

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
Некоммерческого Партнерства
«Центр развития колтюбинговых технологий»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель Генерального
директора «NOV Фидмаш»

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

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

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

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНОВА, Генеральный директор
«NOV Фидмаш»

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

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

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

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

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A.B. YANOVSKY, Doctor of Economics, Professor, 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

R. CLARKE, Editor-in-Chief

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

D.N. GRIBANOVSKY, Deputy Director Generale
of NOV-FIDMASH

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

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

E.B. LAPOTENOV, Director Generale of NOV-FIDMASH

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

I.Y. PIRCH, Deputy Director of UE "Novinka"

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

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

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

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

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк (rc@cttimes.org)

РЕДАКТОРЫ

Владимир Лебедев (vl@cttimes.org)

Сергей Торпачев (st@cttimes.org)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

Александр Молчанов

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

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович (ig@cttimes.org),

Александра Борисова (ab@cttimes.org)

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Людмила Гончарова

ПЕРЕВОД

Дмитрий Лосицкий

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Анастасия Мухурова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала "Время колтюбинга" при содействии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

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

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

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

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

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar

Фидмаш

Foremost

Вертолэкспо

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

Заказ №

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (rc@cttimes.org)

EDITOR

Vladimir Lebedev (vl@cttimes.org)

Sergey Torpachev (st@cttimes.org)

SCIENTIFIC CONSULTANT

Alexander Molchanov,

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

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Irina Gruzdilovich (ig@cttimes.org)

Alexandra Borisova (ab@cttimes.org)

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Ludmila Goncharova

TRANSLATION

Dmitry Lositski

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Anastasiya Muhurova (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:

Editorial Board of "Coiled Tubing Times" journal with assistance of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

Phone/Fax: (7495) 540 68 56

Phone: (7495) 649 12 07

www.cttimes.org

E-mail: st@cttimes.org

Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies

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

Registration number ПИ № 77-16977

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

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

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

ADVERTISERS

Elmar

Fidmash

Foremost

Vertloexpo

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.





Development of the Russian energy extraction service market has reached the stage that can best be defined as “coalescence”. From one side it is caused by the growing interest of large financial groups in investment in this promising sector and from the other side by noncompetitiveness of small service companies because of industrial needs for implementing new technologies and equipment which demand large funds for technical innovations and trained personnel. Clearly demonstrating this is the fact that the general sponsor of the Moscow Oil & Gas show this year was a Russian service company. Without any doubt, this will help to widen the range of services available on the Russian oil and gas service market including those who require coiled tubing applications.

One more interesting tendency of these last three months is a sign of clear understanding of the oil and gas industry importance in the Russian economy by administration and society. Celebrations of 3 billion tons of oil produced in Tatarstan, show this quite obviously. The celebrations include issuing of jubilee medals with state status, building a lot of sport, cultural, medical projects in the South-Eastern part of Tatarstan, reconstruction of roads and social buildings, building new houses in a number of cities and towns of the region, organizing a number of seminars and scientific-practical conferences for specialists of oil and gas industry, issuing a book “History of the Three Billions”, documentaries about Tatneft and even building a monument. The scale of these events can only be compared to the celebration of jubilee of Moscow, Russian capital. Of course, the importance of the oil and gas industry in Russia never was underestimated by economists and experts, but this celebration will help the society to understand the influence of this sector of the economy on their life and will definitely boost the prestige of oil and gas specialists. This in turn will help in recruiting and training high skilled personnel for implementation of new technologies and equipment.

Ron Clarke

Развитие российского рынка услуг в отрасли добычи энергоносителей перешло в фазу, которая лучше всего характеризуется словом «интеграция». С одной стороны это обусловлено растущим интересом крупных финансовых групп к инвестициям в этот многообещающий сектор и с другой – неконкурентоспособностью малых сервисных компаний из-за того, что востребованные отраслью новые технологии и

оборудование требуют вложения значительных финансовых средств и привлечения высококвалифицированного персонала. Это подтверждается, например, тем фактом, что в этом году генеральным спонсором Московской международной выставки «Нефть и газ» стала крупная российская сервисная компания. Без сомнения, эта тенденция поможет расширить спектр услуг, доступных на российском рынке, включая те, при оказании которых может быть задействован колтюбинг.

Еще одной тенденцией прошедших трех месяцев является все большее осознание властями и общественностью важности нефтегазовой отрасли для экономики России. Празднование добычи 3-миллиардной тонны в Татарстане ярко это продемонстрировало. В его рамках была учреждена государственная награда, возведены и сданы в эксплуатацию спортивные, культурные, медицинские сооружения в юго-восточной части Татарстана, обновлены дороги и социальные учреждения, во многих городах региона построены новые жилые дома, проведен ряд семинаров и научно-практических конференций для специалистов нефтегазовой сферы, издана книга «Три миллиарда. История», снят документальный фильм о «Татнефти» и даже возведен монумент. Размах происходящего можно сравнить разве что с празднованием юбилея столицы России – Москвы. Конечно, российские экономисты и эксперты никогда не недооценивали важность нефтегазовой отрасли, но знаменательное событие в Татарстане поможет осознать ее влияние на экономику и в целом на жизнь страны не только специалистам, но и широкой общественности, а также определенно повысит престиж работы в этой сфере. Это, в свою очередь, будет содействовать привлечению в отрасль новых специалистов и повышению уровня нынешних, что необходимо для освоения передовых технологий и оборудования.

Рон Кларк

CONTENTS

PROSPECTS

VALENTIN SHELEPOV: "RUSSIAN COILED TUBING DRILLING HAS GREAT FUTURE"	6
--	---

CONFERENCES & EXHIBITIONS

PLUSES AND MINUSES OF MIOGE 2007	11
--	----

ENTER TOP TEN	16
---------------------	----

REGIONS

THREE BILLIONS TONS	18
---------------------------	----

"DIFFICULT" OIL OF WESTERN SIBERIA	24
--	----

SUBJECT OF THE ISSUE

COILED TUBING DRILLING: METHODOLOGY FOR TECHNICAL AND ECONOMICAL PROJECTS' APPRAISAL	28
---	----

PRACTICE

EVALUATION OF CT TECHNOLOGIES IN URENGOI FIELD WELLS WORKOVER	43
--	----

TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

HIGH PRESSURE – HIGH TEMPERATURE DOWNHOLE INSPECTION CAMERA DELIVERS IMAGES IN REAL TIME	48
---	----

INTEQ IN DEAL TO MARKET INTELLISERV NETWORK SERVICES	49
--	----

FERN COMMUNICATIONS INTRODUCES INDUSTRY FIRST ATEX-CERTIFIED PORTABLE RADIO REPEATER	49
---	----

NEWS	55
------------	----



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ

ВАЛЕНТИН ШЕЛЕПОВ: «В РОССИИ У КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ БОЛЬШОЕ БУДУЩЕЕ»	6
--	---

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

ПЛЮСЫ И МИНУСЫ MIOGE 2007	11
ВОЙТИ В ДЕСЯТКУ	16

РЕГИОНЫ

ТРИ МИЛЛИАРДА ТОНН	18
«ТРУДНАЯ» НЕФТЬ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	24

