространства перед долотом. Компания «Stolar» завершила полевые испытания системы прошлым летом и в настоящее время занята подготовкой окончательного отчета. На долю Департамента энергетики приходится 56% стоимости проекта в 900.000 долларов США.

Распространение применения недорогих и безопасных для окружающей среды решений для бурения нефте- и газоносных пластов, таких как микроскважинное бурение, способно значительно увеличить объемы добычи, способствуя развитию энергетического сектора и снижению цен на энергоресурсы. //

to work with the Baker Hughes INTEQ microhole steering motor and LWD system -- in the first quarter of 2007. DOE is funding 75 percent of the cost of the two projects, each valued at about \$1 million.

Among other NETL-funded microhole tools making progress toward commercialization:

- Western Well Tool Inc. will deploy its prototype microhole drilling tractor in three demonstration wells on Alaska's North Slope this winter. One of the shortcomings of drilling with coiled tubing is that it buckles easily, making it difficult to impart enough weight on the drill bit to rapidly drill through rock. Fast penetration rates are critical to coiled tubing drilling to keep drilling costs down. Western Well Tool's miniaturized (3-1/4 inch) drilling tractor thrusts the drill bit into the subsurface formation while pulling the coiled tubing along behind and thus speeds penetration rates. DOE is funding 80 percent of the nearly \$1 million cost of the project.
- Stolar Research Corp. this Fall was awarded a prestigious R&D 100 Award for its NETL-funded project to develop a radar navigation and radio data transmission system for microholes. Stolar's invention, originally developed for the coal mining industry, provides a real-time measurement-while-drilling capability to guide and navigate coiled tubing drilling through oil and gas reservoirs while also providing two-way inductive radio data transmission on the coiled tubing. The system tracks the boundaries of oil and gas reservoirs and transmits data from borehole to the surface in real time, essentially "seeing" ahead of the drill bit. Stolar completed field tests on the system last summer and is preparing a final report. DOE is funding 56 percent of the roughly \$900,000 cost of the project.

Widespread adoption of a low-cost, low-impact new paradigm for oil and gas drilling such as microhole technology would help bolster production, thus improving energy security and putting downward pressure on oil and gas prices. //



В последнее десятилетие наблюдается значительное расширение географии использования колтюбинга во всем мире, и особенно в странах СНГ. Еще пять лет назад даже термин «колтюбинг» был известен только узкому кругу специалистов, а теперь эти технологии активно применяются на самых отдаленных месторождениях России, Казахстана и Украины. Новая рубрика «Регионы» посвящена использованию колтюбинговых технологий в различных нефтегазодобывающих регионах стран СНГ и особенностях их применения в различных географических, геологических и климатических условиях. В этом номере мы публикуем несколько материалов их об использовании в Украине, где колтюбинг, появившись два года назад, на данный момент все шире применяется не только работающими в стране иностранными компаниями, но и украинскими нефтедобывающими предприятиями.

Last ten years the widening of coiled tubing implementation geography in the whole world and particularly in CIS countries can be seen. Just five years ago the same word “coiled tubing” sounded familiar only for a few specialists in well intervention operations and for now these technologies are actively implementing on the very far oilfields of Russia, Kazakhstan and Ukraine. New section “Regions” is dedicated to using of coiled tubing technologies in different oil and gas production regions of CIS countries and specific of it’s implementation in different geographic, geological and climate conditions. In this issue we publish some articles on coiled tubing units work in Ukraine, where coiled tubing, for the first time implemented only two years ago, for now is becoming more and more popular not only at foreign companies, who work there, but also at Ukrainian oil and gas production companies.

КОЛТЮБИНГ НА ПРИКАРПАТЬЕ

В.Р. Гураль
Мастер по интенсификации, исследованию
и кап. ремонту скважин ЦКРС ГПУ
“Львовгаздобыча” ДК “Укргаздобыча”

Добыча углеводородов на западе Украины началась ещё в конце XIX века. Естественно, что на протяжении такого длительного периода эксплуатации полезные ископаемые из верхних слоев уже исчерпаны и сейчас разведываются и эксплуатируются месторождения все более глубокого залегания. Это существенно увеличивает себестоимость добываемых нефти и газа, поэтому крайне важно применять новейшие мировые достижения в области нефтегазодобывающей техники и технологий, снижающих себестоимость добычи, увеличивающих эффективность эксплуатационных скважин и уменьшающих разрушающее воздействие последних на продуктивные пласты.

Одной из проблем, возникающих при эксплуатации нефтегазовых скважин является образование песчано-глинистых и асфальто-смолистых пробок на забое, в зоне перфорации и по стволу скважины. Эти пробки препятствуют эффективной эксплуатации скважин.

Для их ликвидации приходится на длительное время (20-50 дней) выводить скважину из эксплуатационного фонда, задействовать на всё это время бригаду капитального ремонта скважин, бурильное оборудование и другую технику, что значительно удорожает добычу и снижает эффективность эксплуатации скважины. При помощи колтюбингового оборудования эту же работу можно выполнить, в общей сложности, за 3-5 дней. В 2006 году ДК «Укргаздобыча» закупила две установки производства компании СЗАО «NOV-Фидмаш» (Республика Беларусь): МК10 для ГПУ «Львовгаздобыча» и МК20 для ГПУ «Шебелинкагаздобыча».

В ноябре месяце того же года ГПУ «Львовгаздобыча» силами бригады цеха КРС провело работы по ликвидации пробки в НКТ на одной из эксплуатационных газовых скважин Прикарпатского бассейна с применением колтюбинговой установки МК10. Вся технологическая операция с момента остановки скважины до момента включения ее в эксплуатацию

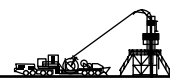
COILED TUBING IN CARPATHIAN REGION

V.R. Gural,
foreman for stimulation, exploration and well-workover
operations of the well-workover unit
of the Lvovgazdobycha gas-producing department
Subsidiary company Ukrgazdobycha

The production of hydrocarbons in the west of Ukraine dates back to the late 19th century. Over the long period of operation, the mineral products in the high layer have naturally been exhausted, so that now we are exploring and operating deeper-lying fields. This considerably increases the prime cost of oil and gas production. It is therefore imperative to apply the latest world developments in the oil-and-gas production equipment and techniques, which lower the cost of production, boost the efficiency of production wells and decrease the destructive impact of the latter on the productive formations.

One of the problems that arise in the course of operating oil and gas wells is the emergence of sandy-argillaceous and asphalt-resinous plugs on the bottomhole, in the perforation zone and along the borehole. Such plugs impede an effective operation of wells. In order to remove them, wells have to be taken out of operation for a long period of 20-50 days, and a well-workover crew as well as drilling machines and other equipment have to be engaged during all this time, which raises significantly the cost of production and lowers the operating efficiency of the well. With coiled tubing (CT) equipment, this job can be done within 3-5 days. In 2006, the Ukrgazdobycha company bought two CT units from the Fidmash closed joint-stock company (Republic of Belarus), namely, MK10 for Lvovgazdobycha and MK20 for the Shebelinkagazdobycha gas-producing department.

In November 2006, the crew of the Lvovgazdobycha well-workover unit removed a plug in the tubing in one of the production gas wells of the Carpathian basin, employing the MK10 coiled tubing unit. The entire job from the moment of the well shutoff till the moment of re-putting it into operation took three days. The removal of the plug in the tubing lasted about four hours only. Besides, by applying the CT unit, we managed to perform another operation: to reach the false bottom and to flush sand and clay from the bottomhole formation zone using surface-active agents and to blow the well with a nitrogen unit.



заняла три дня. При этом непосредственно работа по удалению пробки в НКТ заняла около четырех часов. Кроме этого, установка позволила провести еще одну операцию: дойти до искусственного забоя и с применением ПАВ промыть призабойную зону пласта от песка и глины и отдувать скважину азотной установкой.

В декабре месяце того же года с применением колтюбинговой установки МК 10 была проведена аналогичная операция (удаление песчано-глинистой пробки в зоне перфорации) на другом месторождении бассейна. Вся технологическая операция по промывке и отдувке заняла около семи часов.

Следует отметить, что при проведении обеих операций с применением колтюбинговой установки МК 10, в отличие от проведения таких же работ с применением обыкновенного бурового оборудования, на продуктивные горизонты не создается репрессия, потому что работы проводятся в режиме неполного глушения скважины. Благодаря этому удается избежать кольматации призабойной зоны пласта.

В перспективе ГПУ «Львовгаздобыча» планирует при помощи колтюбинговой установки МК10 проводить ликвидацию песчано-глинистых пробок, промывку НКТ от смоло-асфальтных отложений на нефтяных скважинах, интенсификацию притоков с использованием ПАВ и кислотных обработок.

При проведении СКО колтюбинговая установка МК10 позволяет влиять агрессивными реагентами непосредственно на нижнюю зону интервала перфорации, тогда как без колтюбинга эта операция проводится с:

- применением буровой вышки, что отнимает лишнее время на ее монтаж-демонтаж;
- полным глушением скважины;
- демонтажем фонтанной арматуры и допуском НКТ к нижним отверстиям перфорации.

Эффективность и многофункциональность колтюбинговой установки МК10 сэкономила время и средства, существенно повысив рентабельность эксплуатационных скважин. ■

In December 2006, we employed the MK10 unit to make a similar job (the removal of a sandy-argillaceous plug in the perforation zone) in another field of the basin. The whole flushing and blowing operation took about seven hours.

It should be mentioned that unlike conventional drilling machines, the MK10 unit does not overburden the producing horizons during the implementation of both jobs, while the well does not have to be completely killed. This helps avoid the mudding of the bottomhole formation zone.

In the future, Lvovgazdobycha is planning to employ the MK10 unit to remove sandy-argillaceous plugs, flush the tubing from resinous-asphalt sediments on oil wells and to stimulate the influx with the use of surface-active agents and acid treatment.

While conducting acid treatment, the MK10 unit makes it possible to apply aggressive agents directly on the lower zone of the perforation interval. Without the CT unit, this job would require:

- the use of a drilling derrick, which takes time for assembling and disassembling,
- the full killing of the well,
- the disassembling of the production tree and the reaching of the tubing to lower perforation holes.

The efficiency and multifunctionality of the MK10 unit has saved time and money while boosting the economic efficiency of production wells. ■



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ В ОАО «УКРНАФТА»

Колопутенко Р.С.,
Инженер-технолог Долинского
тампонажного управления

EXPERIENCE OF COILED TUBING UNIT APPLICATION IN “UKRNAFTA” COMPANY

Koloputenko R.S.,
Engineer-technologist of Dolinskoe plugging
department

В 2006 году ОАО «Укрнафта» была закуплена и направлена для эксплуатации в свое структурное подразделение Долинское тампонажное управление колтюрбинговая установка МК20Т производства СЗАО «NOV-Фидмаш», позволяющая работать в скважинах глубиной до 5000 м и при давлении до 700 атм.

С момента запуска в эксплуатацию установка МК20Т убедительно доказала перспективность и эффективность колтюрбинга применения для проведения ремонтных работ на нефтяных скважинах ОАО «Укрнафта».

Необходимо отметить, что «NOV-Фидмаш» не ограничивается одной лишь поставкой техники. Так, несмотря на то, что в настоящее время в Ивано-Франковской области (г. Надвирна) существует учебный комбинат, который осуществляет подготовку специалистов и выдачу соответствующих удостоверений, позволяющих эксплуатировать колтюрбинговую технику, специалисты «NOV-Фидмаш» приняли активное и непосредственное участие в обучении специалистов практическим навыкам работы на колтюрбинговой установке. Кроме этого, в обучении инженерного персонала принимали участие специалисты НП «Центр развития колтюрбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»), одной из функций которого является содействие развитию колтюрбинговых технологий в странах СНГ. Обучение проводил руководитель консультационного центра НП «ЦРКТ» Алмас Нурлыгаянович Хамидуллин, который в процессе обучения основное внимание уделил различным технологическим тонкостям при проведении внутрискважинных работ с использованием колтюрбинга.

Говоря о достоинствах используемого колтюрбингового оборудования, в первую очередь, следует отметить его простоту в эксплуатации, что помогло обслуживающей бригаде освоить его в относительно короткие сроки. Следует также отметить достоинства шасси, на которых смонтирована установка, прекрасные вездеходные свойства, относительно небольшое потребление топлива. Отдельного упоминания заслуживает и использованный в установке инжектор – отлично работает и прост в эксплуатации.

В то же время эксплуатация такого класса установок накладывает дополнительные требования к условиям транспортировки ее к месту работы. Обслуживаемые нами месторождения находятся как в городской зоне, так и в горах. Так, обнаружены некоторые трудности при эксплуатации установки из-за ее габарита по высоте, который составляет 4,5 метра. При следовании установки к месту проведения работ, находящемуся в черте города, значительную долю времени приходится уделять встречающимся на пути низко висящим телефонным

In 2006 Open Society “Ukrnafta” purchased and directed it for operation to the structural division, Dolinskoe plugging department, the coiled tubing unit MK20T by JCSC “NOV-Fidmash”, which allow to work in wells as depth up to 5000 m, and at pressure up to 700 atm.

From the moment of start of operation unit MK20T has persuasively proved per-spectivity and efficiency of its application for carrying out of repair work in oil wells of “Ukrnafta”.

It is necessary to note, that “NOV-Fidmash” it is not limited to only one delivery of technical equipment. So, in spite of the fact that now in Ivano-Frankovsk area (Nad-virna city) there is an educational combine which carries out preparation of experts and delivery corresponding certificates allowing to maintain coiled tubing technics, experts of “NOV-Fidmash” took active and direct participation in training experts to practical skills of work on coiled tubing unit. Besides experts of Non-Commercial Partnership “Coiled Tubing Technologies Development Center” (NP CTTDC), one of which func-tions is assistance to development of coiled tubing technologies in the countries CIS, took part in training the engineering personnel. It was carried out by the head of consul-tation centre of NP CTTDC Almas Nurliygyanovich Hamidullin by whom during training more attention has been given to various technological subtleties at carrying out well intervention works with use of coiled tubing.

Speaking about the advantages of working coiled tubing equipment, first of all it is necessary to note simplicity in operation that has helped a brigade serving it to master the new equipment in rather short terms. It is necessary to note also advantages of the chassis on which installation is mounted, fine cross-country properties, rather small con-sumption of fuel while in service. A separate mention deserves the injector used in unit - perfectly works and it is simple in operation.

At the same time operation of such class of equipment imposes additional re-quirements to conditions of its delivery to a place of work. Deposits served by us are both in a city zone, and in mountains. So, some difficulties are found out at operation of installation because of its dimension on height which makes 4,5 meters. At following unit to a place of the work, taking place in a city boundaries, the significant share of time should be given meeting on ways low to hanging telephone cables before which it is necessary to stop and raise them.

Some difficulties arise at work in mountains where there are roads with a corner of rise more than 30 degrees and abrupt turns. Rather high center of weights of unit de-mands additional safety measures at movement on such roads. In



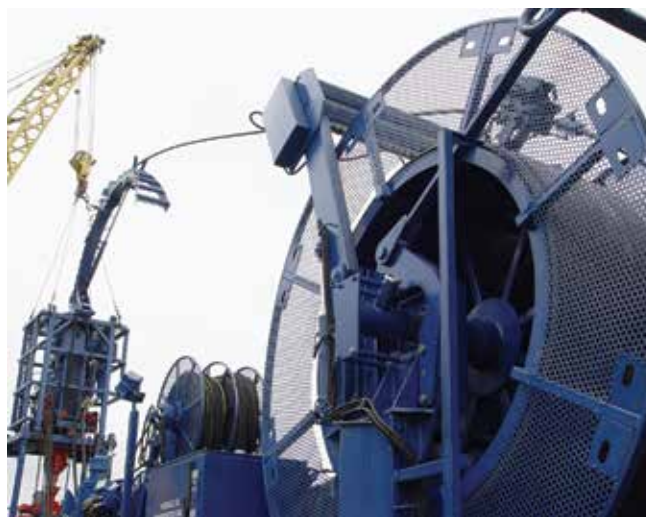
кабелям, перед которыми необходимо останавливаться и приподнимать их.

Некоторые затруднения возникают и при работе в горах, где имеются дороги с углом подъема более 30 градусов и крутыми поворотами. Относительно высокий центр масс установки требует дополнительных мер предосторожности при движении по таким дорогам. В этом случае в целях обеспечения безопасности движения порой приходится снимать узел намотки с трубой и транспортировать его отдельно.