ТЕМА НОМЕРА

БУРЕНИЕ НА КОЛТЮБИНГЕ: МЕТОДОЛОГИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ	28
---	----

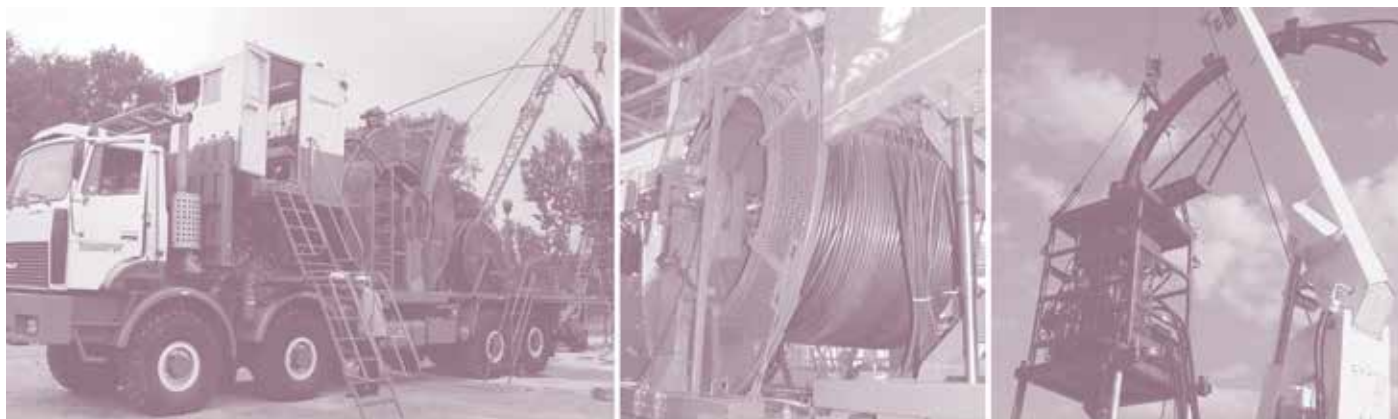
ПРАКТИКА

ОЦЕНКА УСПЕШНОСТИ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	43
--	----

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

ВНУТРИСКВАЖИННАЯ КАМЕРА ДЛЯ РАБОТЫ ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ И ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ, РАБОТАЮЩАЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ	48
«INTEQ» ЗАКЛЮЧАЕТ СОГЛАШЕНИЕ С «INTELLISERV»	49
FERN COMMUNICATIONS ПРЕДСТАВИЛА НОВУЮ ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ – ПОРТАТИВНЫЙ РАДИОРЕЛЕЙНЫЙ РЕТРАНСЛЯТОР, СЕРТИФИЦИРОВАННЫЙ АТЕХ	49

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ	55
----------------------	----



VALENTIN SHELEPOV: "RUSSIAN COILED TUBING DRILLING HAS GREAT FUTURE"

ВАЛЕНТИН ШЕЛЕПОВ: «В РОССИИ У КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ БОЛЬШОЕ БУДУЩЕЕ»

During the last ten years coiled tubing technologies steadily became quite a common industrial practice of Russian service and producing companies. Nevertheless, for now a number of high technological processes which require implementation of coiled tubing, such as, for example, coiled tubing drilling, are still almost not used in Russia. One of the most authoritative specialists of Russian oil and gas industry Dr. Valentin Shelepov shared his views about the prospects of coiled tubing technologies development in Russia, as well as about the prospects of development Russian service market at the whole, with editor of Coiled Tubing Times Journal Sergey Torpachev.

Колтюбинговые технологии за последние десять лет из экзотики постепенно превращаются в распространённую производственную практику российских сервисных и добывающих компаний. Тем не менее, на данный момент ряд высокотехнологичных процессов с использованием колтюбинга, таких как, например, колтюбинговое бурение, так и остались практически невостребованными. Своим видением перспектив развития колтюбинговых технологий и рынка нефтегазового сервиса в России с редактором журнала «Время колтюбинга» Сергеем Торпачёвым поделился один из авторитетнейших специалистов российской нефтегазовой отрасли, доктор геолого-минералогических наук Валентин Васильевич Шелепов.

Sergey Torpachev (ST): Could you please dwell on the current state with lateral drilling operations? Are they enough to satisfy the market demands and what are the avenues for coiled tubing drilling in such operations?

Valentin Shelepov (VS): As for the general situation with lateral drilling, the amount of such operations is far from being enough, especially in Western Siberia. But the example of Canada gives us hope that coiled tubing drilling in Russia has great future. This is my estimation of it. In Canada drilling a lateral in the depth up to 1.5-2 km takes 48 hours. This is fantastic. Especially in comparison with fact, that in Western Siberia it takes them in times more time just to install the drilling unit. The drilling itself takes 30-35 days. In this context the efficiency of coiled tubing is evident and I'm sure that there will be a major breakthrough in Russia. It's just the question how soon it will take place: 6 months, a year or more. Many of our drilling specialists have visited Canada, studied their experience and steadily came to realization that coiled tubing technologies in drilling laterals are a must.

The coiled tubing technologies will boom as soon as some technical problems are settled. We should find a way to replace a cement casing in Cretaceous basins with chemical methods such as pumping various reacting substances. The

Сергей Торпачёв (СТ): Не могли бы вы рассказать о том, как вы оцениваете необходимый и фактический объём работ по бурению вторых стволов в нефтегазовых скважинах и перспективы использования колтюбингового бурения для проведения этих работ?

Валентин Шелепов (ВШ): Если в общем рассматривать ситуацию с бурением вторых стволов, то объёмы проводимых сегодня работ абсолютно недостаточны, особенно по Западной Сибири. Поэтому если посмотреть на пример Канады, то очевидно, что в России у колтюбингового бурения большое будущее. Это моя оценка. Действительно, на глубинах до 1,5-2 км в Канаде боковой ствол бурят в течение двух суток. Это, конечно, фантастика. По сравнению с тем, что, например, в Западной Сибири один монтаж буровой установки занимает на порядок больше времени. Не говоря уже о том, что сам процесс бурения идёт порядка 30-35 дней. То есть эффективность использования колтюбинга для выполнения этих работ более чем очевидна, и я уверен, что прорыв будет и здесь, в России, другое дело – когда: через полгода, через год. Тем более, что у нас уже достаточно много специалистов-буровиков ездили в Канаду и знакомились с их опытом работы, поэтому осознание необходимости перехода к колтюбинговым технологиям при бурении вторых стволов постепенно растёт.

Если касаться ещё раз объёмов потенциального применения колтюбинга, то для их критического роста необходимо найти

issue is being actively discussed and a solution will be found sooner or later and the application of coiled tubing technologies will be multiplied. But anyway, apart from Cretaceous basins we have Jurassic reservoirs. They have solid beds with low permeability and during production the reservoir features deteriorate with the recovery rates plunging. So I think that in such reservoirs drilling with open well-hole is quite possible. Though such reservoirs exist practically everywhere, there is a big deal of skepticism regarding their development. With the recovery rates less than 10 tons the Russian oilers don't believe that the development of the Jurassic reserves is profitable. But I should say that 10 tons is good enough. And if we launch some breakthrough technology, the coiled tubing drilling of 3,000-meters-deep Jurassic wells will be very productive. Besides, the present calculations are based on the assumption that the equipment installation takes 30 days and drilling takes 30 days more. But when each of the operation takes 3 days, the cost-effectiveness will be much higher, and may be wells with recovery rates 5 tons will be profitable. We are just not yet ready for such operations as well as for laterals drilling. In some time a transit to coiled tubing technologies will be inevitable. Meanwhile we should test these technologies, do different works with their application, and then look for their implementation for specific needs of the specific fields.

ST: Are there any technical tasks that can already be successfully solved with the help of coiled tubing technologies in Russia and which of them you think are the most urgent?

VS: Some operations in Russia already actively involve coiled tubing, for instance managing hydrated-gas plugs, especially in Urengoi fields. There's no better solution to this problem than CT. Pumping various harmful chemicals to these wells is quite dangerous. We did lateral drilling there three years ago and tried to organize a major workover, but were hampered by hydrated-gas plugs all the time. The operations are often performed in emergency wells full of hydrated-gas plugs, though eliminating those plugs was not our mission. We had other things to do. Therefore we can



Valentin Vasilievich SHELEPOV
Valentin Shelepov was born in Kostroma region in 1951. He graduated from Perm Polytechnic Institute in 1973 where he had studied geology and prospecting oil and gas fields. After graduation he worked at Bashneft company, was the Deputy Head of Geology Department at Kogalymneft in 1987-1989, then worked as Principal Geologist and Deputy Director General of LUKOIL Kogalymneftegaz. In 1995-2000 he was the Deputy Director General on geology of LUKOIL- Western Siberia, in 2000-2001 he took the post of the Deputy Minister of Natural Resources of the Russian Federation, in 2001-2004 was the Deputy Minister of Energy of Russian Federation. Since 2004 till 2006 he has been the President of Russian O&G service company Oil Technology Overseas, since 2006 he is the President of Center for Corporate Development "World Mark". Doctor of Science (Geology and Mineralogy).

ШЕЛЕПОВ Валентин Васильевич
Родился в 1951 г. в Костромской области. В 1973 г. окончил Пермский политехнический институт по специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». После окончания института работал в ПО «Башнефть». С 1987 по 1989 г. являлся заместителем начальника управления по геологии НГДУ «Когалымнефть», а затем главным геологом - заместителем генерального директора по геологии АО «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз». С 1995 по 2000 г. занимал должность заместителя генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». С 2000 по 2001 являлся заместителем министра природных ресурсов РФ, а с 2001 по 2004 г. занимал должность заместителя министра энергетики РФ. С 2004 по 2006 г. – президент Российской нефтяной сервисной компании «Ойл Технолоджи Оверсиз» (ОАО «ОТО»), а с 2006 г. – президент ЗАО «Центр корпоративного развития World Mark». Доктор геолого-минералогических наук.

промышленное решение проблемы крепления открытого ствола в меловых залежах не цементной колонной, а с помощью химических методов, за счёт закачки различных реагентов. Сейчас этот вопрос активно обсуждается и рано или поздно решение будет найдено, что должно обеспечить, на мой взгляд, кратный рост потенциальных применений технологии колтюбингового бурения. Но в любом случае, кроме меловых есть ведь и юрские залежи. Там достаточно крепкие породы, они очень плохо отдают, при этом в процессе эксплуатации они ещё раз резко ухудшают свои коллекторные свойства, и дебиты при этом падают в разы. Вот там, я думаю, бурение с открытым стволом возможно. При этом эти залежи есть почти повсеместно, но относятся к ним довольно скептически. При дебите ниже 10 т пока ещё наши нефтяники считают нерентабельным бурение на юрские залежи. А 10 т это довольно много. И если сейчас будет создана некая прорывная технология, тогда объёмов бурения колтюбингом на юрские трёхтысячные скважины будет очень много. Кроме того, даже сейчас эти расчёты рентабельности основываются на том, что нужно 30 дней развёртываться и 30 дней бурить. А если три дня развёртываться и три дня бурить, то рентабельность, возможно, будет уже 5 т, а не 10. Поэтому определённый объём работ здесь уже есть, просто к ним не готовы, как и к вторым стволам. Пройдёт какое-то время, и к этим потенциальным применениям колтюбинга придут, это неизбежно. А сегодня надо пробовать, нарабатывать определённый объём работ, и тогда уже можно будет предлагать конкретные решения для конкретных месторождений.

СТ: А если говорить об актуальных задачах, которые уже сейчас могут более эффективно решаться с использованием колтюбинговых технологий, какие бы вы выделили в первую очередь?

ВШ: Среди тех работ, которые уже сейчас можно активно проводить в России с применением колтюбинга, я бы в первую очередь отметил проблему газогидратных пробок, и в первую очередь на Уренгойских месторождениях. Лучше колтюбинга для решения этой задачи ничего не придумаешь. Закачка различных вредных химических веществ в эти скважины достаточно опасна. Три года назад мы проводили там ряд работ по бурению вторых стволов, пытались тяжёлый капитальный ремонт наладить, и всё время наткнулись на газогидраты. Работы ведь необходимо было проводить на аварийных скважинах, а аварийная скважина – обязательно газогидраты. При этом устранение этих пробок не было нашей задачей, подряд у нас был на совсем другие работы. Поэтому здесь можно



talk about big potential of coiled tubing application, moreover that such plugs are also exist in oil wells with high gas factor. More complicated operations involving high technologies such as multilateral drilling are possible only in the future. I have a dream that someday we will refuse from traditional drilling, especially in Eastern Siberia, where a lot of drilling activity required with very few drilling companies in the region.

ST: But speaking about this future, what problems have to be solved in order to enter an age of high-tech operations with wide coiled tubing application? For instance, we already talked about the Canada, where great success in coiled tubing drilling attained. The costs of such operations in Canada can not be even compared to those in Russia, because it differ in about ten times. It is explained by rich experience of the personnel, large volumes and other factors. What do you think has to be done in Russia to approach such costs and short time of drilling operations?

VS: The main problem is different depth of wells in Russia and Canada. While Canada has extended coiled tubing drilling to an industrial scale at their depth, Russia is still making its first experiments. When the coiled tubing drilling will successful work on the depth of 3.000 m, the coiled tubing operations, for example in Western Siberia, will multiply. Another problem is that our personnel lacks experience. At the moment we witness a gradual cost reduction. This is a natural process for a period of transit from test works to commercial production. Besides, it is evident that shorter terms made possible by coiled tubing will naturally lead to lower costs.