Существуют также некоторые резервы для совершенствования колтюбинговых установок. Так, например, система контроля и регистрации параметров в процессе проведения спуско-подъемных операций СКР1.08, используемая в нашей установке, не позволяет в реальном времени отражать графики изменения регистрируемых параметров непосредственно в ходе проведения работ. Для этого приходится считывать регистрируемые данные на поставляемые с установкой флеш-карты для последующего переноса и анализа на компьютере. В условиях работы на значительном удалении от основной базы, в частности, при работе в горах это в значительной степени снижает оперативность анализа полученной информации. В этой связи логичным представляется проведение компьютеризации системы СКР1.08 с подключением компьютера в кабине колтюбинговой установки или на рабочем месте руководителя работ на скважине. По имеющейся информации сегодня предприятие-изготовитель поставляет и монтирует на колтюбинговые установки системы контроля и регистрации, обеспечивающие непрерывную регистрацию работы колтюбинговой установки в течение более 3-х месяцев и отражение регистрируемых параметров в виде графиков в режиме реального времени. В этой связи имеет смысл рассмотреть возможность модернизации установки.

Первыми работами, выполненными специалистами Долинского тампонажного управления ОАО «Укрнафта» с помощью колтюбинговой установки МК20Т, была обработка трех нагнетательных скважин глубиной 3300-3500 м с последующей кислотной обработкой пласта. Работы на данных скважинах были проведены успешно. При работе на следующей скважине у нас произошел технический инцидент. Во время промывки соляных отложений при невыясненных обстоятельствах пропала циркуляция технологического раствора, что привело к прихватке в скважине инструмента. В результате проведенных действий произошел обрыв инструмента, то есть труба была поднята на поверхность, а инструмент – обратный клапан, срезная муфта, перо – остались в скважине. Следующей проводилась депарафинизация скважины для Бориславского НГУ, которая находится в 140 км от г. Долина высоко в горах. Там обрабатывали скважины глубиной 4800-4900 м. Затем проводилась депарафинизация на скважинах нашего предприятия в г. Долина. В общей сумме на сегодняшний день нами обработано восемь скважин. Такой, в общем-то, небольшой объем выполненных работ связан с тем, что было принято решение о приостановке работ в зимний период (до установления плюсовой температуры) по техническим причинам, не связанным с колтюбинговой установкой МК20Т.

В целом же необходимо отметить, что, несмотря на небольшой объем работ, на данный момент колтюбинг зарекомендовал себя как перспективное и эффективное оборудование при проведении ремонтных работ на нефтяных скважинах ОАО «Укрнафта». ■



this case with a view of a safety of movement at times it is necessary to remove coiling part with a tube and to transport it separately.

There are also some reserves for perfection of coiled tubing units. So, for example, the monitoring system and registration of parameters during carrying out of the RIH/POH operations СКР1.08, used in our unit does not allow to reflect changes of registered parameters in real time directly during work. For this purpose it is necessary to read out the registered data on flash-cards delivered with installation for the subsequent carry and the analysis on a computer. In operating conditions on significant distance from a basis, in particular at work in mountains, it substantially reduces efficiency of the analysis of the received information. That is why, logical carrying out of a computerization of system СКР1.08 with installation of a computer in a cabin of coiled tubing unit or on a workplace of the head of works on a well is needed. On available information, today the enterprise-manufacturer delivers and mounts on coiled tubing units the monitoring system and the registration providing continuous registration of coiled tubing unit work within more than 3 months and reflection of registered parameters as schedules in a mode of real time. In this connection it is meaningful to consider an opportunity of unit modernization.

The first works executed by experts of Dolinskoe plugging department of Open Society "Ukrnafta" with the help coiled tubing unit МК20Т were processing of three fill-in wells by depth of 3300-3500 m with the subsequent acid stimulation. Works on the given wells have been carried out successfully. At work on the following well we had a technical incident. During washing saline deposits under the obscure circumstances circulation of a technological fluid that has led blocking tool in a well occurred. As a result of carried out actions there was a breakage of the tool, that is the tube has been lifted on a surface, and the tool – the return valve, swivel socket, wing – have remained in a well. Following the dewaxing of wells for Borisoslavski Oil and Gas Department, which to be in 140 km from Dolina city highly in mountains was carried out. Processed well depth was 4800-4900 m. Then the dewaxing of our enterprise wells was carried out in Dolina city. In a total sum for today by us it is processed eight wells. Such, in general, the small amount of executed works is connected by that the decision on a suspension of works during the winter period (up to an establishment plus temperatures) for technical reasons, not connected with coiled tubing unit МК20Т was accepted.

As a whole it is necessary to note, that, despite of small amount of works, at pre-sent coiled tubing has proved as the perspective and effective equipment at carrying out of repair work on oil wells of Open Society "Ukrnafta". ■

«REGAL» СООБЩИЛА О СОСТОЯНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УКРАИНЕ

REGAL REPORTS ON UKRAINE DEVELOPMENTS

Компания «Regal Petroleum plc» обнародовала новые данные касательно операций в принадлежащих ей Мехедивско-Голотовщинском и Свиридовском газоконденсатных месторождениях.

ИСТОРИЯ И УСЛОВИЯ ДОГОВОРА

В июле 2004 г. Компания «Regal» получила лицензии сроком на 20 лет на эксплуатацию Мехедивско-Голотовщинского и Свиридовского месторождений и добычу газа и газового конденсата из глубоких пластов каменно-угольного песчаника. Подлинность лицензий была подтверждена Верховным Судом Украины 12 декабря 2006 года.

ДОБЫЧА ГАЗА

В настоящее время компания добывает газ и газовый конденсат из четырех скважин в Мехедивско-Голотовщинском месторождении и одной скважины в Свиридовском месторождении. Эти скважины возобновили свое функционирование 1 августа 2006 года, сразу же после окончания судебного процесса. С тех пор добыча газа на обоих месторождениях идет непрерывно. В период с 1 августа по 31 декабря 2006 г. средняя добыча газа составляла 3,85 миллиона кубических футов в день, а газового конденсата – 447 баррелей (или 1134 баррелей нефтяного эквивалента) в день. Средняя цена проданного газа за этот период составляла 3,05 доллара за тысячу кубических футов, а газового конденсата – 57,34 доллара за баррель.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Во время реактивации замороженных скважин в скважину СВ-10 Свиридовского месторождения был запущен азот. Эта операция, проводившаяся с помощью гибких труб и предназначенная для увеличения объемов добычи, была предпринята в октябре 2006 года. А уже в середине ноября была проведена пробная эксплуатация скважины. Во время тестирования было добыто 100 миллионов кубических футов газа и 1940 баррелей газового конденсата. Полученный конденсат был продан вместе с остальной продукцией «Regal».

Рядом со скважиной СВ-10 планируется установить сепарационный блок для удаления конденсата и воды, после чего скважина будет работать непрерывно. Добываемый газ будет поступать в расположенный поблизости газопровод компании «Регал». Как и основная перерабатывающая станция, этот дополнительный блок также может быть использован для обработки газа и конденсата и пригодится, когда будут пробурены новые скважины. Учитывая время, которое требуется на оснастку необходимого оборудования, нитка, соединяющая СВ-10 с трубопроводом, будет готова к середине 2007 года.

Капитальному ремонту подлежат еще пять скважин. По приблизительным подсчетам на реконструкцию каждой из них потребуется около 240.000 долларов. Сейчас группа экспертов, в состав которой входят специалисты из Западной Европы, проводит исследования с тем, чтобы в начале 2007 года выбрать наиболее подходящие для восстановления скважины. После реконструкции, запланированной на третий квартал 2007 года, добыча газа на месторождении увеличится на 40%.

Regal Petroleum plc announced an update on the operations being conducted in its 100% owned Mekhediviska/Golotvshinska (MEX-GOL) and Svyrydivske (SV) gas-condensate fields.

LICENSE HISTORY AND TERMS

The MEX-GOL and SV field production licenses were granted to Regal (100%) in July 2004 to allow gas and condensate production from the deep Carboniferous sandstone reservoirs for a period of 20 years. The validity of the production licenses was confirmed by the Supreme Court of Ukraine on 12 December 2006.

PRODUCTION

The Company is presently producing gas and condensate from four wells on the MEX-GOL field area and one well on the SV field. Since the wells were re-opened on 1 August 2006, following the field closures during the license litigation, the Company has had uninterrupted production from the MEX-GOL and SV fields. The average daily production between 1 August and 31 December 2006 was 3.85 mmcf of gas and 447 bbls of condensate (1134 boe). Average realized sales prices over this period were \$3.05/mcf for gas and \$57.34/bbl for condensate.

WORKOVERS

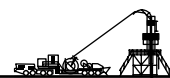
As part of a planned campaign to reactivate dormant wells and increase production from existing wells the SV-10 well on the SV field was nitrogen lifted using coiled tubing in early October 2006 and placed on production test in mid November 2006. During the test phase the well has so far produced an aggregate of 100 mmcf of gas and 1940 bbls of condensate. The produced condensate has been sold along with Regal's other production.

It is planned that the SV-10 well will be put on permanent production following the installation of separation equipment in the vicinity of the well site to remove condensate and water. The processed gas will be tied in to the nearby Regal gas pipeline. This new satellite facility, along with the existing main processing facility, will have the potential for processing gas and condensate from future workovers and new wells. Based on equipment lead times the tie-in of the SV-10 well is expected to be completed by mid-year 2007.

A total of five other wells have been identified as short-term candidates for workover. Early indications suggest that average workover costs will be approximately \$240,000 per well. Studies are currently underway under the direction of the new management team, using Western European expertise, which will lead to a decision in early 2007 on the best wells to re-enter. Once this re-entry work is completed, planned for the 3rd quarter 2007, the results will strengthen the current production and revenue from the field with an expected production uplift of at least 40% by end 2007.

SEISMIC AND RESERVES

A contract has been signed between the Company and Ukrainian State Enterprise - Ukrgeofizika to undertake a 3D



СЕЙСМОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЗАПАСЫ ГАЗА

Компания заключила контракт с украинским государственным предприятием «Укргеофизика» на проведение трехмерной сейсморазведки на площади 100 км² в районе Мехедивско-Голотовщинского и Свиридовского месторождений. Исследования будут проводиться за счет компании, а их результаты «Укргеофизика» должна предоставить к июлю 2007 года. Команда сейсмологов уже практически сформирована, и ученые приступили к полевым исследованиям. Стоимость проведения разведки, анализа и интерпретации данных оценивается в 2,5 миллиона долларов, из которых уже выплачено 600 тысяч.

Параллельно с сейсмологическими исследованиями будет создаваться модель геологического пласта для обнаружения новых запасов газа. В сентябре 2005 фирмой «Ryder Scott» была проведена оценка запасов газа. Эти данные, опубликованные в «Ежегодном отчете» компании за 2005 год, приведены в таблице внизу. Оценка производилась в соответствии с классификацией нефтяных ресурсов и стандартами «Общества инженеров-нефтяников».

Объем запасов (по данным на 31.12.2005)	Доказанные	Возможные	Всего
нефть/конденсат - (млн. барр.)	11.4	13.7	25.1
газ – (млрд. куб. футов)	403.4	407.9	811.3
Всего – (млн. барр. в нефт. экв.)	83.3	86.4	169.7

РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

Компания планирует возобновить бурильные работы в скважине MEX-103, которые были приостановлены в 2005 году в связи с судебным процессом, завершившемся в ее пользу. Также было выбрано несколько новых точек, и сейчас компания пытается получить разрешение на проведение там бурильных работ. Бурение новых скважин намечено на третий квартал 2007 года, поскольку необходимо время на строительство вышек и поиск материалов.

ПЛАН КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

После проведения трехмерной сейсморазведки будет создана детализированная модель пласта Мехедивско-Голотовщинского и Свиридовского месторождений и выработан план их комплексного освоения. Бурение пласта и строительство сооружений должно начаться к концу 2007 года. Планируется, что в четвертом квартале 2007 года будет предпринята новая оценка газовых запасов. Полученные данные будут отражены в ежегодном финансовом отчете компании. В случае успеха трехмерной сейсморазведки, в 2008 году аналогичные исследования будут проведены на Свиридовском месторождении.

Компания намерена использовать весь потенциал открытых и вновь найденных месторождений, отданных ей по украинским лицензиям. Сейчас прорабатываются различные механизмы финансирования, которые позволят ей реализовать план освоения месторождений.

НОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПЕРСОНАЛ

Для освоения новых бурильных методов и технологий главой Международного управления буровых работ был назначен г-н Лес Девине, который будет подчиняться непосредственно Главному исполнительному директору «Регал». Лес Девине имеет 30-летний опыт работы в международных проектах в Европе, Индии и Алжире. Из них 20 лет он проработал в сотрудничестве с буровыми подрядчиками, включая такие известные фирмы, как «Smedvig» и «Deutag». На первых стадиях реализации проекта Г-н Девине будет работать непосредственно в Украине. ■

seismic survey on the Company's behalf covering 100km² of the producing area of the MEX-GOL field. The survey will be acquired and processed by Ukrgeofizika and is expected to be available for interpretation by July 2007. Mobilization of the seismic crew is now nearly complete and the seismic field operations have recently commenced. The survey is anticipated to cost approximately US\$2.5 million to acquire, process and interpret, and a initial payment of \$600,000 has already been made for the mobilization.

In parallel with the planned seismic acquisition, a reservoir engineering review has commenced that will lead to the building of a new reservoir model which, when combined with the 3D seismic and ongoing well studies, will allow field reserves to be recomputed. The published reserves, audited by RyderScott in September 2005 and as reported in the Company's Annual Report and Accounts for the year ended 31 December 2005, are set out in the table below. These reserves are stated according to the petroleum resources classification system and definitions of the Society of Petroleum Engineers.

Net Remaining Reserves (as at 31.12.2005)	Proved	Probable	Total
Oil/Condensate - mmb- bls	11.4	13.7	25.1
Gas - bcf	403.4	407.9	811.3
Total - mmboe	83.3	86.4	169.7

DEVELOPMENT DRILLING

The Company is considering the recommencement of drilling operations on the MEX-103 well that was suspended in 2005 following the license litigation which has now been successfully concluded. In addition, several new development locations have been selected and permits for drilling on these sites are now being actively sought. Drilling operations on any new well sites are likely to commence in 3rd quarter 2007 since drilling rigs and materials need to be sourced.

FULL FIELD DEVELOPMENT PLAN

With the completion of the planned 3D seismic it is anticipated that a comprehensive reservoir model of the MEX-GOL field can be created and the existing full field development plan will be updated. Drilling and facilities construction can then commence and is expected to be underway before the end of 2007. It is planned that an update of the reserves will also be undertaken in 4th quarter 2007 with the view to issuing an audited revised estimate by year end. If, as expected, the current 3D operations are successful, it is planned that a 3D survey will be acquired over the SV field in 2008.

The Company remains committed to realizing the full potential of the proved and probable reserves in its Ukrainian licenses. Various funding mechanisms are under investigation to allow the Company to effectively take forward the development program.

NEW TECHNICAL STAFF

Mr Les Devine has been engaged as Manager International Drilling, reporting to the Company's Chief Operating Officer, to ensure that Regal has access to the best available drilling practices and technology. Les has 30 years of international experience gained in operations in Europe, India and Algeria, including 20 years working with drilling contractors including Smedvig and Deutag. He will initially be based in the Ukraine. ■

КОМПАНИЯ «ANTECH» ВЫПУСКАЕТ БЕСПРОВОДНОЙ СЕЙСМОГРАФ

ANTECH INTRODUCES WIRELESS SHOT DETECTOR

Компания «AnTech Limited» выпустила новый сейсмограф под названием «Gun Shot». Он представляет собой беспроводную систему, улавливающую и записывающую звуки, производимые ударами скважинного перфоратора.

«Gun Shot» работает в режиме полной автономности. Устройство позволяет записывать звуки ударов перфоратора, которые в нормальных условиях не слышны на поверхности. Затем информация передается на laptop специалиста-расшифровщика.

«Gun Shot» имеет встроенный блок памяти, хранящий данные, которые могут быть утеряны в случае перебоев в питании или подаче радиосигнала. Передача данных с помощью сейсмографа «Gun Shot» отличается высокой степенью точности, поскольку он не требует кабеля, при повреждении которого данные могут быть утрачены.