The beginning of large-scale offshore development will be a strong impetus for introduction of coiled tubing technologies. We don't know, when it will happen, but Gazprom has already started the development of Shtokman oil field. In the operations in the North Sea the coiled tubing

говорить о достаточно большом потенциальном объеме работ с помощью колтюбинга, тем более что эти пробки в принципе есть и на нефтяных месторождениях, там, где газовый фактор повыше. Более сложные и высокотехнологичные работы, многоствольное бурение и прочее, я думаю, всё-таки дело будущего. Должны мы, конечно, и это моя мечта, уйти от традиционного бурения, особенно если речь идёт о Восточной Сибири, где в перспективе можно говорить об очень больших объемах бурильных работ при практически полном отсутствии местных буровых компаний.

СТ: Но если говорить о будущем, связанном с широким применением высокотехнологичных работ с использованием колтюбинга, то не могли бы вы выделить основные проблемы, с решением которых вы связываете его наступление? К примеру, в Канаде, о которой мы уже говорили, и где действительно достигнуты огромные успехи в области колтюбингового бурения, стоимость таких работ на данный момент отличается от проводимых в России на порядок. Это связано и с приобретением персоналом опыта, и с большими объемами и с рядом других факторов. Что, как вы думаете, нужно делать сейчас, чтобы и мы в России могли выйти на такие же сроки и стоимости проведения работ?

ВШ: Основная проблема – разные глубины в Канаде и здесь. Если на канадских глубинах колтюбинг уже работает в промышленном масштабе, то в России это, фактически, опытные работы. Вот если глубина три тысячи метров покорится колтюбингу, это будет означать кратный рост объема работ с использованием колтюбинга в той же Западной Сибири. Кадры, естественно, тоже – опыта нет. Постепенное снижение стоимости – понятно, что при переходе от опытных работ к промышленным стоимость снижается. Кроме того, очевидно, что при сокращении сроков строительства скважин, а это основное преимущество колтюбинга, естественно будет снижаться и стоимость.

Серьёзным стимулом для развития колтюбинговых технологий может также послужить начало ширококомасштабных работ по освоению шельфа. Когда это будет – другой вопрос, но разработка Газпромом Штокмановского месторождения уже по сути вступила

replaced traditional technologies based on oil rigs and pipe casings. After drilling the coiled tubing remains in the well for further use as a casing. The offshore production implies different type of recovery. Nobody develops fields from the platform for 70-100-120 years like they do in Perm region, Bashkiria and Baku. It is necessary to finish the production in 15-20-25 years. That is why the traditional drilling in the shale area will be replaced by coiled tubing and other technologies. The involvement of Russian scientific and technical potential in these projects is being actively discussed now. Yet we have little experience in this sphere, and that is why the operations are more likely to be performed by our Western colleagues.

One more thing should be said about the quality and upgrading of Russian O&G technologies. Many technologies brought here by American service companies are in fact Russian technologies. There was a time, when Russia couldn't find a nickel to patent them and test them in production. As a result they went to the West and now sold us back for millions.

ST: In this regard, could you please point to the advantages and shortcomings of Russian and Western service companies? What do you think are the main tendencies of the Russian O&G service market and its avenues for the future?

VS: There is a great difference between the ways Russian and Western service companies work. Many things in our business are done without due reflection and it is necessary to learn from our Western colleagues. For example, it is only recently that Russian service companies have adopted the practice of making personal visits to their potential customers every 6 months and holding personal presentations of their services and equipment. The same thing can be said about new equipment, technologies and software. Western service companies inform their customers as soon as any decision about new developments, their terms or financing is made.

в первую фазу. Аналогичные работы в Северном море всё-таки проводились не традиционными буровыми станками с обсадкой трубы, а именно колтюбингом. И колтюбинг, на котором ведётся бурение, потом остаётся как обсадная труба и используется в скважине. То есть применяют на шельфе несколько другие технологии, и это в первую очередь вызвано тем, что месторождения с платформы никто не разрабатывает по 70-100-120 лет, как, допустим, в Пермской области, Башкирии, Баку и т.д. Там нужно закончить разработку за 15-20-25 лет. Поэтому традиционное бурение на шельфе применяться не будет, а будет использоваться колтюбинг или другие технологии. Сейчас активно обсуждается максимальная задействованность в этих работах российского научно-технического потенциала, однако пока опыта проведения таких работ у нас нет и, судя по всему, всё-таки этими работами в основном будут заниматься западные компании.

По российским нефтегазовым технологиям и их качеству и доработке нужно ещё один момент отметить. Многие технологии, которые привозят сюда американские сервисные компании, по сути, российские технологии. Россия в своё время пять копеек не могла найти, чтобы промышленно апробировать и запатентовать их, а в итоге они ушли на Запад и вернулись к нам уже за миллионы.

СТ: Не могли бы вы в этой связи отметить, в чём вы видите преимущества и недостатки в методах работы российских и западных сервисных компаний? Как вы видите дальнейшее развитие российского рынка нефтегазового сервиса и какие тенденции могли бы отметить как основные?

ВШ: Что касается принципиальных отличий в технике и методах работы западных и российских сервисных компаний, то они достаточно велики. Многие у нас в этом бизнесе не продумано и необходимо учиться у западных конкурентов. Вот, например, только в последнее время некоторые российские сервисные компании стали перенимать практику каждые полгода объезжать всех своих потенциальных заказчиков и делать персональные презентации своих услуг и оборудования. То же касается разработки новой техники, технологий, программного продукта. Ещё только принято решение, что разрабатывать, в какие сроки, какое выделено финансирование,





а западные сервисные компании уже сообщают об этом заказчику. Работа эта будет длиться в течение двух-трёх лет, и в течение этого времени они об этой разработке сообщат ещё раз четыре. В итоге к началу коммерческих продаж уже будет сформирована группа потенциальных потребителей этого продукта.

Что касается

During the 2-3 years the project is implemented they report about the progress to customers on a regular basis. As a result a group of potential consumers is formed before the project is available for commercial sale.

As far as the Russian O&G service market is concerned, we can't talk about its existence yet. Our independent service operates for quite a short period of time. The main problem is that many oil producing companies bite the hand that feeds them. They refuse to raise tariffs leaving service companies no chance for development. As a result they are the first, who suffer from it, though they may not realize it yet. Many oil production companies envisage big expenses in the beginning of the year, but as the time passes this financing are usually curbed. Naturally expenses on service, and especially on expensive service, are the first thing to be curbed.

Clearly, there are some positive tendencies on the Russian service market. For now, for example, not everywhere, not every time, but contracts were extended to 3 years. At least big producing companies have passed to this form of cooperation. Having a contract for three years, a service company can buy new technologies and equipment, update the equipment that it already have and launch new range of operations. Companies often announce tenders for, say, drilling laterals, with a top driven drilling machine, which costs more than \$1m. But at the same time they keep the same prices on such type of drilling for last three years. And a natural question arises: how will the machine pay off? Clearly, service companies found it hard to develop in such conditions. I even don't mention that in case a contract implying the use of new equipment lasts just one year, and only receiving this equipment by order will take 12-18 months, service company just have no possibility to start to implement new equipment. That is why there is a problem of long-term service contracts, which should be no shorter than 3 years, better 5 years, especially taking into account new equipment and technologies. ■

российского рынка нефтегазового сервиса, то в целом можно говорить о том, что он всё ещё так и не сформировался. У нас всё-таки независимый сервис существует очень небольшой отрезок времени. Ведь очень большая проблема сейчас в том, что многие добывающие компании рубят сук, на котором сидят. Они не повышают расценки и таким образом не дают развиваться сервисным компаниям. И в итоге страдают в первую очередь они сами, хотя пока это не все понимают. В большинстве добывающих компаний в начале каждого года декларируется очень большая расходная статья, но в течение года это финансирование начинают постепенно сокращать. Естественно, эти сокращения в первую очередь касаются сервиса, причём в основном дорогого.

Есть, безусловно, и позитивные тенденции в развитии российского рынка сервисных услуг. Сейчас, например, добились, неокончательно, не повсеместно, но договоров на три года. По крайней мере, крупные добывающие компании уже начинают переходить на эту форму сотрудничества. В этом случае сервисная компания, имея договор на три года, имея будущее, уже может закупать новую технику, модернизировать оборудование, осваивать новые виды работ и т.д. Вот, например, типичная ситуация – выставляются тендерные требования, включающие в себя проведение работ буровым станком для вторых стволов с верхним приводом и т.д., который сейчас стоит более миллиона долларов. Но при этом расценки на проведение таких работ не менялись уже три года. Поэтому возникает закономерный вопрос: сколько этот привод будет окупаться? Понятно, что в такой ситуации развиваться сервисным компаниям было очень сложно. Я уж и не говорю о том, что если договор у нас на год, и он предполагает использование нового оборудования, которое сервисная компания хочет освоить, то только получить это оборудование по заказу она сможет через год-полтора. Поэтому и есть проблема заключения именно долгосрочных сервисных контрактов, минимум на три года, а вообще на пять лет, особенно с учётом внедрения нового оборудования и технологий. ■

Pluses and Minuses of MIOGE 2007

Sergey TORPACHEV, *Coiled Tubing Times*

The 9th Exhibition "Oil and Gas 2007" and 5th Russian Oil and Gas Congress took place in Moscow at June 26-29. Despite the fact that both events were formally united in one place, the tendencies of their development and main conclusions, that could be made after participating in them, essentially differ.

MIOGE-2007 was even larger than ever. Its exhibition area raised by 40% and set the next record. It is really impressive number, but let us objectively consider the main advantages and disadvantages of this year event and make some conclusions.

As the main indicator of growing popularity of coiled tubing technologies in Russia one can note that this year a lot of open exhibition area was occupied by coiled tubing units for the first time. The leader in interest caused and area occupied was NOV-Fidmash company. There is nothing strange in it, because the company is a recognized leader on the Russian market of CTU, where it together with its partner from National Oilwell Varco group, US company Hydra Rig, is a producer of more than 80% of all Russian fleet of CTU. Besides the units of NOV-Fidmash there was also CTU produces by Dutch company ASEP, which just enters the Russian market, and units produced by Pervomaiskhimmash, which still didn't become popular at the service work in Russia.

Плюсы и минусы MIOGE 2007

Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

26-29 июня в Москве прошла очередная, 9-я выставка «Нефть и газ 2007», и 5-й Российский Нефтегазовый Конгресс. Несмотря на то, что оба мероприятия были формально объединены на одной площадке, тенденции их развития и основные выводы, которые можно было сделать после их посещения, различаются кардинально.

MIOGE-2007 в этом году стала ещё масштабнее. Её площадь выросла на 40%, установив очередной рекорд. Эти цифры, действительно, впечатляют, но попробуем всё же объективно рассмотреть основные позитивные и негативные стороны прошедшей выставки и сделать ряд выводов.

В качестве основного признака того, что колтюбинг в России завоёвывает всё большую популярность, можно отметить то, что в этом году колтюбинговые установки впервые заняли значительную часть открытых площадей выставки. Как по выставочной площади, так и по интересу, вызванному у посетителей выставки, лидировала здесь компания NOV-Фидмаш. Впрочем, это и не удивительно – компания прочно удерживает лидерство на российском рынке колтюбинговых установок – вместе со своим партнёром по группе National Oilwell Varco американской компанией Hydra Rig компания является производителем более 80% всего российского флота колтюбинговых установок. Помимо установок NOV-Фидмаш на открытой площадке были также представлены установка голландской компании ASEP, новичка на российском рынке колтюбингового оборудования, и установки производства ОАО «Первомайскхиммаш», которые по ряду объективных и субъективных причин пока так и не стали



For the first time the general sponsor of this year event became Russian company, and more than it, service company. Despite the fact, that leading by Felix Lubashevskiy "Integra" in its advertising policy essentially differ from the majority of Russian service companies, it can be considered as a positive tendency in development of oil and gas service market. Beside of it, it should be noted that active PR-company was also made at the exhibition by some other service companies, including quite a new and developing service company "Mirrico".

But there also were some unpleasant surprises. Particularly, leading international service companies, such as как Schlumberger, BJ Services, Halliburton, and a number of Russian service companies, aimed on development and implementation of new technologies and equipment, ignored the event and, from my point of view, had some reasons for it. The main reason of this different approach to the participating in MIOGE 2007 was, more than likely, skeptical estimation of future profits and business development, caused by it. This skepticism can be explained by quite a low possibility of meeting with potential partners and establishing business relations with them, caused by absence of structure and

массово использоваться в России при проведении сервисных работ.

Также впервые в этом году генеральным спонсором выставки и конгресса стала российская компания, причём компания сервисная. Несмотря на то, что возглавляемая Феликсом Любашевским компания «Интегра» в своей рекламной политике значительно отличается от большинства российских сервисных компаний, этот факт может свидетельствовать о положительной динамике развития рынка нефтегазового сервиса в России. Кроме того, необходимо отметить тот факт, что активную PR-компанию на выставке проводили ещё несколько сервисных компаний, в том числе недавно созданная и динамично развивающаяся компания «Миррико».