Запись сигналов устраняет потенциальные разногласия между оператором и сервисной компанией относительно успешности перфорационных работ, и поэтому необходима для их качественного выполнения. Тем не менее, запись ударов перфоратора всегда была трудной задачей. «К моменту, когда звук удара достигает поверхности, земля поглощает колебания, производимые ударами в скважине», - утверждает Тони Мижевски, управляющий директор «AnTech». «Чтобы качественно уловить эти звуки, сервисным компаниям приходилось использовать сложное оборудование. Однако благодаря устройству «Gun Shot», они теперь смогут обойтись без дорогостоящих приборов. Сейсмограф улавливает звуки частотой в 10 Гц, что соответствует уровню колебаний при проведении перфорационных работ. Затем он преобразует эти сигналы в звуковой файл, посылаемый на компьютер, где его изучают и обрабатывают специалисты», - рассказывает Мижевски.

Беспроводная связь требует меньше времени на установку и снижает риск потери данных.

Установка проводных систем для записи звуков от ударов – рискованный процесс, занимающий немало времени. При повреждении проводов ценные данные могут быть утеряны навсегда. Беспроводная технология «AnTech» поможет устранить эту проблему, сэкономить на электропроводке и в то же время обеспечит качественную запись. «Gun Shot» устанавливается легко и быстро. В результате вы получаете преимущество в качестве и сэкономите средства и время. Достаточно воткнуть сейсмограф в землю, включить, и можно записывать сигналы из приемного блока.

Беспроводной сейсмограф «Gun Shot» - последнее изобретение из серии систем сбора данных компании «AnTech». Среди других новинок этой серии – радиопередатчик «DAQ>W», работающий в узком диапазоне частот и предназначенный специально для работы в скважинах.

Компания «AnTech Ltd» была основана в 1993 году в Эксетере, Англия. Ее специализация – проектирование, разработка и изготовление новейших технических средств для добывающего сектора нефтяной и газовой промышленности. Мировую известность компании принесла

AnTech Limited has introduced a new shot detection system called the Gun Shot. The Gun Shot is a wireless system that detects and records the sound of perforation shots made downhole.

A completely self-contained system, the Gun Shot records the sound of perforation shots downhole that normally can't be heard at the surface. It then transfers the readings produced to a file located on the technician's laptop.

The Gun Shot has a unique on-board memory that stores data and prevents it from being lost in the event of a power failure or radio transmission problems. Its "cable free" feature also means that the Gun Shot's data is of the highest integrity, as there is no risk of losing data as the result of damage to cables.

For quality assurance purposes, it is good practice to record perforation signals because it eliminates potential conflicts about the success of the shots between the service company and the operator. Detecting perforation shots downhole has always been a challenge. "By the time perforation shots have reached the surface, the earth will have naturally filtered out frequencies produced by shots downhole," said Toni Miszewski, Managing Director of AnTech. "To detect these shots, service companies have been forced to use sophisticated systems to reliably detect firing. However, with our new Gun Shot, expensive systems are no longer necessary. The system makes it possible to detect readings as low as 10Hz, which is suitable for perforating. It then records these signals into a sound file on the technician's laptop where they can be played back, printed and signed off," he added.

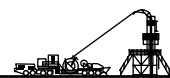
Wireless Feature Reduces Installation Time and Potential Data Loss

Installing shot detector systems with wires is time-consuming, not to mention risky. If wires are damaged, valuable data can be lost forever. AnTech's wireless technology helps to eliminate these problems and reduce wiring costs, while providing a very effective shot detection system. Because the Gun Shot is wireless, it is simple and quick to install. As a result, lengthy installation costs are eliminated without sacrificing quality. To install and operate the system, the user simply stabs the geophone into the ground, switches it on, heads over to the receiving unit and begins logging data.

The wireless Gun Shot is the latest addition to AnTech's range of data acquisition systems, including the DAQ>W, which transmits data wirelessly via narrow band radio transmission from the well site.

AnTech Ltd specializes in the design and manufacture of innovative products for the international upstream oil and gas industries. Founded in 1993 in Exeter, England, AnTech Ltd is known throughout the world for its range of award-winning coiled tubing tools, and permanent completion products. AnTech Ltd managing director and founder Toni Miszewski holds many patents for related oil tools and technologies he has developed over the years.

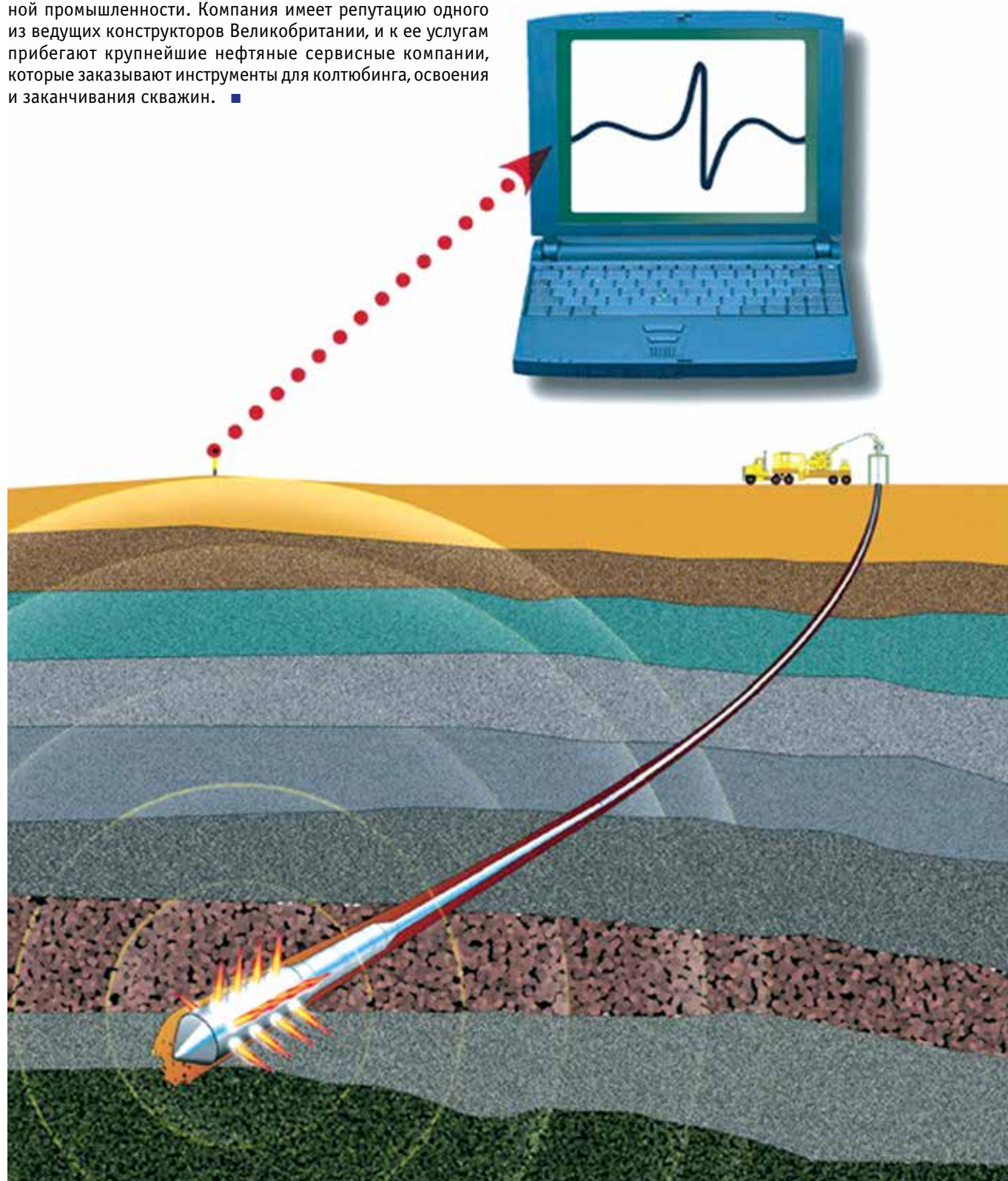
AnTech specializes in manufacturing downhole tools for coiled tubing operations including its flagship product – COLT



разработка самых передовых технологий в этой области, включая колтюбинговые инструменты и оборудование для заканчивания скважин, получивших несколько наград на различных выставках. Основатель и директор «AnTech Ltd» Тони Мижевски является обладателем нескольких патентов в области нефтяного оборудования и технологий, которыми он занимается уже много лет.

«AnTech» специализируется на производстве скважинного оборудования для колтюбинговых операций. Последняя разработка компании – забойная компоновка для колтюбингового бурения на депрессии. Кроме того, «AnTech» поставляет системы сбора данных для нефтедобычи в опасных районах и программное обеспечение для нефтяной промышленности. Компания имеет репутацию одного из ведущих конструкторов Великобритании, и к ее услугам прибегают крупнейшие нефтяные сервисные компании, которые заказывают инструменты для колтюбинга, освоения и заканчивания скважин. ■

he coiled tubing drilling assembly for underbalance wells; hazardous area data acquisition systems and oilfield software. As one of the leading design engineering companies in the UK, most major oil services companies have retained AnTech Ltd to develop coiled tubing, downhole and completion tools on their behalf. As a result, operators and service companies actively use AnTech's pioneering products and technology to maximize oil production performance in a safe and cost-effective manner. ■



НОВЫЕ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

SPOTLIGHT ON NEW TECHNOLOGY

Конференция по технологиям подводной добычи OTC 2007 выдвинула 13 инновационных проектов на премию «Новые передовые технологии». Данная программа премий дает участникам выставки OTC возможность ознакомиться более чем 60 000 посетителей со своими последними и наиболее продвинутыми технологиями.

Технологии-победители получают награды на презентации «Новые передовые технологии» 30 апреля.

КРИТЕРИИ ОТБОРА ТЕХНОЛОГИИ

НОВАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ

Технологии должны быть менее двух лет. Возраст отсчитывается со времени ее первого промышленного применения в полном масштабе или объявления о ее создании, или размещения рекламы на конференции, в пресс-релизе или в печати.

ПРОВЕРЕННАЯ

Технология должна быть проверенной либо на практике, либо в результате успешных испытаний прототипа.

ШИРОКИЙ ИНТЕРЕС

Технология должна вызвать широкий интерес и быть привлекательной для промышленного применения.

ВЕСОМЫЙ ВКЛАД

Технология должна обеспечивать значительные преимущества по сравнению с использованием уже существующих технологий.

AKER KVAERNER WELL SERVICES

КОНЦЕПЦИЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ POWERTRAC® CONE CRUSHER™

Нефтегазовая промышленность давно ищет эффективные способы удаления из ствола скважины осадений, образовавшихся там за годы эксплуатации. Компании Aker Kvaerner Well Service в результате продолжительных исследовательских работ удалось найти решение этой проблемы. В итоге был разработан и запущен в производство инструмент для удаления осадений из ствола скважины Cone Crusher™.

Компоновка Cone Crusher, которая опускается в забой при помощи канатно-кабельного трактора PowerTrac® Advance™ (PTA), используется в сборе со специальным адаптером вращения, фрезерным инструментом и амортизатором для управления нагрузкой на долото. Колесная секция трактора PTA может использоваться в качестве якорного устройства на вертикальных участках и как якорное и устройство прямой тяги на горизонтальных участках ствола скважины. Технологически в основу Cone Crusher положена устойчивая конструкция, при которой вращается основной корпус с четырьмя режущими конусами. Каждый из режущих конусов свободно вращается вокруг собственной оси независимо от скорости вращения основного корпуса. Каждый конус имеет свою уникальную режущую поверхность, которая разрушает осадения и позволяет восстановить поток газа или нефти в полном объеме.

The 2007 Offshore Technology Conference (OTC) recognizes 13 innovative technologies with the Spotlight on New Technology award. This awards program gives OTC exhibitors an opportunity to showcase their latest and most advanced technologies to more than 60,000 attendees.

The winning technologies will be honored at the Spotlight on New Technology presentation on 30 April.

TECHNOLOGY CRITERIA

NEW AND INNOVATIVE

The technology must be less than two years old. Age is based upon the first time the technology is used in a full-scale application or is announced or advertised in a conference, press release or trade journal.

PROVEN

The technology must be proven, either through full-scale application or successful prototype testing.

BROAD INTEREST

The technology must have broad interest and appeal for the industry.

SIGNIFICANT IMPACT

The technology must provide significant benefits beyond existing technologies.

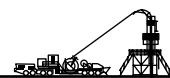
AKER KVAERNER WELL SERVICES

POWERTRAC® CONE CRUSHER™ SCALE MILL CONCEPT

The industry has searched for an answer to removing wellbore scale build-up for years. Aker Kvaerner Well Service dedicated a significant amount of engineering effort to help solve this issue. The result: the development and commercialization of the Cone Crusher™ scale mill tool.

The Cone Crusher assembly, run in conjunction with the PowerTrac® Advance™ (PTA) wireline tractor, is set up with a





С появлением инструмента для разрушения осадений Cone Crusher нефтедобывающие компании получили возможность использования новой технологии в дополнение к уже существующим методам. Эта технология будет особенно востребована для скважин, пробуренных с большим углом наклона или горизонтальных скважин. Использование инструмента позволяет применять на практике эффективный способ восстановления производительности скважины и может служить альтернативой колтюбинговым операциям за счет существенного снижения стоимости.



Baker Oil Tools

BAKER OIL TOOLS

linEXX™ – ТВЕРДАЯ РАСТЯЖНАЯ ОДНОСТВОЛОВАЯ СИСТЕМА УДЛИННЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА

Твердая растяжная одностволовая система удлинения обсадной колонны-хвостовика linEXX™ оптимизирует конфигурацию обсадной колонны для более глубокого бурения или для изоляции проблемных зон без снижения размера критического отверстия. Система состоит из следующих компонентов:

- пазовый башмак обсадной колонны серии RC9™ – устанавливается совместно с планкой обсадной колонны 9 5/8" (или 9 7/8") для того, чтобы обеспечить закрепление низа базовой обсадной колонны и расширение опоры без ограничения по внутреннему диаметру базовой колонны;
- растяжной держатель/пакер FORMlock™ обсадной колонны-хвостовика – расположен в пазовом башмаке обсадной колонны RC9 и связывает систему удлинения обсадной колонны-хвостовика linEXX с планкой обсадной колонны;
- твердая система удлинения обсадной колонны-хвостовика linEXX™ – находится под держателем FORMlock с ранее растянутым внешним диаметром 8" и растяжкой до внутреннего диаметра 8.625" и внутреннего диаметра 8.500" ствола;
- восстанавливаемый направляющий башмак RNХ™ – установленный внизу колонны linEXX для того, чтобы направить систему в забой;
- гидравлика catEXX™, система расширения в направлении вверх-вниз.



special rotation adapter, mill gear and shock absorber for weight-on-bit control. The PTA tractor wheel section can be utilized as an anchoring device in vertical sections and an anchoring and forward thrust device in horizontal sections of the well. The Cone Crusher technology is based on a robust design where a main body with four cutting cones are rotating. Each cutting cone is free-rotating in its own axis independently of the main body RPM. Each cone has a unique cutting pattern, which crushes the scale, allowing the flow of oil or gas to resume.

By running the Cone Crusher scale mill tool, operators have a valuable addition to the available methods for scale removal, especially in extended-reach and horizontal wells. The tool is an effective intervention method to restore well productivity and can be a cost-effective alternative to coiled tubing services.

BAKER OIL TOOLS

linEXX™ SOLID EXPANDABLE MONOBORE LINER EXTENSION SYSTEM

The linEXX™ Solid Expandable Monobore Liner Extension System optimizes casing configurations for drill-

ing deeper or isolating trouble zones without reducing critical hole size. The system consists of:

- RC9™ series recess casing shoe – installed with the previous 9 5/8" (or 9 7/8") casing strip to enable the liner to be anchored on the bottom of the parent casing and the expanded into the shoe with no ID size restriction below the parent casing
- FORMlock™ expandable liner hanger/packer – locates in the RC9 casing shoe and ties the linEXX liner to the previous casing strip
- linEXX™ solid expandable casing – run below the FORMlock hanger with pre-expanded OD of 8" and expanded to 8.625" ID with 8.500" ID drift
- RNХ™ retrievable guide shoe – installed at the bottom of the linEXX string to guide the liner in the hole; and
- catEXX™ hydraulic, top-down expansion system.