Тем не менее, были и неприятные неожиданности. В частности, оказалось, что крупнейшие мировые сервисные компании, такие как Schlumberger, BJ Services, Halliburton, а также ряд российских сервисных компаний, занимающихся разработкой и внедрением новых технологий и оборудования, выставку проигнорировали и причём, на мой взгляд, имели на это определённые основания. В первую очередь причиной того, что сервисные компании по отношению к выставке разделились, скорее всего, стало то, что многие из них скептически оценивают перспективы повышения эффективности и роста своего бизнеса за счёт участия в этом мероприятии. Не в последнюю очередь этот скептицизм вызван тем, что





organization of this great number of participants last year. It can also explain the fact, that for the first time the number of participants, which raised every year from exhibition start, this year was about 900 instead of 944 last year. Although, one can not say that organizers did not try to solve this problem, but first try to systemize the participants of the exhibition was definitely failed. This year organizers suggest the following groups: "Petrochemistry and Oil Refining", "Geology and Geophysics", "Transportation and Stowage of Oil and Gas", "Fire, Industry and Ecological Safety" and also "Vacancies Fair for Oil and Gas Industry". It is hard to say why only these groups were defined, as well as why from all service work geology and geophysics was separated. This choice seems especially strange taking into a count that according to the organizers statistic, the most interest the exhibition caused in specialists in the following areas:

- Prospecting and producing of oil and gas 24,8 %;
- Transportation and stowage of oil and gas 13 %;
- Oil and gas processing 11 %;
- Marketing of oil, oil products and gas 9,8 %;
- Production and delivering of oil and gas equipment 9 %;
- Oil and gas building 8,5 %;
- Geology and geophysics 7,9%.

So it is understandable, that service companies, mainly focused on the works with implementation of new technologies and equipment, steadily change the priorities to participating in specialized conferences and seminars. It also was a main reason that there are only a few new developments, exposed at the exhibition. Mainly they were brought by foreign companies, from which especially can

большое количество никак не структурированных участников и выставочных площадей в прошлом году в значительной степени снижали вероятность встречи и установления деловых отношений с потенциальными деловыми партнёрами. Именно этим можно объяснить тот факт, что количество участников выставки, неуклонно возрасавшее за всё время её проведения, в этом году составило около 900 экспонентов против 944 в прошлом году. Впрочем, нельзя сказать, что организаторы мероприятия не попытались решить эту проблему, однако впервые предпринятая попытка систематизировать экспонентов явно не удалась. В этом году выставка структурировалась по разделам «Нефтехимия и нефтепереработка», «Геология и геофизика», «Транспортировка и хранение нефти и газа», «Пожарная промышленная и экологическая безопасность», а также «Ярмарка вакансий для нефтегазовой промышленности». Каким образом определялись именно эти разделы, и почему из сервисных работ была выделена только геология и геофизика, определить сложно. Особенно странным этот выбор выглядит в свете того, что по статистике организаторов выставки наибольшее внимание к мероприятию проявили специалисты, занятые в следующих отраслях:

- разведка и добыча нефти и газа 24,8 %;
- транспортировка и хранение нефти и газа 13 %;
- переработка нефти и газа 11 %;
- сбыт нефти, нефтепродуктов и газа 9,8 %;
- производство и поставка нефтегазового оборудования 9 %;
- нефтегазовое строительство 8,5 %;
- геология и геофизика 7,9%.

Поэтому понятно, почему сервисные компании, преимущественно ориентирующиеся на работы с использованием новых технологий и оборудования, постепенно смещают акценты на участие в специализированных конференциях и семинарах. Именно этим и было вызвано то, что новых разработок в области капитального ремонта



be noted just entered Russian market US company Andergauge, developer and producer of high-tech downhole tools for production stimulation, and Danish company Welltec, which specialized in development and production of tractor equipment for well intervention works.

But any way, even this few new developments did not cause great interest from side of Russian service companies. Answering the question "What new developments and technologies you can offer to your customers this year?" representatives most of them said: "Why we need this new technologies? We are doing well with the old ones". The progress was demonstrated only by one already mentioned service company Mirrico, which starts to implement coiled tubing technologies and intends to use it widely in its work.

All major oil and gas producing companies were represented on the exhibition, but Surgutneftegas should be especially noted. Although the information about the unique works on coiled tubing during, carried out by this company is still closed, at its exposition one could get a lot of information about the company's activity on production enhancement, including works with implementation of new technologies and equipment. Course on using innovative technologies allowed Surgutneftegas together with Statoil became the only company in the world, which dynamically developing not because of buying new licenses for developing new oil and gas fields, but because the enhancing of production at already exploiting wells. As a result the company managed to twice the production without developing new fields, and this unique achievement can be considered as a main evidence of the success of the company's policy.

и внутрискважинных работ на конференции было представлено очень мало, и в основном за счёт иностранных компаний, среди которых следует выделить, в частности, недавно работающую в России американскую компанию Andergauge, выпускающую высокотехнологичный внутрискважинный инструмент для повышения нефтеотдачи пласта, и датскую Welltec, разработчика и изготовителя тракторного оборудования для внутрискважинных работ.

Впрочем, особого интереса у большинства представителей российских сервисных компаний эти разработки не вызвали. В ответ на вопрос: «Какие новые разработки и технологии вы предлагаете вашим потребителям в этом году?» на стендах большинства из них можно было услышать: «А зачем нам какие-то новые технологии? У нас и со старыми всё очень хорошо получается». Прогресс, фактически, продемонстрировала только уже упомянутая сервисная компания «Миррико», которая начинает осваивать колтюбинговые технологии и намерена широко использовать их в своей производственной практике.

На выставке были представлены все крупные добывающие компании, из которых стоит отметить стенд ОАО «Сургутнефтегаз». Хотя информация об уникальных работах в области колтюбингового бурения, проводимых этой компанией, пока не является открытой, тем не менее здесь можно было ознакомиться с работами в области повышения нефтеотдачи пласта, в том числе с использованием новых технологий и оборудования, активно проводимыми компанией. Ориентация на внедрение инновационных технологий позволило «Сургутнефтегазу» вместе с Statoil стать единственной в мире компанией, динамично развивающейся не за счёт приобретения прав на разработку новых нефтяных месторождений, а за счёт повышения нефтеотдачи имеющихся. В итоге удалось вдвое увеличить добычу

The 5th Russian Oil and Gas Congress took place simultaneously with exhibition. This is a largest oil and gas forum because of the wide range of the problems discussed as well as because of number of participants: this year it were about 600 delegates from domestic and foreign oil and gas industries, government ministries and departments, oil and gas associations, financial institutions and banks. Overall, as many as 30 world countries were represented, some of those including Russia, the United Kingdom, Germany, Italy, the People's Republic of China, the United States of America, Norway, Finland, France, Switzerland, not to mention other countries.

Notably, the Congress agenda featured the following topical issues:

- trends and prospects for the oil and gas sector;
- government policies and regulatory mechanisms;
- cross-border projects and strategic alliances;
- trends and prospects for Russian natural gas;
- sustainable progress in Russian oil exploration and development;
- tapping Russian continental shelf deposits;
- strategy for expanding oil and gas transit infrastructure;
- operating commodity exchanges to sell oil, gas and petrochemicals;
- oil and gas service support as a major tool to boost efficiency of lifting operations.

It should be noted, that this year the questions of oil and gas service and production enhancement by implementation of new technologies became one of the main subject of Congress agenda, and they were correctly connected with the questions of sustainable progress in Russian oil exploration and development.