DYNAenergetics

DYNAENERGETIC GMBH & CO. KG

СИСТЕМА ПЕРФОРИРОВАНИЯ ЗАБОЯ БЕЗ ОБРАЗОВАНИЯ МУСОРА NDG

Работы по перфорации забоя традиционно оставляют в скважине множество мусора. Составные части перфорационных пушек и части обсадной колонны в ходе перфорации разрываются на куски. При взрыве одного перфорирующего заряда в забое остается до нескольких сотен граммов такого мусора. Для длинных горизонтальных скважин это может в сумме составить тонны металлических обломков и другого мусора, и в дальнейшем повредить дорогостоящий внутрискважинный инструмент и наземное оборудование. Ранее для решения этой проблемы было предложено использование цинковой оболочки вместо стандартно применяемой стальной оболочки зарядов. После перфорирования цинковый заряд разрывался на мелкие осколки, которые не представляли угрозы для скважины. Однако, цинковые частицы вступают в реакцию с некоторыми соляными растворами, создавая проблемы в призабойной зоне. Для решения этой проблемы DYNAenergetics GmbH & Co KG разработала новую систему для перфорирования забоя скважины, которая практически не оставляет мусора. Основной идеей этой

разработки является сближение отверстий для выхода заряда в пушке после взрыва. Эта задача решается за счёт внутренней выдвижной гильзы. Внутренний пистон,

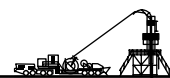
активируемый давлением газа, создаваемым при детонации, перемещает гильзу. В то время как вылет струи направленного заряда проходит через скользящую стенку и внешнюю стенку пушки за 1/10 мс, сдвиг передвижной стенки занимает несколько миллисекунд. Давление газа не только сдвигает передвижную стенку в сторону, но и расширяет гильзу, устанавливая её в новое положение. Таким образом, предотвращается последовательное повторное открытие отверстий пушки. При этом пушка ни в коем случае не подвергается избыточному давлению. Жидкость и газ при этом могут свободно циркулировать внутри пушки и забоя. Таким образом,

DYNAENERGETIC GMBH & CO. KG

NO DEBRIS GUN SYSTEM (NDG)

Perforating jobs traditionally leave a lot of unwanted debris in the well. The interior of the perforation guns and the cases of the shaped charges are fragmented during the shot. Up to several hundred gram/shot can be left in well. For long horizontal this could sum up to chips and other harm sen-

the tal wells tons of steel debris that may sitive downhole surface equipment. A possible solution to this problem in the past was the use of zinc case instead of steel case shaped charges. After perforating the zinc charge breaks up into fine particles which normally are no threat to the well. Unfortunately the zinc particles react with certain brines creating downhole problems. To overcome this situation DYNAenergetics GmbH & Co KG has developed a new type of perforating gun system. This patent pending No-Debris Gun System (NDG) leaves essentially no debris in the well. The basic idea behind this is to close the shot holes in the gun after the shot. This is achieved by an internal sliding sleeve. An internal piston which is activated by the gas pressure produced during the detonation shifts the sleeve. While the jet of the shaped charge has penetrated the slider and the outer wall of the gun in 1/10 ms the shift of the slider takes several ms. The gas pressure not only shifts the slider laterally but also expands the sleeve and seizes it into its new position. A subsequent reopening of the shot holes is hereby prevented. The gun is in no way pressure tight. Fluid and gas can still circulate between the inside of the gun and the wellbore. Trapping of pressure is therefore impossible. Tests with the NDG made in accordance with the new API RP 19b Section V standard which is under development by the



исключается возможность режекции давления. Испытания NDG, проведенные в соответствии с новым стандартом API RP 19b Секция V, который разрабатывался подкомитетом API 19B и идентичен по своим параметрам Visund Field в Норвегии, разработанному Norsk Hydro, показали, что при проведении перфорации с использованием системы, частицы мусора не вылетают из пушки во время или после взрыва. Тест на вращение в Фазе II процедуры, который предусматривает 100 оборотов перфорационной пушки после взрыва, может быть выполнен неограниченное число раз, при этом мусор не попадает из пушки в забой. Система NDG может быть использована совместно со стандартным направленным зарядом независимо от его размера, геометрии и типа взрывного заряда. Проводятся работы по проведению опытно-промысловых испытаний и испытания по секции I стандарта API RP 19b.

BAKER OIL TOOLS

БЕСПОЛИМЕРНАЯ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА DIAMOND FRAQ™

Diamond FRAQ™ является первой вязкоупругой поверхностно-активной жидкостью со свойствами полимерной жидкости для проведения гидроразрыва пласта и возможностями внешней формовки и очистки емкости для проппанта. Используемые при ее создании стабилизаторы мицелл расширяют температурный диапазон использования поверхностно-активных веществ до 300°F / 149°C. Загустители снижают вес поверхностно-активной жидкости и стоимость системы. Регулирующие агенты количества жидкости значительно снижают утечку до, по крайней мере, 2000 мД / 2000 μт и 250°F / 121°C, объем необходимой жидкости и улучшают геометрию гидроразрыва. Жидкость Diamond FRAQ™ использует технологию наночастиц для того, чтобы

- связать вместе мицеллы поверхностно-активной жидкости (псевдосшивание);
 - стабилизировать мицеллы поверхностно-активной жидкости до температуры 300°F / 149°C ;
 - сформировать псевдо фильтрационную корку, состоящую из поверхностно-активной жидкости высокой вязкости (мицеллы) и наночастиц.
- Внутренние измельчители работают в широком диапазоне температур и уровня минерализации воды и призваны
- проникать во все области, в которые поступает поверхностно-активная жидкость, и обеспечивать снижение вязкости;
 - устранить зависимость от углеводородного пласта при очистке от поверхностно активной жидкости
 - синергетически работать с высокотемпературными стабилизаторами, загустителями и агентами, регулирующими количество жидкости.

API 19B sub-committee and is identical with the specifications for the Visund Field in Norway raised by Norsk Hydro have proven that no debris can exit the gun during or after the shot. The rotation test in Phase II of the procedure which demands 100 revolutions of the gun assembly after the shot can be repeated indefinitely without any debris exiting from the gun. The NDG can be used with any standard shaped charge independent of size, geometry or explosive type. QC shots with shaped charges in a NDG setup have shown little or no penetration loss. Field testing and an API RP 19b Section I test with DYNAAenergetics DYNAWELL Shaped Charges are under preparation.

BAKER OIL TOOLS



DIAMOND FRAQ™ POLYMER- FREE HIGH- PERFORMANCE FRACTURING FLUID

Diamond FRAQ™ is the first VES fluid with polymeric fracturing fluid performance properties and superior formation

and proppant pack cleanup capability. Its micelle stabilizers extend VES fluid use to 300°F. Viscosity enhancers reduce VES loading and total system cost. Fluid loss control agents significantly reduce fluid leak-off to at least 2000 md and 250°F, to reduce fluid treatment volume and improve fracture geometry. Diamond FRAQ™ uses nano particle technology to

- Associate (pseudo-crosslink) VES micelles together;
 - Stabilize VES micelle structures to 300°F;
 - Form a pseudo-filtercake composed of highly viscous VES fluid (micelles) and nano particles.
- Internal breakers work over a wide mixwater salinity and temperature range to
- Go wherever the VES fluid goes to assure viscosity reductions;
 - Eliminate reliance on reservoir hydrocarbons to clean up VES fluid;
 - Work synergistically with high-temperature stabilizers, viscosity enhancers, and fluid loss control agents.

Baker Oil Tools



ИННОВАЦИИ/INNOVATIONS

**ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ
УСТРОЙСТВО FARO
TRACKARM**

Компьютеризированные портативные измерительные устройства компании Faro призваны заменить устаревший ручной инструмент и дорогие крупногабаритные стационарные координатно-измерительные машины. Устройство FARO TrackArm сочетает в себе технологические разработки, используемые в двух наиболее продаваемых координатно-измерительных машинах – FaroArm и FARO Laser Tracker – и предназначено для того, чтобы измерять геометрические размеры и напрямую импортировать результаты 3-D измерений в цифровой форме в CAD модель или для проверки размеров отдельных частей.

Устройство FaroArm использует оптические датчики положения, улучшенное кодирование с обнаружением и исправлением ошибок и технологию температурной компенсации для записи 3-D координат предметов размером от ладони до 12 футов / 3,6 м. Система лазерного слежения FARO Laser Tracker X использует лазерные технологии и технологию Xtreme ADM для измерения геометрических размеров до 230 футов / 69 м.

Пользователи TrackArm могут плавно перемещаться по объекту с помощью следящей системы и манипулятора за счет использования лазерной системы наведения, расположенной прямо на FaroArm. Это позволяет пользователю измерять геометрические размеры крупногабаритных объектов с помощью системы FARO Laser Tracker и затем переключаться на устройство FaroArm для оцифровки областей, недоступных для измерения с помощью системы. Поставляемая вместе с оборудованием программная платформа CAM2 Measure собирает и записывает все данные в одном файле.

JET-LUBE, INC.**МНОГОКОМПОНЕНТНАЯ
СМАЗКА ECF**

Основной задачей при разработке патентованной технологии ECF компании Jet-Lube, Inc.'s было удовлетворение требований к работе со специальными химикатами в условиях мер повышенной экологической безопасности Северного моря и, одновременно, обеспечение высокой эффективности применения технологии. Многокомпонентная смазка Jet-Lube's SEAL-GUARD™ ECF для высокопрочной обсадной колонны и трубных соединений и многокомпонентная смазка NCS-30™ ECF для буровой колонны удовлетворяют норвежским «Желтым» стандартам и относятся к группе «Е» по классификации Великобритании. Требования были разработаны в результате работы Комиссии OSPAR по гармонизации формата названий химикатов, используемых при работах на воде, и разрешают использование для труб химических компонентов, распадающихся естественным путём, не аккумулирующихся в биологических средах и неядовитых. Это самые жесткие требования к химическим веществам, которые требуют принципиально нового подхода к созданию трубных смазок, обеспечивающих как соблюдение экологических стандартов, так и высокую производительность.

Обе смазки ECF не содержат металлов и в то же время обеспечивают прекрасную защиту от истирания и изменения размеров. Температурный диапазон использования смазок – от -65°F (-54°C) до 500°F (260°C), а их формула, обеспечивающая непроницаемость состава, делает их идеальными для использования с буровыми растворами с высокими значениями



The Measure of Success

FARO TRACKARM

Faro's portable computerized measurement devices replace obsolete hand tools and large, expensive fixed Coordinate Measuring Machines (CMMs). The FARO TrackArm combines technology from two top-selling portable CMM's – the FaroArm and FARO Laser Tracker – to measure geometric features and directly import 3-D measurements into digital form for CAD model or part size verification.

The FaroArm uses optical encoders, advanced error coding and temperature compensation technology to record 3-D points on items ranging from palm-sized to 12 ft. The FARO Laser Tracker X uses laser targets and Xtreme ADM technology to measure items up to 230 ft.

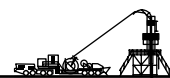
TrackArm users can seamlessly move between the tracker and arm by using a laser target mounted directly on the FaroArm. This enables the user to measure in large volumes with the FARO Laser Tracker and then switch to the FaroArm to digitize areas hidden from the Tracker's line-of-sight. CAM2 Measure, a shared software platform, collects all of the data in the same job file.

JET-LUBE, INC.**ECF THREAD COMPOUND TECHNOLOGY**

Jet-Lube, Inc.'s patented ECF technology was developed to comply with the stringent North Sea environmental guidelines for offshore chemicals while maintaining the required performance standards. Jet-Lube's SEAL-GUARD™ ECF thread compound for premium casing and tubing connections and NCS-30™ ECF thread compound for drill string connections meet Norway's "Yellow" standards and the United Kingdom's "E" classification. The classifications are a result of the OSPAR Commission's

Harmonized Offshore Chemical Notification Format (HOCNF), whose directives require pipe compounds to be biodegradable, bioaccumulation-potential-free, and nontoxic. These are the most stringent thread compound requirements to date and required a total reformulation of the pipe compounds to meet both the performance and environmental requirements.





pH (9-10%). Смазка SEAL-GUARD™ ECF с фрикционными характеристиками, близкими к модифицированной смазке API, была специально разработана для использования в соединениях деталей из высокопрочных материалов. Смазка NCS-30™ ECF была создана для использования в поворотных соединениях с упорным заплечиком, высокомоментных соединениях и для деталей из сплавов с высоким содержанием хрома и никеля.

SECURE DRILLING

СИСТЕМА SECURE DRILLING™

Secure Drilling™ - система с обратной связью, которая анализирует получаемые в процессе бурения данные для предотвращения резкого повышения или понижения давления, и автоматически управляет противодавлением на поверхности для контроля притоков или оттоков. Система позволяет удерживать максимально низкие объемы – микропритоки или микрооттоки. Она спроектирована таким образом, что может быть с минимальными затратами на переоснащение встроена в использующееся на сегодняшний день оборудование для управления давлением и процессом бурения.

Если описывать систему Secure Drilling в нескольких словах, то следует сказать, что она позволяет бурильщику «видеть» на экране изменения и отклонения от ожидаемых значений скорости потока и давления в режиме реального



времени. Бурильщик может пользоваться данной технологией для интерпретации этих данных и эффективного контроля над ситуацией с помощью управляемого компьютером оборудования, которое контролирует режим течения потока и регулирует его в соответствии с изменившимися условиями в забое или на поверхности. Система Secure Drilling сконструирована таким образом, что позволяет бурить скважину с положительным дифференциальным давлением, с почти сбалансированным дифференциальным давлением, с отрицательным дифференциальным давлением. Это даёт возможность оптимизировать бурение любого участка скважины в зависимости от условий в каждом конкретном случае.

Both ECF compounds are entirely nonmetallic, yet provide excellent protection against seizing and galling. They are temperature rated for applications -65°F (-54°C) to 500°F (260°C) and their nonconductive formulas are ideal for high-pH mud (9-10%) applications. SEAL-GUARD™ ECF, with frictional properties similar to API Modified, has been specifically formulated for use on premium connections. NCS-30™ ECF was formulated for use on rotary shouldered connections, high-torque, and high-chrome or nickel alloys.



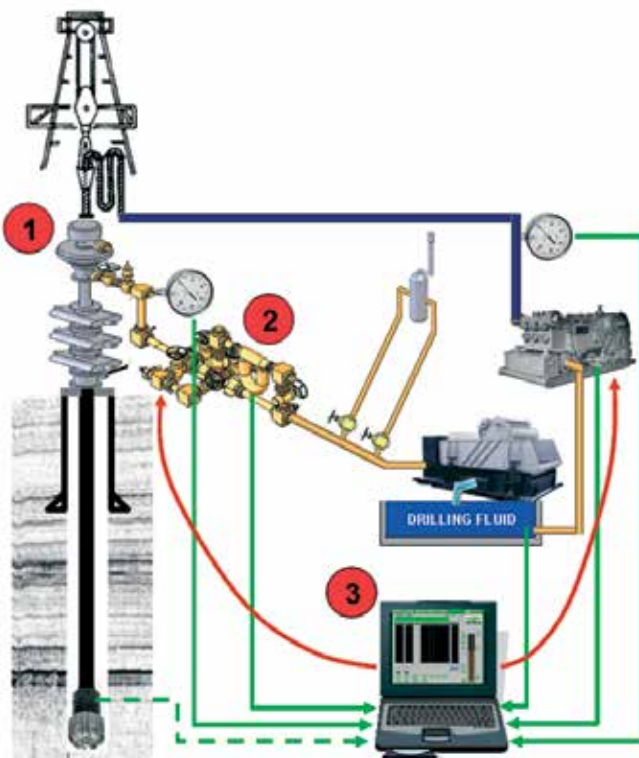
SECURE DRILLING

THE SECURE DRILLING™ SYSTEM

The Secure Drilling™ System is a closed-loop system which analyzes available drilling data to detect kicks or losses,

and automatically manages backpressure at the surface to control influxes or losses. The System allows the volumes to be kept as small as possible – a micro-influx or micro-outflux. The System is designed to incorporate existing drilling and pressure control equipment with minimal upgrades and equipment additions.

In its most basic form, the Secure Drilling System allows the Driller to “see” on screen real-time changes in, and deviations from, expected behavior in flow and pressures. The Driller can use the technology to interpret these changes and effect control on the situation through computer-controlled equipment that makes adjustments in the flow regime in response to the changes in downhole or surface conditions. The Secure Drilling System specifically allows the well to be drilling overbalanced, near balanced or underbalanced, enabling each section of the well to be optimized based on specific downhole conditions.



СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ
КАТАЛОГ НП "ЦРКТ"

БУРОВЫЕ РАБОТЫ

Проведение буровых работ с использованием колтюбинговой трубы позволяет выполнять процесс в режиме депрессии, при котором давление бурового раствора на забое скважины меньше пластового давления. Подобный режим позволяет интенсифицировать процесс разрушения породы, снижает вероятность поглощения бурового раствора, исключает кальматацию пор вскрываемого продуктивного пласта.

Изменение функций бурового раствора позволяет отказаться от использования классических глинистых растворов и использовать растворы на углеводородной основе.

Колтюбинговые буровые установки существенно компактней традиционных.

Комплекс внутрискважинного оборудования включает породоразрушающий инструмент, забойный двигатель, управляемый отклонитель, комплекс приборов для измерения расхода бурового раствора, осевого усилия на долоте, частоты вращения долота, систему ориентации, комплект каротажного оборудования, систему передачи информации на поверхность, разъединитель и немагнитные переводники.

Обычно для буровых работ используются колтюбинговые трубы с условным диаметром 60, 73 и 89 мм. Основным ограничением диаметра труб является размер барабана для их транспортировки.

Схема циркуляции бурового раствора, в общем, соответствует традиционной - из полости скважины посредством уплотнителя колтюбинговой трубы буровой раствор направляется через дроссельное устройство, на котором сбрасывается избыточное давление, имеющееся на устье скважины.

Система приготовления и очистки бурового раствора включает в себя газовый сепаратор, вибросито, гидроциклоны, илоотделитель и центрифугу.

БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН

Применение

Бурение боковых стволов с наклонным или горизонтальным профилем выполняется в уже имеющейся вертикальной скважине через предварительно прорезанное окно в эксплуатационной колонне.

После прорезки бокового окна (или нескольких окон) бурильная

COILED TUBING TECHNOLOGIES

REFERENCE AND INFORMATIONAL
CATALOGUE OF NP CTTDC

DRILLING OPERATIONS

Coiled tubing drilling will provide for underbalances mode activities with bottom-hole mud pressure lower than formation pressure. Such mode intensifies rock breaking, reduces the likelihood of mud-loss and excludes colmatation of the pores of the productive formation while drilling.

Due to variation of mud functions traditional clay solutions can be replaced by hydrocarbon solutions.

Coiled tubing drilling units are more consolidated than traditional ones.

Downhole equipment assembly includes a rock breaking tool, downhole motor, operated diverter, instruments for measuring mud discharge, bit axial pressure and speed, position reference system, log equipment assembly, surface communication system, disconnecter and non-magnetic subs.

Coiled tubes with the passage diameter of 60, 73 and 89mm are generally used in drilling. The tube diameter is mainly limited by the size of the transport reel.

Drilling mud circulation scheme generally corresponds to the traditional one. Coiled tube packer drives mud from the borehole cavity to throttling device, which receives excess pressure of the well collar.

Drilling mud mixing and cleaning system includes a gas separator, screen shaker, hydrocyclones, desilter and a centrifuge.

SIDETRACK AND HORIZONTAL DRILLING

Application

Drilling sidetracks with slant or horizontal profile is performed in a straight well through a window cut in the housing pipe.

After the side window (or windows) is made, the drill tube is pulled out and a flow column is lowered into the well. After drilling the column is used for well operation.

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

+7 495 5406856, info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

ПРИОБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

+375 17 2983586, irina.crkt@mail.ru, alexandra.crkt@mail.ru

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ

труба извлекается и в скважину спускается колонна лифтовых труб. Эта колонна по окончании бурения используется для эксплуатации скважины.

В процессе бурения колтюбинговая труба спускается через лифтовую колонну. Совместимость бурового раствора с пластовой жидкостью и бурение в режиме депрессии исключает кальматацию пор продуктивного пласта и позволяет периодически исследовать скважину на приток. После бурения отвода заданной длины в скважину опускается перфорированная эксплуатационная колонна.

Ограниченная гидравлическим сопротивлением колтюбинговой трубы и ее прочностью максимальная подача бурового раствора может привести к снижению эффективности выноса частиц выбуренной породы восходящим потоком жидкости. Особенно актуальной данная проблема становится при бурении горизонтальных участков скважины. Для преодоления этого применяются различные добавки в буровой раствор или использование пен.

По окончании процесса бурения начинается эксплуатация скважины без проведения каких-либо мероприятий по вызову притока.

Оборудование и материалы:

- колтюбинговая буровая установка;
- противовыбросовое оборудование;
- регулируемый штуцер с манифольдом;
- система приготовления и очистки бурового раствора;
- комплект забойного оборудования, включающий систему ориентации, управляемый отклонитель, скважинные расходомеры жидкости, измерители усилия на долоте и т.п.;
- азотный агрегат (или генератор нейтрального газа);
- насосная установка;
- силовой привод;
- система управления оборудованием и контроля процесса бурения;
- буровой раствор;
- ингибитор коррозии (необходимо добавить в буровой раствор при наличии сероводорода);
- пенные жидкостные системы (альтернативно азоту).

БУРЕНИЕ НОВЫХ СТВОЛОВ

Описание технологии

Для бурения новых, преимущественно вертикальных, скважин используются колтюбиновые установки. Для увеличения нагрузки на долото и обеспечения устойчивости колтюбинговой трубы, она снабжается тяжелым низом из утяжеленных бурильных труб. Аналогичный прием используется при бурении с использованием традиционных буровых установок, однако замена основной части колонны бурильных труб на колтюбинговую трубу позволяет:

- исключить все операции, связанные с наращиванием колонны;
- вести бурение в режиме депрессии.

В результате становится возможным:

- увеличить скорость проводки скважины;

At the time of drilling the coiled tube is lowered through the oil string. The compatibility of the mud with the formation fluid in underbalanced mode excludes colmatation of the pores of the productive formation and allows regular influx tests. After the exit of the given length is drilled, a perforated liner is lowered into the well. Limited by flow resistance of the coiled tube and its endurance, the maximal mud delivery may impact the capacity of rock cuttings discharge by rising fluid current. The problem is especially relevant for horizontal drilling. Various supplements and foams are added in the drilling mud to meet the challenge.

No swabbing activities intermediate drilling and well operation.

Equipment and materials

- coiled tubing drilling unit;
- blowout equipment;
- adjustable bean with manifold;
- drilling mud mixing and cleaning system;
- bottom equipment, including position reference system, operated deflecting device, downhole flowmeters, bit pressure gages and so on;
- nitrogen unit (or indifferent gas generator);
- hydraulic pump;
- power drive;
- equipment and drilling control system;
- drilling mud;
- corrosion inhibitor (added in drilling mud, when the hydrogen disulfide is present)
- foam fluid systems (alternative to nitrogen).

DRILLING NEW BOREHOLES

Technical specification

Coiled tubing units are used to drill new (mainly vertical) boreholes. In order to provide the pressure on the bit and make the coiled tube more endurable its bottom is made heavy with the help of drill collars. A similar method is used in traditional drilling. Yet the use of coiled tubes instead of the main part of drill-rod string allows:

- excluding all tube connection operations;
- underbalanced drilling.

As a result it is possible to:

- increase the speed of hole making;
- curb the time of deployment and closure of drilling system;
- cut the working hours and personnel;
- enhance drilling security;

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

+7 495 5406856, info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

ПРИОБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

+375 17 2983586, irina.crkt@mail.ru, alexandra.crkt@mail.ru

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ

- сократить время развертывания и свертывания комплекса для бурения;
- сократить трудоемкость буровых работ и численность персонала;
- повысить безопасность ведения работ;
- существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды;
- сократить площадь поверхности, занимаемой буровой установкой;
- сократить общее время обустройства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

НАЗЕМНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Применение

Колтюбинговая труба используется в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды и т.п.

Для трубопроводов большего диаметра из-за сложности транспортировки крупногабаритного барабана используется метод изготовления колтюбинговой трубы путем сварки ее из мерных труб длиной по 10 - 12 м с последующей намоткой на крупногабаритный барабан. По причине больших габаритов такие барабаны транспортируются, как правило, водным транспортом, а трубопроводы прокладываются с судов.

Для прокладки трубопроводов используется несколько видов морских судов. Для мелководных участков используются баржи, оборудованные барабанами с вертикальной осью вращения. Укладку трубопроводов диаметром 102 - 152 мм производят, используя транспортные суда, предназначенные для доставки труб и технологических жидкостей к буровым платформам. Для укладки трубопроводов диаметром 152 - 406 мм - более крупные суда типа «Apache».

Описание технологии

Процесс колтюбинговой прокладки трубопроводов среднего диаметра из смотанной трубы, изготовленной методом последовательной сварки труб мерной длины, включает следующие этапы:

- технологический процесс сборки и сварки секций и смотки колтюбинговой трубы на промежуточный барабан;
- перемотка колтюбинговой трубы на барабан судна;
- укладка трубопровода до изобаты «0 м» с морского колтюбингового укладчика;
- укладка трубопровода с движущегося морского колтюбингового укладчика.

Преимущества колтюбингового трубопровода по сравнению с обычным способом укладки:

- высокое качество выполнения сварочных работ и большая производительность;
- более высокая скорость выполнения работ;

- improve environmental performance by completely excluding spill of oil, chemicals and other polluting activities;
- cut the square occupied by the drilling unit;
- cut the total time of setting up the wellhead and putting it into operation.

GROUND-SURFACE PIPELINES

Application

Coiled tubes are used as flow lines of the wells, water pipelines and so on.

Large drums necessary for big pipelines are bulky in transportation. That is why the coiled tube is welded from separate tubes of 10-12 meters long and then spooled on the drum. Because of their large size such drums are usually transported by sea and the pipelines are laid from the vessels.

Several types of vessels are used for laying pipelines. Barges with vertical-shaft drums are used in shallow waters. Pipelines with the diameter of 102 - 152mm are laid from transport vessels meant for supplying tubes and process liquids to drilling rigs. Large vessels like Apache are used to lay pipelines with the diameter of 154-406 mm.

Technological specification

Coiled tubing laying of medium pipelines welded from separate measured includes the following stages:

- assembling and welding tube sections with further reeling of the coiled tube on intermediate drum;
- respooling of the coiled tube on the vessel drum;
- pipeline laying till the isobath of 0m from a vessel coiled tube racker;
- pipeline laying from a moving vessel coiled tube racker.

Advantages of a coiled tubing pipeline as compared to the traditional pipeline:

- high productivity and welding quality;
- high execution speed;
- cost reduction. In the Arctic seas high pipeline laying speed provides for more effective use of the summer short ice-free season.

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

+7 495 5406856, info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

ПРИБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

+375 17 2983586, irina.crkt@mail.ru, alexandra.crkt@mail.ru

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ

- сокращение затрат. В арктических морях высокая скорость прокладки позволяет более эффективно использовать короткий летний безледовый период.

ОБСЛУЖИВАНИЕ НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Применение

Данная технология относится к обслуживанию наземных трубопроводов водоводов системы поддержания пластового давления. В случае длительного обесточивания или аварии на насосной станции возникает опасность замораживания трубопровода, подающего воду к скважинам. В подобных случаях приходится раскапывать траншею с уложенной трубой и прогревать ее снаружи. Это длительная, трудоемкая и дорогая операция.

Известны случаи успешного использования колтюбинговых установок для растепления водоводов. В этом случае установка комплектуется отклонителем колтюбинговой трубы, позволяющим выпускать ее в горизонтальном направлении, а труба водовода предварительно снабжается штуцерами с задвижками. Штуцеры ввариваются по касательной к трубе водовода с интервалом 2-3 км, длина интервалов принимается равной длине рабочего участка колтюбинговой трубы. В крайнем случае, при замораживании трубы водовода штуцер может быть вварен и перед началом выполнения операции.

Оборудование и материалы:

- колтюбинговая установка (колтюбинговая труба снабжена на конце обратным клапаном и промывочной насадкой);
- насосный агрегат;
- емкости для технологической жидкости;
- нагревательная установка;
- технологическая жидкость (раствор соли на основе технической воды).

Описание технологии

В случае замерзания водовода закрываются входная и выходная магистральные задвижки, после чего последовательно в его каждый участок вводится колтюбинговая труба и закачивается горячий солевой раствор. Технология удаления ледяной пробки в водоводе соответствует технологии удаления гидратных или парафиновых пробок в скважинах. После растепления участок заполняется незамерзающей жидкостью, а агрегат перемещается к следующему штуцеру и выполняется последовательное растепление всех остальных участков трубопровода.

Если обрабатываемый пласт сложен карбонатными породами, в качестве технологической жидкости разрыва может быть использован загущенный раствор соляной кислоты. При этом время выдержки для обеспечения проведения реакции увеличивается.

GROUND-SURFACE PIPELINE MAINTENANCE

Application

The technology describes service of the ground-surface pipelines and water pipes of the reservoir pressure maintenance system. In case of a long power failure or an accident at the pump station there is a danger that the pipeline supplying water to the wells may freeze. In such cases it is necessary to dig out the trench and warm the pipe from outside. This is a long, labor-consuming and expensive operation.

In some cases coiled tubing units were successfully used for thawing water pipes. In this case the unit is equipped with a coiled tube diverter, which can fix the tube in a horizontal position. The water pipe is provisionally equipped with a bean and a gate valve. The beans are welded at a tangent to the water pipe at 2-3 km interval. The length of an interval should be equal to the working section of the coiled tube. In case the water pipe gets frozen, the bean can be welded before the operation.

Equipment and materials:

- coiled tubing unit (there is a float coupling and a nozzle at the end of the coiled tube);
- pumping unit;
- capacities for the process liquid;
- heater;
- process liquid (salt brine on the basis of service water).

Technological specification

When the water pipeline freezes, the inlet and outlet mainline block valves are closed. After that a hot salt solution is pumped into each section with the help of a coiled tube. Ice plug removing technology for the water pipes corresponds to the method of removing hydrate and paraffin plugs in the wells. After heating the section is filled with a non-freezable fluid and the unit is moved to the next bean. In such a way each section of the pipeline is heated one by one.

In case the treatable bench is composed of carbonate rocks, thickened hydrogen chloride solution can be used as a breakdown agent. In this case the reaction needs a longer soak period.

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

+7 495 5406856, info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

ПРИОБРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

+375 17 2983586, irina.crkt@mail.ru, alexandra.crkt@mail.ru



OIL & GAS NEWS

ТНК-ВР ЗАКЛЮЧИЛА С HALLIBURTON КОНТРАКТ НА СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ НА 100 МИЛЛИОНОВ USD

Компания Halliburton объявила, что ее подразделение Energy Services Group получило подряд на выполнение спектра сервисных услуг по обслуживанию скважин компании ТНК-ВР в Тюменской области. Сумма контракта оценивается примерно в 100 миллионов долларов за три года с возможностью трехразового продления на срок в один год. В рамках контракта будет осуществляться поставка буровых растворов, услуг по обработке и хранению отходов, буровых долот, цементирование и каротажные работы в процессе бурения при разработке месторождения Уват, расположенного в 600-800 км от города Тюмень.

«Halliburton предоставляет широкий спектр услуг по обслуживанию месторождений ТНК-ВР в течении ряда лет, и мы гордимся тем, что все они находятся на высоком уровне по качеству предоставляемого сервиса, уровню технологических решений и безупречной организации охраны труда и окружающей среды. Понимание потребностей заказчика, координирование работ с инженерным персоналом компании-потребителя и постоянный поиск более эффективных способов сотрудничества позволили нам максимально приблизить предлагаемые технические решения к требованиям клиента и обеспечить уровень предоставления услуг, достаточный для выполнения и перевыполнения деловых задач, которые ставит перед собой компания ТНК-ВР», - отметил Саймон Тарнтон, вице-президент российского филиала компании Halliburton.

Выполнение оговоренных в контракте работ позволит Halliburton впервые в России представить ряд технологических и сервисных решений с использованием оборудования, разработанного компанией. В частности, Департамент по бурению и изучению формаций представит поворотную систему EZ-Pilot™, которая обеспечивает точное управление процессом направленного бурения при постоянном вращении бурильной колонны и вращающиеся конусные долота Energy Balanced®, которые обладают улучшенной производительностью и сроком службы при более низком уровне вибрации; Департамент по жидкостным системам подключит свою систему Baroid Surface Solutions™, которая включает в себя управление шламом, сетки вибрационного сита для просеивания возвращаемого бурового раствора, обработку и хранение отходов.

Поскольку месторождение расположено в регионе, требующем повышенного внимания к вопросам экологической безопасности, планы по разработке месторождения ТНК-ВР включают в себя строительство скважин улучшенной конструкции, что требует подхода, технологически принципиально отличного от применяемого на данный момент при разработке месторождений в Западной Сибири. Положительными результатами этого станут минимизация воздействия на окружающую среду и снижение выброса мусора, а также повышенные меры по охране труда и снижению количества рабочих площадок и скважин.