Importantly, Congress deliberations were attended by: V. Grachev – Chair of the State Duma Committee for Environmental Security; S. Say – Head of the Federal Service for Oversight in the Uses of Natural Resources; E. Galichanin – Chair of the Subcommittee for Oil Sector, State Duma Committee for Energy, Transport and Communications; N. Lisovsky – Chair of the Central Commission for Development of Hydrocarbon Fields; S. Konovalov – Deputy Governor of Yamalo-Nenets Autonomous District; R. Muslimov – State Counselor to the President of the Republic of Tatarstan for Subsoil Wealth Uses, Oil and Gas; E. Kan – President of UKTI (United Kingdom Trade and Investment Agency); A. Pinchevsky – Vice-Governor of Sakhalin Region; just as other government officials and business executives.

Importantly, keynote speakers included top-level managers from Gazprom, Rosneft, Transneft, Lukoil, Tatneft, TNK-BP, Integra, “Eurasia” drilling company, ООО “Mezhregiongaz”, E. ON Ruhrgas, Hydro, Chevron, ConocoPhillips, Eni S.p.A., and other major firms.

So the 5th Russian Oil and Gas Congress demonstrated the understanding of necessity of implementation of innovative technologies for oil and gas production from Russian state, as well as from oil and gas companies, who work in Russia. Particularly, this point was especially noted in presentations of Chair of the Central Commission for Development of Hydrocarbon Fields N. Lisovsky and State Counselor to the President of the Republic of Tatarstan for Subsoil Wealth Uses, Oil and Gas R. Muslimov. At the same time, MIOGE 2007, which was carried out simultaneously with the Congress, seems to loose its attractiveness as an exhibition area for the most developers of new technologies, as well as for the most producers of new high-tech equipment for oil and gas service. The only hope is that to the next, jubilee exhibition the organizers will make the right conclusions from this year event and will manage to change this negative tendency. ■

без освоения новых месторождений, что является, безусловно, уникальным результатом и само по себе свидетельствует о правильности выбранного руководством компании курса.

Одновременно с выставкой проходил и 5-й Российский Нефтегазовый Конгресс, крупнейший нефтяной форум как по охвату обсуждаемых вопросов, так и по представительности участников: мероприятие собрало около 600 представителей отечественной и международной нефтяной и газовой промышленности, отраслевых министерств и ведомств, нефтегазовых ассоциаций, финансовых учреждений из 30 стран, среди которых Россия, Великобритания, Германия, Италия, Китай, Норвегия, США, Финляндия, Франция, Швейцария и другие.

Основными темами Конгресса в этом году стали:

- тенденции и перспективы развития нефтегазового сектора;
- государственная политика и законодательное регулирование;
- международные проекты и стратегические альянсы;
- тенденции и перспективы российского газа;
- устойчивое развитие в области разведки и добычи нефти в России;
- освоение месторождений российского континентального шельфа;
- стратегия развития транспортировки нефти и газа;
- биржевая торговля нефтью, нефтепродуктами и газом;
- нефтегазовый сервис как механизм повышения эффективности эксплуатации месторождений.

Причём следует отметить, что в этом году именно вопросам сервиса и повышения нефтеотдачи пластов за счёт внедрения новых технологий в программе Конгресса было уделено особое внимание, и они были справедливо увязаны с вопросами устойчивого развития в области разведки и добычи нефти в России.

Доклады на Конгрессе сделали Председатель Комитета Госдумы по экологии В. Грачев, Руководитель Федеральной службы по надзору в сфере природопользования С. Сай, Председатель подкомитета по нефтяному комплексу Комитета Госдумы по энергетике, транспорту и связи Е. Галичанин, Председатель Центральной комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья Н. Лисовский, Заместитель Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа С. Коновалов, Государственный Советник при Президенте Республики Татарстан по недропользованию, нефти и газу Р. Муслимов, Президент Торгово-инвестиционного агентства Великобритании (UKTI) Э. Кан, Вице-губернатор Сахалинской области А. Пинчевский и многие другие.

Кроме того, значительный интерес у участников вызвали выступления руководителей ведущих нефтегазовых компаний, в числе которых Газпром, Роснефть, Транснефть, ЛУКОЙЛ, Татнефть, ТНК-ВР, Интегра, Буровая Компания «Евразия», ООО «Межрегионгаз», E. ON Ruhrgas, Hydro, Chevron, ConocoPhillips, Eni S.p.A и другие.

Таким образом, 5-й Российский нефтегазовый конгресс продемонстрировал осознание необходимости внедрения инновационных технологий добычи нефти и газа как со стороны государства, так и со стороны работающих в России нефтегазовых компаний. В частности, особое внимание этому вопросу в своих докладах уделили Председатель Центральной комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья Н. Лисовский и Государственный Советник при Президенте Республики Татарстан по недропользованию, нефти и газу Р. Муслимов. В то же время проходившая одновременно с Конгрессом MIOGE 2007 на данный момент перестала быть привлекательной выставочной площадкой как для большинства разработчиков новых технологий, так и для большинства изготовителей нового высокотехнологичного оборудования для нефтегазового сервиса. Остаётся надеяться, что к следующей, юбилейной выставке, организаторы сделают верные выводы из состоявшегося мероприятия и переломят эту негативную тенденцию. ■

ENTER TOP TEN ВОЙТИ В ДЕСЯТКУ

Vladimir LEBEDEV, *Coiled Tubing Times*
Владимир ЛЕБЕДЕВ, «Время колтюбинга»

The 3rd International conference "New Equipment and Technologies for Production Enhancement in Republic of Kazakhstan" took place in Almaty. The conference was organized by Ministry of Energetics and Mineral Resources of Republic of Kazakhstan and administrated by SVE Kazakhstan Company. Coiled Tubing Times Journal became an informational sponsor of this event, which deserves really serious attention, because in 2015 Kazakhstan aimed to enter the top ten of world oil and gas exporters.

В Алматы прошла III международная конференция «Новая техника и технологии интенсификации добычи нефти и газа в Республике Казахстан». Организатором конференции выступило Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК, а администратором — компания «СВЕ Казахстан». Журнал «Время колтюбинга» стал информационным партнером этого мероприятия, заслуживающего самого пристального внимания, поскольку Казахстан к 2015 г. намерен войти в ведущую десятку миро-вых экспортеров нефти и газа.

Importance of the conference can be illustrated by fact, that such market leaders as Karachaganak Petroleum Operating and Maersk Oil Kazakhstan became strategic partners of the events, and official partners of the conference became Novomet-Perm and Tengizchevroil. More than 100 organizations, including key players on oil and gas production and service markets, took part in conference during two days of its work. Representatives of JSC "NC "KazMunayGas", JSC "Exploration and Production KazMunayGas", Tengizchevroil, Karachaganak Petroleum Operating, Agip KCO, as well as the major producers of oil and gas equipment, such as NOV-Fidmash, Novomet-Perm, Trading House "Borets", Burinteh, "VNIIBT – Drilling Equipment" and others, became a speakers on the conference sessions.