Начало проекта запланировано на второй квартал 2007 года с

TNK-BP AWARDS HALLIBURTON \$100 MILLION MULTI-SERVICES CONTRACT IN RUSSIA

Halliburton announced that its Energy Services Group has been awarded a multi-services contract by TNK-BP for work in the Tyumen region of Russia. Valued at approximately \$100 million over three years, with the option for three additional one-year periods, the contract calls for the provision of drilling fluids, waste management services, cementing, drill bits, directional drilling and logging-while-drilling services for the Uvat development, located 600-800 kilometers northeast of the city of Tyumen.

"Halliburton has been delivering a wide variety of services to TNK-BP for a number of years, and we are proud of our record of excellent service quality, technological leadership and impeccable health, safety and environmental performance," said Simon Turton, Halliburton's country vice president for the Russian Federation. "Understanding the customer's needs, working closely with their engineers and continually seeking more effective ways to collaborate with drilling contractors has allowed us to tailor our offerings to deliver fit-for-purpose solutions and provide the expertise needed for TNK-BP to meet and exceed its business goals."

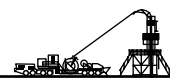
The work will enable multiple Halliburton units to introduce technologies and service offerings that are new to Russia. The company's Drilling and Formation Evaluation Division will provide Sperry Drilling Services' EZ-Pilot™ rotary steerable system, which provides accurate directional drilling control while allowing continuous rotation of the drillstring, and Security DBS Drill Bits' Energy Balanced® roller cone bits, which promote improved return on production and longer bit life, and reduce vibration levels; and the Fluid Systems Division will incorporate Baroid Surface Solutions™ service, which combines solids control, shale shaker screens and drilling waste management.

Since the field is located in an environmentally sensitive area, TNK-BP's development plans include advanced well designs that require a technological step-change from conventional Western Siberia field development. The resulting benefits include minimizing the environmental impact and decreasing waste, as well as reducing personnel risk and the number of pads and wells.

The project is scheduled to start in the second quarter of 2007, with four drilling rigs operating from three "super-pads."

"This multi-year award enables us to make additional investments as part of our strategic focus on continuing to build a sustainable business in the Eastern Hemisphere," added Ahmed Lotfy, Halliburton's senior vice president for the Eastern Hemisphere.

Technip-Subsea 7 joint venture awarded contract in New Zealand



вводом в эксплуатацию четырех буровых установок, которые будут базироваться на трех «супер-площадках».

«Этот многолетний контракт поможет нам сделать дополнительные инвестиции в рамках нашего стратегического плана, нацеленного на построение устойчивого и развитого бизнеса в Восточном полушарии», - добавил Ахмед Лотфи, старший вице-президент компании Halliburton по Восточному полушарию.

СП «TECHNIP-SUBSEA 7» БУДЕТ ОБСЛУЖИВАТЬ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВОЙ ЗЕЛАНДИИ

Совместное предприятие «Technip-Subsea 7» объявило о заключении контракта с компанией «New Zealand Overseas Petroleum Limited Joint Venture» на совместную разработку месторождения в районе Туи, в 30 милях от побережья Таранаки, Новая Зеландия. Глубина моря в районе месторождения составляет 125 метров.

Контракт, оцениваемый в 30 миллионов долларов, предусматривает разработку проекта, а также изготовление, транспортировку, установку и наладку оборудования:

- 15 км гибкого подводного трубопровода¹, гибких водоотделяющих колонн² и арочных систем крепления для работы на средней глубине;
- 15 км гибких НКТ для газлифтного трубопровода, трубных секций, дистанционно управляемых ниппелей;
- 15 км электрогидравлических комбинированных реагентопроводов³ и различных дополнительных деталей.

Выполнение работ будет осуществляться административным и производственным центром «Technip» в Хьюстоне, Техас, и представительствами компании в Сингапуре и Перте (Австралия).

Отдельный контракт предусматривает производство и поставку гибких подводных труб и водоотделяющих колонн компанией «Flexi France». Это одно из дочерних предприятий «Technip», расположенное в Ле-Тре (Франция).

¹ Гибкий подводный трубопровод – гибкая труба, проложенная на дне моря, по которой транспортируется добываемая нефть (газ) или закачиваются рабочие агенты. Как правило, это внутритримысловый трубопровод, соединяющий различные подводные структуры с нефтедобывающей платформой или судном. Длина гибкого трубопровода может составлять от нескольких сот метров до нескольких километров.

² Гибкая водоотделяющая колонна – одна или несколько гибких труб, используемых для перекачки добываемого сырья со дна моря на поверхность и подачи рабочих и контрольных агентов с поверхности на дно моря.

³ Комбинированный реагентопровод – провод, состоящий из гидравлических шлангов. Может также включать электрический кабель и оптическое волокно. Используется для управления подводными структурами или аппаратами дистанционного управления с платформы или судна.

WEATHERFORD ОТКРЫВАЕТ ПЕРВУЮ В РОССИИ БАЗУ ДЛЯ АРЕНДЫ ИНСТРУМЕНТОВ КОЛТЮБИНГА

Во второй половине 2007 года в Нижневартовске компания Weatherford откроет первую базу для аренды инструментов колтюбинга. Эта база будет весьма полезна для российских колтюбинговых компаний, которым требуется использование инструментов для очистки забоев скважин и для проведения других типов ремонта в скважине без приобретения этих инструментов. Компания Weatherford также сможет предоставить высокопрофессиональную инженерную поддержку при проведении внутрискважинных работ.

Technip-Subsea 7 Joint Venture announced that they have been awarded a contract by New Zealand Overseas Petroleum Limited for the Tui Area development, located approximately 30 miles off the Taranaki coastline, New Zealand, in a water depth of 125 meters.

The joint venture contract, valued around US \$30 million, includes the project management, engineering, transportation, installation and pre-commissioning of approximately:

- 15 kilometers of flexible flowlines¹, flexible risers² and associated mid water arch systems,
- 15 kilometers of coiled tubing gas lift pipeline, spoolpieces, diverless connectors, and
- 15 kilometers of electro hydraulic umbilicals³ and various associated components.

The contract will be executed by the joint venture teams based in Singapore and Perth (Australia) and Technip's operations and engineering center in Houston (Texas).

The flexible flowlines and risers will be fabricated by Flexi France, one of Technip's flexible pipe plants located in Le Trait (France), under a separate supply contract.

¹ Flexible flowline: a flexible pipe, laid on the seabed, which allows the transportation of oil/gas production or injection of fluids. It is generally an infield line, linking underwater structures to each other or to a fixed or floating production facility. Its length can vary from a few hundred meters to several kilometers.

² Flexible riser: a pipe or assembly of flexible pipes used to transfer produced fluids from the seabed to surface facilities, and transfer injection or control fluids from the surface facilities to the seabed.

³ Umbilical: an assembly of hydraulic hoses which can also include electrical cables or optic fibres, used to control subsea structures or remotely operated vehicles (ROV) from a platform or a vessel.

WEATHERFORD WILL OPEN-UP THE FIRST COILED TUBING TOOL'S RENTAL WORKSHOP IN RUSSIA

Weatherford will open-up the first Coiled Tubing tool's rental workshop for Russia in Nizhnevartovsk in the second part for 2007. This will be very useful is for the coiled tubing companies in Russia who need's tools to remove obstruction or to do other repairs in the well without purchasing the special tools. Weatherford will also have special engineering support available to advice on down hole problems.

Inventory available will be special small motors and mills and impact hammers or other fishing tools and on request differend packer systems for stimulation or water shut off applications.

BJ PROCESS AND PIPELINE SERVICES "OIL TECHNOLOGY OVERSEAS" COMPANY SHOWS STABLE DEVELOPMENT

Service Company "Oil Technology Overseas" in 2006 carried out 3748 well intervention operations for stimulation, capital repair and lateral well drilling.

In 2006 service company "Oil Technology Overseas" worked in Western Siberia regions (Langepas, Pokachi, Kogalyim, Nefteyugansk, Noyabrsk), Republic of Komi (Usinsk), Republic of Tatarstan and Povolghski region (filial of "Oil Technology Overseas" in Samara city).

In this regions the operations were done for pumping

Для аренды будет доступно следующее: специальные малогабаритные моторы, фрезы, ударные молотки и другие ловильные инструменты; также, по запросу, будут доступны различные пакерные системы для работ по интенсификации или изоляции зон водопроявлений.

“ОЙЛ ТЕХНОЛОДЖИ ОВЕРСИЗ” ДЕМОНСТРИРУЕТ УСТОЙЧИВЫЙ РОСТ

В 2006 году сервисная компания ОАО “Ойл Технолоджи Оверсиз” провела 3748 скважино-операций по повышению нефтеотдачи пластов, капитальному ремонту скважин и бурению вторых стволов.

В 2006 году сервисная компания ОАО “Ойл Технолоджи Оверсиз” осуществляла свою производственную деятельность в регионах Западной Сибири (Лангепас, Покачи, Когалым, Нефтеюганск, Ноябрьск), республики Коми (Усинск), республики Татарстан и Поволжском регионе (представительство ОАО “ОТО” в г. Самара).

В этих регионах производственные операции проводились по нагнетательному и добывающему фонду скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), интенсификации добычи нефти (ИДН), ограничения водопритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Силами компании оказывались услуги по капитальному ремонту скважин (КРС) и бурению вторых стволов (БВС), а также выполнялись технологические операции с целью предотвращения их ликвидации.

По сравнению с 2005 годом объемы по проведению КРС увеличились на 32% и составили 404 скважино-операции, БВС - увеличились на 20% (81 скв.опер.), ПНП - 15% (3205 скв. опер.).

КОМПАНИЯ «BJ PROCESS AND PIPELINE SERVICES» ЗАВЕРШИЛА СВОЮ ПЕРВУЮ ЗАКАЧКУ ВОДЫ В ПЛАСТ НА ТЕРРИТОРИИ АВСТРАЛИИ

Компания «BJ Process and Pipeline Services Pty Ltd» («BJ PPS») объявила об успешном выполнении контракта о закачке воды в пласт на территории Австралии, заключенного с компанией «Roc Oil (WA) Pty. Ltd». Компания «Roc Oil» обратилась к «BJ PPS» с запросом на предоставление временного насосного оборудования, системы трубопроводов и рабочей бригады для закачки воды в соответствии с требованиями проекта «Cliff Head Project», поскольку стационарные насосы оказались неспособными выполнить данную задачу на должном уровне при вводе в эксплуатацию наземной установки Dongra.

Специалисты компании «BJ PPS» получили заявку на предоставление насосного оборудования, способного осуществлять закачку 20000 баррелей воды в сутки при нагнетательном давлении 175 бар и.д. и температуре воды 70 градусов Цельсия. В результате им действительно удалось добиться скорости закачки 20000 баррелей в сутки при давлении от 60 до 100 бар и.д. Эти показатели поддерживались на указанном уровне на протяжении всего 129-дневного периода без единого сбоя.

Подобных результатов помог добиться специально спроектированный и изготовленный компанией «BJ PPS» оригинальный высокоскоростной многоступенчатый насосный агрегат с дизельным приводом мощностью 1800 эффективных лошадиных сил. «BJ PPS» удалось максимально оперативно среагировать на возникшую потребность благодаря модульной конструкции насосных агрегатов, которая позволила осуществлять их транспортировку воздушным транспортом в стандартных 20-футовых контейнерах. Всего с момента получения заказа компании потребовалось 20 дней для доставки и подготовки оборудования к работе.

Помимо подряда на закачку воды компания «BJ PPS» также получила заказ на предоставление услуг по проведению азотного



and productive fond of wells for formation stimulation, production intensification, water shut-off and repair and isolation.

Company worked for well capital repair and lateral wells drilling, and also performed works to prevent killing wells.

In comparison with 2005 volume of the works done increased on 32 percents for wells capital repair operations and reach the number 404 well intervention operations, on 20% for lateral wells drilling (81 well intervention operations), on 15% for formation stimulation (3205 well intervention operations).

COMPLETES ITS FIRST WATER INJECTION OPERATION IN AUSTRALIA

BJ Process and Pipeline Services Pty Ltd (BJ PPS) today announced it has successfully completed a contract to provide temporary water injection services in Australia for Roc Oil (WA) Pty Ltd.

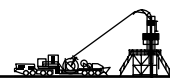
Roc Oil called on BJ PPS to provide a temporary pumping spread and crew to supply the water injection requirements of the Cliff Head Project when permanent water injection pumps suffered problems during commissioning of its on-shore Dongra plant.

BJ PPS was required to provide a pumping spread capable of pumping 20,000 bbl of water per day (BWPD) with a discharge pressure of 175barg, as well as feed water of 70 degrees centigrade. In the end, BJ PPS pumped at flows of up to 20,000 BWPD at discharge pressures ranging from 60barg to 100barg. This rate was maintained continuously throughout the entire 129-day pumping period without downtime.

To achieve this, BJ PPS designed and assembled a customized high-flow multi-stage centrifugal pumping package driven by 1,800 BHP diesel engines. As the pump skids are modular in design, BJ PPS was able to respond quickly, transporting the units via air in standard 20-foot shipping containers. This meant BJ PPS mobilized the pumping spread in just 20 days from request.

In addition to the water injection contract, BJ PPS was also called on to provide nitrogen and leak testing services during the Dongra plant commissioning. Currently, BJ PPS is maintaining the temporary water injection pumping spread on a standby basis while Roc Oil carries out critical testing to prove the reliability of its permanent pumps. The pumping operation and related services were carried out by staff from the BJ PPS operations base in Perth, Western Australia, with specialist equipment provided by the BJ PPS base in Jebel Ali in the United Arab Emirates.

“Roc Oil is extremely important to us as we fuel expansion efforts in Australia,” said Lindsay Link, general manager of BJ PPS. “As always, it is our objective when delivering water injection services to provide reliable and continuous service, quickly and efficiently. We will maintain the necessary equipment and personnel in Perth on standby status



испытания и испытания на герметичность, проведение которых необходимо в рамках ввода в эксплуатацию установки «Dongra».

В настоящее время оборудование компании «BJ PPS» для временной закачки воды остается в резерве в состоянии готовности, а компания «Roc Oil» проводит испытания используемых ею стационарных насосов на предельных режимах для подтверждения их надежности. Работы по закачке и все сопутствующие операции выполнялись рабочим составом базы «BJ PPS», расположенной в г. Перт, Западная Австралия, а оборудование поставлялось с базы, расположенной в г. Джебел Али, Арабские Эмираты.

«Компания «Roc Oil» представляет для нас значительный интерес, поскольку в настоящий момент мы активно пытаемся укрепиться на австралийском рынке», – заявил Линдсэй Линк, генеральный директор «BJ PPS». – «Во всех случаях, когда дело касается закачки воды, наиважнейшим требованием является способность обеспечить надежную и непрерывную работу, причем реагировать быстро и гарантировать максимальную эффективность. Мы оставляем все необходимое оборудование и персонал в г. Перт в резерве, чтобы в случае возникновения необходимости в продолжении закачки мы могли немедленно предоставить им свои услуги», – добавил он.

«BJ PPS» является одной из нескольких компаний, поставляющих высокоскоростные многоступенчатые насосные агрегаты, и за последние 7 лет ею было проведено 10 операций по временной закачке воды. Работы подобного рода были выполнены компанией на территории Австралии впервые.

СИСТЕМА БУРЕНИЯ МНОГООСТВОЛОВЫХ СКВАЖИН КОМПАНИИ HALLIBURTON ПОЛУЧИЛА ПРЕМИЮ «ЗА ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ СКВАЖИН»

Департамент по бурению и изучению формаций компании Halliburton выиграл премию 2007 года «За достижения в области строительства подводных скважин» за разработанную им систему многостовового бурения ReFlexRite®. Технология, реализуемая на базе системы ReFlexRite является важным шагом вперед в области увеличения времени добычи из существующих скважин на истощающихся месторождениях с экономией с экономией материальных средств. Система позволяет превратить обычную горизонтальную скважину в многостововую, при этом продолжая добычу из оригинального ствола.

Система ReFlexRite на данный момент работает на месторождении Hydro's Troll West Field в Норвегии. С помощью технологии системы ReFlexRite работающая горизонтальная скважина была переделана в многостововую скважину впервые за всё время разработки месторождения. После успешного проведения работ ежедневная добыча увеличилась на более чем 300 процентов и составила 7,550 бар/сут. за счёт вскрытия дополнительных 5,138 м нового коллектора при создании новых стволов.

«Эта премия – дань уважения эффективной инновационной работе, проводимой сотрудниками компании Halliburton, и мы гордимся тем, что наша система бурения многостововых скважин ReFlexRite признана одним из лучших инженерных решений в отрасли группой экспертов», – отметил Тим Пробет, старший вице-президент Департамента по бурению и изучению формаций.

Премия за достижения в области подводной добычи углеводородов спонсируется журналом «Offshore Engineer» и вручается за лучшие инженерные решения в 10 категориях – Нефтепромысловые объекты; Продление времени разработки месторождения; Геология; Здоровье, безопасность и окружающая среда; Лидер производства; Новая инновационная технология; Проект года; Добыча; Строительство скважин и Вклад в развитие сообщества. Руководящий комитет, состоящий из экспертов по технологическим решениям, выбирает лауреатов премии из более чем 100 номинантов со всего мира.



for Roc Oil so we can respond immediately to their pumping needs in the area,” he added.

One of the few companies to offer high-flow multi-stage pumping packages, BJ PPS has carried out 10 temporary water injection operations during the past seven years. This is the first temporary water injection operation BJ PPS has carried out in Australia.

HALLIBURTON RECEIVES OFFSHORE ENERGY ACHIEVEMENT AWARD FOR MULTILATERAL SYSTEMS TECHNOLOGY

Halliburton's Drilling and Formation Evaluation Division has won the 2007 Offshore Energy Achievement Award in Well Construction for its Sperry Drilling Services' ReFlexRite® multilateral system. The ReFlexRite system technology is an important step toward extending the productive life of existing wells in mature fields in a cost-effective manner. The system makes it possible to convert a simple horizontal well into a multilateral well, while simultaneously maintaining the production from the original wellbore.

The ReFlexRite system was recently deployed in Hydro's Troll West Field in Norway. Using the ReFlexRite system technology, an existing horizontal well was converted to a multilateral well for the first time in the life of the field. After the successful installation, the daily production rates increased over 300 percent to 7,550 bbl/day by allowing an additional 5,138 meters of new reservoir exposure through the newly created junction.

“This award is a tribute to the diligent and innovative work of Halliburton employees and we are very proud to have our ReFlexRite multilateral system recognized by a panel of experts as one of the best engineering efforts in the industry,” said Tim Probert, senior vice president, Drilling and Formation Evaluation Division.

The Offshore Energy Achievement Awards program, sponsored by Offshore Engineer magazine, recognizes outstanding engineering efforts in 10 categories – Facilities; Field Life Extension; Geoscience; Health, Safety and Environment; Industry Champion; Emerging Innovation Technology; Project of the Year; Production; Well Construction and Contribution to Community. A steering committee, made up of technology experts, selects the award winners from more than 100 nominations from around the world.

BJ PROCESS AND PIPELINE SERVICES AWARDED PIPELINE PRE-COMMISSIONING CONTRACT BY SAIPEM S.P.A. KAZAKHSTAN

BJ Process and Pipeline Services (BJ) announced it has been awarded a multi-million dollar contract by Saipem S.P.A. Kazakhstan to provide pipeline pre-commissioning services on portions of the Kashagan Field Development

КОМПАНИЯ «BJ PROCESS AND PIPELINE SERVICES» ЗАКЛЮЧИЛА КОНТРАКТ НА ПРЕДВАРИТЕЛЬНУЮ ПОДГОТОВКУ ТРУБОПРОВОДА С «SAIPEM S.P.A.», КАЗАХСТАН

Компания «BJ Process and Pipeline Services» заявила, что ею был заключен многомиллионный контракт с «Saipem S.p.A.», Казахстан, на предоставление услуг по подготовке к сдаче «Экспериментального программного проекта по разработке казахстанских месторождений», расположенных в Северном Каспийском море в территориальных водах Казахстана.

Согласно контракту, в течение двух последующих лет компания будет предоставлять свои услуги по свабированию, воздушной сушке, азотной продувке, установке уплотнений и снятию кавернограмм в основных нефтяных и газовых трубопроводах 28" x 95 км, магистральных трубопроводах для топливного газа 18" x 95 км и вспомогательных внутрипромысловых трубопроводах 18" и 6".

Специалистам «BJ PPS» удалось оптимизировать необходимые рабочие операции и добиться уменьшения расхода азота, снижения себестоимости работ и устранения потенциальных проблем, связанных с транспортировкой оборудования и персонала. Для выполнения поставленных задач «BJ PPS» собирается воспользоваться потенциалом своей основной казахской ресурсной базы, а также баз, расположенных в Аксай и Атырау.

«Мы уже мобилизовали все оборудование и персонал, необходимые для того, чтобы приступить к первому этапу данного проекта. Я уверен, что наш огромный опыт работы на Каспии и способность адаптировать методы нашей работы к самым разнообразным рабочим условиям помогут нам безопасно и эффективно выполнить все необходимые пуско-наладочные работы для подготовки оборудования к вводу в эксплуатацию», – заявил Линсэй Линк, генеральный директор компании «BJ PPS».

ВПЕРВЫЕ КОМПАНИЯ «BJ» ПРЕДОСТАВЛЯЕТ СВОИ УСЛУГИ КОМПАНИИ «SAIPEM» НА ТЕРРИТОРИИ КАЗАХСТАНА

Двухлетний контракт с компанией «Saipem», Казахстан, еще более укрепит положение «BJ» на казахской территории и упрочит отношения этих двух компаний. Несмотря на то, что «BJ PPS» впервые работает с «Saipem» в Казахстане, она уже имеет опыт подготовки к сдаче в эксплуатацию трубопроводов для «Saipem» на территории других стран. На самом деле, заключение данного контракта является логическим продолжением нескольких предыдущих контрактов на подготовку оборудования, заключенных с «Saipem», куда относятся проект «BP» в провинции Папуа в Индонезии, а также третий этап проекта «PTT TTPP» в Тайланде.

КОМПАНИЯ «EV OFFSHORE LTD» ПОЛУЧИЛА ПОДРЯД ОТ КОМПАНИИ «PETROBEL»

Компания «EV Offshore Ltd», ведущий поставщик новейших решений, касающихся проведения внутрискважинных работ и подводных исследований с использованием камер, заявила об успешном завершении ряда внутрискважинных исследований в Средиземном и Красном морях. Предоставление услуг осуществлялось от имени компании «Belayim Petroleum Company» («Petrobel»), совместного предприятия, созданного египетской нефтяной компанией «Egyptian General Petroleum corporation» и итальянской нефтяной компанией «Agip/ENI».

УСПЕШНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАЛИ ПРЕДПОСЫЛКОЙ ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНТРАКТА НА УСТАНОВКУ НАДСТАВОК ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Начиная с 2005 компания уже провела 5 успешных подводных исследований с использованием камер. Компания «EV Offshore»



Experimental Programme Project located in the North Caspian Sea in Kazakhstan.

During the next two years, BJ is contracted to provide swabbing, air-drying, nitrogen purging and packing, and caliper survey services on the 28" x 95 km main oil and gas pipelines, the 18" x 95 km fuel gas trunk lines, and associated 18" and 6" infield lines.

BJ PPS personnel designed the operation to minimize consumption of liquid nitrogen, reduce costs and limit potential logistics challenges. BJ will draw from its large Kazakh resource base to execute this work, will support the operation from the BJ bases in Aksai and Atyrau.

"We have already mobilized equipment and personnel to commence work on the first phase of this project. With our extensive experience working in the Caspian area and ability to adapt our methods to dramatically different environmental conditions, I am confident we will complete this pre-commissioning operation safely and efficiently," said Lindsay Link, general manager of BJ PPS.

FIRST BJ PROJECT FOR SAIPEM IN KAZAKHSTAN

The two-year Saipem – Kashagan contract further solidifies BJ's presence in Kazakhstan, as well as its relationship with Saipem. Although this is the first time BJ PPS will have worked for Saipem in Kazakhstan, the pipeline specialist has provided related pipeline pre-commissioning services for Saipem internationally. In fact, this contract award comes on the heels of several recent pre-commissioning contract awards from Saipem, including the BP Tangguh project in the Papua Province of Indonesia, and the PTT TTPP Part III project in Thailand.

EV OFFSHORE AWARDED CONTRACT BY PETROBEL

EV Offshore Ltd, a leading provider of downhole, well intervention and subsea camera inspection solutions, today announced that it has successfully completed a range of downhole inspection services in the Mediterranean Sea and Red Sea. The services were carried out on behalf of the Belayim Petroleum Company (Petrobel), a joint venture between the Egyptian General Petroleum Corporation and Agip/ENI, the petroleum company of Italy.

INSPECTIONS PAVE WAY FOR TIE-BACK CAMPAIGN

Since 2005, a series of five successful camera inspection operations were carried out. EV Offshore delivered inspection operations on Baltim N1 from the Rig Key Singapore, Tamsah T8 from the Rig Key Manhattan, Tamsah TNW2-1-10R from the Rig Adriatic X, the Tamsah T7 from the Rig Key Manhattan and Tamsah 4 again from the Rig Key Manhattan.

When Petrobel contacted EV Offshore, they were looking for much needed well-intervention camera equipment and inspection services that the company deems critical to all



проводила исследования на месторождении Baltim №1 из Rig Key Singapore, Temsah T8 из the Rig Key Manhattan, TNW2-1-10R из Rig Adriatic X, Temsah T17 из Rig Key Manhattan и Temsah 4 снова из Rig Key Manhattan.

Когда компания «Petrobel» обратилась к «EV Offshore», ее главной задачей было обеспечить проведение внутрискважинных исследований при помощи камеры, столь необходимых при осуществлении любых операций по наращиванию колонн. «EV Offshore» сумела максимально быстро среагировать на возникшую потребность и поставить полный комплект оборудования и группу операторов в Каир уже через 5 дней после телефонного разговора. В результате проведения нескольких успешных спусков оборудования в скважину Rig Key Singapore на Baltim №1, компании «EV Offshore» удалось предоставить достаточно точную визуальную информацию касательно состояния скважины и всех условий, которые могут представлять проблемы при планируемом наращивании колонн.

Наличие видеозаписи дало «Petrobel» возможность идентифицировать подверженные коррозии колпаки, подлежащие замене, определить наличие и местоположение обломков породы, состояние уплотнений и резьбовых поверхностей в устье скважины, а также оценить общую эффективность очистки скважины. Полученные видеоматериалы помогли определить откалывание крепежных скоб с 20-дюймового колпака, подверженного воздействию коррозии, и, благодаря этому, вместо того, чтобы терять время, пытаясь воспользоваться подъемником, сразу перейти к спуску фрезеровочного инструмента, что было единственным выходом из подобной ситуации. И впоследствии при проведении осмотра надставки на Temsah T7 компания «Petrobel» также значительно облегчила себе работу благодаря наличию точной картины состояния резьбовых соединений 9-5/8 дюймов.

ПОЛУЧЕННЫЙ ПОДРЯД

После столь успешно проведенных исследований компания «Petrobel» приняла решения о подписании контракта с «EV Offshore». Согласно новому контракту, работы по которому уже начались, компания «EV Offshore» обязуется поставить камеры для проведения подводных и внутрискважинных исследований на морские установки компании «Petrobel» в указанном регионе. Общая стоимость работ за 2-х летний период составляет более 750000 долларов США. Проведенные «EV Offshore» исследования позволят компании «Petrobel» намного ускорить и гарантировать эффективность реализации основной программы по установке надсадок обсадных колонн, при этом сэкономят время и деньги. Визуальная информация, собранная «EV Offshore» в результате проведенных исследований, даст «Petrobel» возможность получить максимально точную картину состояния устья скважины и уровня ее загрязнения, а также состояния резьбовых и уплотнительных поверхностей и обсадных труб. На основании полученных данных «Petrobel» сможет принимать ключевые решения касательно того, как повысить эффективность работы и предотвратить финансовые потери в результате возникновения различных непредвиденных обстоятельств, неизбежных по ходу технологического процесса.

При проведении внутрискважинных исследований с камерой «EV Offshore» намерена использовать весь находящийся в ее распоряжении арсенал аппаратных средств. Сюда относится система наблюдения для проведения внутрискважинных исследований EVOLeye, полнообзорная камера с функцией вращения и наклона EVOLRT120, система для опускания буровой колонны, центратор, а также полный комплект вспомогательного оборудования.

«В настоящее время мы пытаемся проникнуть в новые регионы на международном рынке услуг, и район Средиземного и Красного морей представляют для нас немалый интерес, в свете чего особенно приятно наблюдать как посеянные в течение долгих лет работы семена опыта наконец дали здесь свои плоды», – заявил Дэвид Кlover, глава оперативного отдела компании «EV Offshore». – «Очевидно, что компания «Petrobel» по достоинству оценила все преимущества и повышение эффективности работы,



tie-back operations. EV Offshore responded quickly, providing a full suite of well-intervention camera equipment and a team of operators in Cairo just five days after taking the call. Following several runs in-hole from the Rig Key Singapore in the Baltim N1, EV Offshore provided accurate visual information of conditions downhole that may have presented problems during the forthcoming tie-back process.

The visual record made it possible for Petrobel to identify corroded caps in need of removal, the presence and position of debris in the well, the condition of sealing and thread areas in the wellhead, and the overall effectiveness of the well-bore cleanup. Film footage revealed that lugs on a 20-inch corroded cap had sheared off, which meant that the only option was to run a milling tool, rather than waste time continuing to run the cap-pulling tool. Later, while inspecting the Temsah T7 tie-back, Petrobel was able to move ahead with an accurate picture of the condition of the 9-5/8-inch threads.

CONTRACT AWARDED

As a result of this successful inspection campaign, EV Offshore has signed a contract with Petrobel. The new contract, which has already commenced, requires EV Offshore to provide downhole and subsea well-intervention camera inspection services for all Petrobel offshore installations in the region. Over a period of two years the contracted work is worth in excess of USD\$750,000.00. The inspections that EV Offshore will carry out will allow Petrobel to proceed with plans to execute a major tie-back program with greater speed and confidence, saving time and money. The visual data generated by EV Offshore with its camera inspection equipment will give Petrobel an accurate gauge of the conditions in the wellhead, threads, seal faces, casing, and presence of any debris. Armed with this data, Petrobel will be able to make key decisions as to how to proceed, preventing potentially costly downstream contingencies.

EV Offshore will carry out inspection services with a complete suite of the company's well-intervention camera inspection equipment. The package includes the EVOLeye well-intervention camera system, EVOLRT120 rotate and tilt camera, drill-pipe running tool, centralisers and a full complement of back-up equipment.

"The Mediterranean Sea and Red Sea region is a key market for us, as we expand our services internationally so it is encouraging to see that the seeds of experience we have sown over time in this region are bearing fruit," said David Clover, Operations Director of EV Offshore. "Clearly, Petrobel appreciates the benefits and effectiveness of using the EVOLeye Well-Intervention Camera System as part of its scheduled program, and underlines the value of accurate visual data that reflects the condition of a well before tie-back or completion operations begin. Time and again it has proven to be a service that not only reduces the amount of non-productive time, but also delivers major reductions in operating costs. It is our aim to continue to cultivate a

которые обеспечили внутрискважинная система наблюдения EVOleye Well-Intervention Camera System, использованная в рамках реализации запланированной программы, причем особое значение в данном случае имеет возможность получения точной визуальной информации, способной дать верное представление о состоянии скважины еще до начала работ по установке обсадных колонн и заканчивания скважины. В очередной раз данная технология показала себя как надежный способ не только сократить непродуктивное время, но также добиться существенной экономии на снижении эксплуатационных затрат. В наших планах продолжение укрепления отношений с «Petrobel» и обеспечение максимально возможного уровня качества предоставляемых услуг, отвечающего самым смелым их ожиданиям», – добавил он.

СПРАВКА О КОМПАНИИ «EV OFFSHORE»

ООО «EV Offshore» является нефтегазовой сервисной компанией, специализирующейся на разработке, производстве и применении внутрискважинных и подводных систем визуального наблюдения, и предоставляющей свои услуги на международном рынке компаниям, занимающимся разведкой и освоением месторождений газа и нефти, а также компаниям, специализирующимся на добыче и транспортировке газа, нефти и их продуктов. Компания была основана в 2000 году, и с тех пор уже успела завоевать всемирную известность благодаря своей линейке систем наблюдения с использованием камер, повышающих безопасность работы и реально помогающих уменьшить время вынужденных перерывов в работе и снизить эксплуатационные издержки, при этом позволяющих получить информацию, бесценную при принятии важных решений. Всего уже более 500 раз системы наблюдения производства компании «EV Offshore» опускались в скважины для проведения исследований для мировых компаний в большинстве существующих регионов газо- и нефтедобычи. Кроме того, компания предоставляет широкий диапазон консультационных услуг по большинству из применяемых в настоящее время методов подводных работ.

КОМПАНИЯ «DOWNHOLE PRODUCTS» ЗАКЛЮЧИЛА КОНТРАКТ С КОМПАНИЕЙ «BP EXPLORATION (CASPIAN SEA) LTD»

АО «Downhole Products Plc», передовой поставщик на международный рынок специализированного нефтепромыслового оборудования, заключила контракт с компанией «BP Exploration (Caspian Sea) Ltd» на поставку полного комплекта для установки обсадных колонн и цементирования скважин на Каспийские месторождения, расположенные на территории Азербайджана.

Согласно контракту, заключенному на срок 5 лет и общей стоимостью порядка 35 миллионов долларов США, АО «Downhole Products Plc» обязуется поставить полный комплект инструментов, включая патентованные неразъемные центраторы и башмачные расширители. Все указанное специализированное оборудование будет использоваться компанией «BP» при выполнении работ по обсадке стволов и цементировании скважин.

ДОЛГОСРОЧНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО С КОМПАНИЕЙ «BP»

Заключение данного контракта является логическим продолжением целого ряда успешно выполненных компанией «BP Exploration» работ в Каспийском море с использованием оборудования «Downhole Products» для обсадки и цементирования скважин. За последние три года «Downhole Products» осуществляла регулярные поставки компании «BP Exploration» (Каспийские месторождения) оборудования для обсадки и цементирования скважин, выполняемого на платформах, построенных в процессе реализации первого и второго этапа программы строительства, включая платформы Chirag, Shan Deniz, Central Azeri, West Azeri и



solid relationship with Petrobel, and provide them with the excellent service they have come to expect,” he added.

ABOUT EV OFFSHORE LTD

EV Offshore is an oil and gas service company that specializes in the design, manufacture and operation of downhole, well intervention and subsea camera inspection systems, and serves the international upstream and downstream oil and gas industries. Founded in 2000, EV Offshore is known throughout the world for its family of camera inspection systems that improve safety, reduce production downtime and operating costs, and contributes invaluable information to the decision-making process. EV Offshore’s camera inspection systems have been deployed in excess of 500 mobilizations to carry out inspection services on behalf of global operators in most oil and gas-producing regions. The company also provides a range of design consultancy services for a wide variety of subsea activities.

DOWNHOLE PRODUCTS AWARDED CONTRACT BY BP EXPLORATION (CASPIAN SEA) LTD

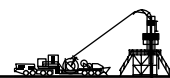
Downhole Products Plc, a leading manufacturer of specialist oilfield equipment for the international upstream oil and gas industries, today announced that it has been awarded a contract by BP Exploration (Caspian Sea) Ltd to provide a comprehensive range of specialist casing and cementing accessories for use in the Azerbaijan sector of the Caspian Sea.

The five-year contract, which is valued at \$35 million USD, requires Downhole Products to supply a full package of their tools, including the company’s solid body centralisers and reamer shoes. The specialist equipment will be used as part of well bore casing and cementing operations by BP.

A LONG-TERM RELATIONSHIP WITH BP

The award of this major contract follows a successful series of operations carried out by BP Exploration in the Caspian Sea during which they used Downhole Products’ range of casing and cementing tools. For the past three years, Downhole Products has been supplying BP Exploration (Caspian Sea) with casing and cementing accessories for well bore casing operations that were carried out on platforms built during Phase One and Phase Two of its construction programme, including the Chirag, Shah Deniz, Central Azeri, West Azeri and East Azeri platforms. These operations were especially challenging, considering that several of the wells were extended reach.

Downhole Products’ relationship with BP extends beyond Azerbaijan. Since 1994, the company has supplied BP with casing and cementing accessories for its operations in the



East Azeri. При этом задача осложнялась еще и тем, что некоторые из скважин имели значительное отклонение забоя от вертикали.

Отношения «Downhole Products» с «BP» не ограничиваются Азербайджаном. Начиная с 1994 года компания поставляла для «BP» оборудование для обсадки и цементирования при проведении работ в Северном море, особенно для скважин вертикально-направленного бурения на месторождении «Витч Фарм» в Англии, а также и за рубежом – в Южной Америке, Индонезии, Норвегии и на Аляске.

«Данный контракт с «BP Exploration» на поставку комплекта нашего оборудования для обсадки и цементирования скважин является поистине выдающимся событием. Это – настоящее доказательство взаимовыгодности нашего длительного сотрудничества с «BP», причем не только на территории Азербайджана, но и по всему миру», – так заявил Маркус Грегсон Браун, региональный менеджер отдела по работе с покупателями внутрискважинного оборудования. «Это для нас еще одна возможность осуществить поставку качественного, проверенного в полевых условиях оборудования, которое на протяжении многих лет будет служить для снижения расходов и повышения производительности работ», – добавил он.

Говоря о перспективах, компания «Downhole Products» считает, что имеет все шансы на продление данного пятилетнего контракта, в котором указана возможность дважды продлить на срок один год.

«Получение данного подряда является наградой за значительное развитие бизнеса компании «Downhole Products», произошедшего за последние два года, в результате этого еще сильнее возросла потребность в квалифицированном персонале для всех отделений нашего главного офиса в Абердине, Великобритания», – заявил Ян Кирк, директор компании «Downhole Products».

СПРАВКА О КОМПАНИИ «DOWNHOLE PRODUCTS»

Компания «Downhole Products» специализируется на разработке и производстве специализированного оборудования для международного рынка различных областей нефтегазодобывающей промышленности. Компания была основана в 1994 году в г.Абердин, Шотландия, и с тех пор завоевала всемирную известность благодаря своим патентованным неразъемным центраторам и башмачным расширителям. Флагманской моделью центратора является Spir-o-lizer™, который и по сей день не знает себе равных и остается неизменным выбором промышленных компаний по всему миру, как доказавший свои прекрасные эксплуатационные качества на месторождениях на Среднем Востоке, в США, Европе, Африке, Азиатско-тихоокеанском регионе, а также в Центральной и Южной Америке.

Вслед за моделью Spir-o-lizer в 1998 году последовало внедрение новой модели Pen-o-trator™, патентованного башмачного расширителя. Инструмент Pen-o-trator™ быстро завоевал признание в качестве «номера один среди всего класса башмачных расширителей» благодаря высокой скорости бурения и простоте в эксплуатации, возможности расширения скважины с малым вращательным моментом, а также минимальному импульсному давлению, создаваемому при спуске в скважину. Завершает список централизатор Blade-Runner™, первый в своем роде неразъемный централизатор, спроектированный специально с целью значительного сокращения сопротивления и вращательного момента при спуске обсадных колонн, хвостовиков и труб в известные своими экстремальными условиями современные скважины.

Имея на складе при главной штаб-квартире компании в Абердине продукции на 20 миллионов долларов, без учета 40 базовых складов по всему миру, компания «Downhole Products» ежедневно осуществляет поставки своего оборудования воздушным, морским и наземным транспортом в самые удаленные уголки планеты, например, в район Каспийского моря, на остров Сахалин, в Новую Зеландию, Центральную и Южную Америку и Африку.

Компания давно и заслуженно признана ведущим разработчиком и производителем централизаторов, поэтому вся линейка централизаторов и башмачных расширителей «Downhole Products» с успехом используется большинством мировых пользователей, помогая им повысить эффективность обсадки скважин и снизить издержки путем сведения к минимуму непродуктивной траты времени.



North Sea, notably for its ERD wells on Wytch Farm, and further afield in South America, Indonesia, Norway and Alaska.

“The award of this contract by BP to supply them with our portfolio of cementing and casing accessories in Azerbaijan is truly outstanding. It is a real testament to the long and mutually productive relationship that we share with BP, not only in Azerbaijan, but throughout the world,” said Marcus Gregson Brown, Regional Account Manager for Downhole Products. “This is another opportunity for us to deliver quality, field-proven equipment that will certainly go a long way to reducing operator costs and improving efficiency,” he added.

Looking ahead, Downhole Products is confident that it will be in a strong position to extend this five-year contract, which features two one-year options to renew. “The award of this contract compliments the significant growth in business Downhole Products has seen over the last two years, and further increases the requirement for additional quality personnel in all departments at our Aberdeen UK Headquarters,” said Ian Kirk, Director, Downhole Products.

ABOUT DOWNHOLE PRODUCTS

Downhole Products specialises in the design and manufacture of specialist oilfield equipment for the international upstream oil and gas industries. Founded in 1994 in Aberdeen, Scotland, Downhole Products is known throughout the industry for its range of solid body centralisers and reamer shoes. The Spir-o-lizer™, the company's flagship solid body centraliser, was introduced that year and remains the unrivalled industry choice, as illustrated by its successful performance in the Middle East, USA, Europe, Africa, Asia Pacific and the Americas.

The Spir-o-lizer was followed by the introduction in 1998 of the Pen-o-trator™, a patented reamer shoe. The Pen-o-trator™ tool quickly established itself as the Best in Class Reamer Shoe because of its fast and easy drill-out ability, low torque reaming features, and minimal surge pressure while running in-hole. Rounding out this portfolio is the Blade-Runner™ centraliser, a first-of-its-kind solid centraliser that is designed to significantly reduce drag and torque while running casing, liners and tubing in today's ultra extreme wells.

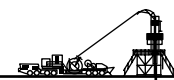
With more than \$20 million in specialist stock housed at its Aberdeen headquarters in addition to stock located at over 40 strategic sites worldwide, Downhole Products dispatches equipment daily by air, sea and land around the world, as far as the Caspian Sea, Sakhalin Island, New Zealand, the Americas and Africa.

As the world's leading centraliser design and manufacturing company, most major operators have utilised Downhole Products' range of centralisers and reamer shoes to improve well bore casing operations and reduce costs by eliminating trouble time.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

INTERNATIONAL EXHIBITIONS AND CONFERENCES

МАРТ/MARCH		
15-16	Рынок нефтепромысловых сервисных услуг в России и СНГ Oilfield Services Markets In Russia & The CIS	Амстердам, Нидерланды Amsterdam, The Netherlands
20-21	Международная конференция и выставка по кольтюбингу и внутрискважинным работам 2007 SPE ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition	Вудландс, США The Woodlands, USA
22-23	6-я Грузинская Международная конференция и выставка по нефти, газу, энергетике и инфраструктуре 6 th Georgian International Oil, Gas, Energy and Infrastructure Conference and Showcase	Тбилиси, Грузия Tbilisi, Georgia
27-29	TUROGE 2007 — 6-я турецкая выставка и конференция нефтегазовой и нефтехимической промышленности 6 th Turkish Oil and Gas Conference and Exhibition	Анкара, Турция Ankara, Turkey
28-29	Конференция по бурению с контролируемым давлением и с отрицательным дифференциальным давлением IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations	Галвестон, США Galveston, USA
31-3 апр Apr 3	Симпозиум по продуктивной эксплуатации Production Operations Symposium	Оклахома, США Oklahoma City, USA
АПРЕЛЬ/APRIL		
1-3	Симпозиум по экономике и оценке углеводородов Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium	Даллас, США Dallas, USA
2-6	Научно-практическая конференция «Российский рынок подрядных услуг при строительстве нефтегазовых скважин с применением новых технологий» Scientific Practical Conference "Russian market of contract services at the building of new oil and gas wells with implementation of new technologies"	Подмосковье, Россия Moscow region, Russia
2-5	7-я Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий 7 th China International Petroleum & Petrochemical Technology and Equipment Exhibition CIPPE	Пекин, Китай Beijing, China
11-13	6-я Северо-Каспийская региональная нефтегазовая выставка ATYRAU OIL & GAS 2007	Атырау, Казахстан Atyrau, Kazakhstan
16-18	Международная конференция и выставка нефтегазовой промышленности в Нигерии Nigeria Oil & Gas 2007	Абуджа, Нигерия Abuja, Nigeria
16-18	Симпозиум по нефтегазовым технологиям в Скалистых Горах Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium	Денвер, США Denver, USA
18-22	12-я Международная нефтегазовая и нефтехимическая выставка 12 th Oil Show 2007	Тегеран, Иран Tehran, Iran
24-27	4-я Международная Сингапурская конференция по нефтеразведке SEAPEX 4 th The Seapex Exploration Conference 2007	Сингапур Singapore
30 – 3 мая May 3	Конференция по технологиям подводной добычи Offshore Technology Conference	Хьюстон, США Houston, USA



МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ INTERNATIONAL EXHIBITIONS AND CONFERENCES

МАЙ/MAY		
1-5	11-я африканская выставка по нефти, газу, торговле и финансам 11 th Africa Oil and Gas Trade and Finance Conference and Exhibition	Найроби, Кения Nairobi, Kenya
9-10	5-я ежегодная нефтегазовая конференция и выставка Магриба и Средиземноморья 5 th Maghreb & Mediterranean Oil & Gas 2007	Маракеш, Марокко Marrakech, Morocco
14-17	Африканская конференция и выставка по охране труда в энергетике Energy HSE Africa Conference & Exhibition	Кейптаун, ЮАР Cape Town, South Africa
15-17	11-я международная выставка «Нефть и Газ Узбекистана» OGU 2007 11 th International Exhibition and Conference "Oil and Gas" OGU 2007	Ташкент, Узбекистан Tashkent, Uzbekistan
15-17	4-я международная нефтегазовая и нефтехимическая выставка INTERGAS 2007 4 th International Exhibition INTERGAS 2007	Каир, Египет Cairo, Egypt
16-18	2-й ежегодный саммит «Аутсорсинг: стратегия эффективного управления и производства» 2 nd Annual Summit "Outsourcing: Strategy of effective management and production"	Москва, Россия Moscow, Russia
23-25	10-ая Юбилейная специализированная межрегиональная выставка «АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2007» 10 th Jubilee Specialized Interregional Exhibition "Astrakhan. Oil and Gas. Energo-2007"	Астрахань, Россия Astrakhan, Russia
30-1 июня June 1	Европейская конференция SPE по проблемам повреждения формаций SPE European Formation Damage Conference	Швенинген, Нидерланды Scheveningen, The Netherlands
ИЮНЬ/JUNE		
1-30	14-я Международная выставка «Нефть, газ, нефтепереработка и нефтехимия Каспия» 14 th International Exhibition CASPIAN OIL & GAS 2007	Баку, Азербайджан Baku, Azerbaijan
1-30	18-я Международная латиноамериканская нефтегазовая выставка LAPS 2007 18 th International Latin American Oil and Gas Exhibition LAPS 2007	Маракайбо, Венесуэла Marakaibo, Venezuela
1-30	9-я Международная выставка «Нефть и газ 2007» 9 th International Exhibition "Oil and Gas 2007"	Москва, Россия Moscow, Russia
11-14	69-я ежегодная конференция и выставка Европейской ассоциации инженеров-геологов и геофизиков EAGE 69 th Annual EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition	Лондон, Великобритания London, UK
11-14	Азиатская нефтегазовая и нефтехимическая выставка OGA 2007 Asian Oil and Gas Exhibition OGA 2007	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala-Lumpur, Malaysia
12-14	Нефтегазовая выставка и конференция Канады GO-EXPO 2007 Canadian Oil and Gas Conference and Exhibition GO-EXPO 2007	Калгари, Канада Calgary, Canada

“Современные технологии капитального ремонта скважин и повышение нефтеотдачи пластов. Перспективы развития”

**21-26
мая**

отель “Надежда” SPA& Морской рай”
(Геленджикский район) Кабардинка

Тематика конференции:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Некоммерческое партнерство
АСБУР



ООО “Научно-производственная фирма
“Нитро”

www.oilgasconference.ru
info@oilgasconference.ru
oilgasconference@mail.ru

тел./факс: (861)
216-83-63
216-83-64
216-83-65

Желаем успехов и будем рады увидеть Вас среди участников конференции!

101000, г. Москва, ул. Маросейка, д.11/4, стр. 4, оф. 19, тел./факс: +7 495 540 68 56, 649 12 07
Представительство в г. Минске: тел. + 375 17 298 35 86 . E-mail: info@crkt.ru, cttimes@gin.by

"Время колтюбинга" –
единственный
специализированный
международный журнал,
посвященный технике и
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 +7 495 540 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

☐

Юридическое лицо

☐

Физическое лицо

Пришлите счет на подписку по

☐

Факсу

☐

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.crkt.ru
При подписке через www.crkt.ru условия акции не действуют.

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 _____





Signature _____