MangistauMunaiGaz, Kazakhturkmunai, Kazgermunai, FIOK, Meridian-Petroleum, Schlumberger, Petrom, Arman, Victoria Oil and Gas, BG Kazakhstan, Petro Kazakhstan and other leading oil and gas and service companies also participated in work of the conference.

In frames of the event the "round tables", dedicated to the production enhancement were held.

"The subject of the conference corresponds with the tasks effective development of oil and gas industry of Republic of Kazakhstan. New technical means and technologies for oil production, including all stage of implementing it's technical processes, provide not only increasing of technical and economical characteristics of oil and gas industry development, but also could be effective factor of development for other branches of economy of our country..." — noted on the conference opening Kazakh Deputy Energy Minister Liazzat Kiinov.

Growing from year to year interest of foreign and Kazakh companies to such conferences, can be explained by fact that oil and gas sector is one of the most rapidly growing in Kazakh economy and is have a strategic importance for it.

Серьезность конференции подчеркивает то, что ее стратегическими партнерами являются такие лидеры рынка, как КПО Б.В., Маерск Ойл Казахстан, и, кроме того, официальными партнерами — Новомет-Пермь и ТШО. В течение двух дней в работе мероприятия приняли участие более 100 организаций, в том числе ключевые нефтегазодобывающие и сервисные компании. С докладами выступили представители АО НК «КазМунайГаз», АО «Разведка Добыча КазМунайГаз», ТШО, КПО Б.В., Аджип ККО, а также крупнейшие производители оборудования: «NOV-Фидмаш», «Новомет-Пермь», Торговый Дом «Борец», «Буринтех», «ВНИИБТ — Буровой инструмент» и другие.

В работе конференции также приняли участие такие компании как «Мангистаумунайгаз», «Казахтуркмунай», «Казгермунай», «Фиок», «Меридиан Петролеум», «Шлюмберже», «Петром», «Арман», «Виктория Ойл энд Газ», «BG Kazakhstan», «Petro Kazakhstan» и многие другие.

В рамках мероприятия прошли «круглые столы» по вопросам увеличения нефтеотдачи и по вопросам бурения скважин.

«Тематика конференции отвечает задачам эффективного развития нефтегазовой промышленности Казахстана. Новые технические средства и технологии добычи нефти, включая все элементы реализации ее технологических процессов, обеспечивают не только повышение технико-экономических показателей развития самой нефтегазовой отрасли, но и являются эффективным фактором, способствующим динамичному развитию других отраслей экономики страны...», — отметил на открытии конференции вице-министр энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан Ляззат Киинов.

Растущий из года в год интерес зарубежных и отечественных компаний к подобным конференциям, проводимым на территории Казахстана, объясняется тем, что нефтегазовый сектор является одним из наиболее быстро развивающихся секторов экономики страны и имеет стратегическое значение. По прогнозу правительства нефтяные доходы в 2007 г. составят 18,3% от ВВП.

К 2015 г. Казахстан намерен войти в ведущую десятку мировых экспортеров нефти и газа. Эта задача была обозначена в рамках разработки правительством государственной программы «30 корпоративных лидеров Казахстана» и для достижения обозначенной цели есть необходимые

According to the governmental estimates, in 2007 incomes from oil will provide 18,3% of GNP.

In 2015 Kazakhstan intend to enter the top ten of leading world oil and gas exporters. This aim was defined in frames of government developed state program "30 corporate leaders of Kazakhstan" and looks quite reachable. Recently government increased prognosis for oil production in republic in 2007 on 1,6% — from 64 mln to 65 mln t. More than it, Head of Central Control Office of Ministry of Energetics and Mineral Resources of Kazakhstan Kairat Kaipiyev said, that "taking in to a count the real situation and quarters results, Main Control Office estimates the value of produced oil as 67 mln t". It is assumed, that Kazakhstan will increase production in frames of all large projects, because in first quarter of this year oil production have been increased at all fields.

Country raises the hydrocarbons production and aimed to improve the quality of production. The ecological requirements at oil and gas production are actively discussed in Kazakhstan last few years. From point of view of Kazakh government, producing companies must not just increase the production neglecting ecological standards, but must be aimed to technical reequipment and implementing new technologies. That is why the experience, that was shared during the conference, is very important in Kazakhstan. Foreign and domestic companies actively discuss various methods and find the most effective. Particularly, the hydraulic fracturing technology caused the great interest already three year.

Of course, the production of oil at the Kashagan field, largest not only in Kazakhstan, but all around the world, can not be missed at the conference. Some specialists call it last super giant of the third millennia, because it contains about 5,4 bln t of oil. Kazakh Deputy Energy Minister Liazzat Kiinov stated on the press conference, that development of this field on Caspian shale of Kazakhstan by foreign investors is planned to start in 2011. ■

предпосылки. Недавно правительство страны увеличило прогноз добычи нефти в республике в 2007 г. на 1,6% — с 64 млн до 65 млн тонн. При этом, по словам главы центрального диспетчерского управления Министерства энергетики и минеральных ресурсов Казахстана Кайрата Кайпиева, «с учетом реалий и квартальных итогов, по оценке Главного диспетчерского управления, добыча будет 67 млн тонн». Предполагается, что Казахстан ожидает увеличение добычи в рамках всех крупных проектов, поскольку в I квартале текущего года рост добычи нефти наблюдался на всех месторождениях.

Страна наращивает скорость добычи углеводородного сырья, стремясь при этом повысить качество производства. Последние несколько лет в Казахстане громко звучит тема соблюдения экологических требований при нефте- и газодобыче. С точки зрения правительства, добывающие компании должны не просто гнать объемы, подминая природоохранные нормы, а стремиться к техническому перевооружению, использованию новейших методов. Поэтому опыт, озвучиваемый специалистами в ходе конференции, в Казахстане особенно востребован. Иностранные и местные предприятия активно обсуждают разные методики, находя наиболее эффективные.

В частности, уже третий год подряд большое внимание привлекает тема гидравлического разрыва пластов.

Не могла не быть упомянута на конференции и тема добычи нефти на месторождении Кашаган — крупнейшем не только в Казахстане, но и в мире. Некоторые специалисты называют его последним супергигантом третьего тысячелетия, поскольку в нем содержится ориентировочно 5,4 млрд тонн нефти. Как заявил на конференции вице-министр энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан Ляззат Киинов, разработку этого месторождения на Каспийском шельфе Казахстана иностранными инвесторами планируется начать в 2011 году. ■



RATES OF GROWTH

Kazakhstan has significant reserves of oil and gas, located in the western region, and is considering as one of the largest oil producing countries of the world. According to the prognosis of main macroeconomic characteristics, oil production in this country will make 80 mln t in 2008 and 78 mln t in 2009. Taking in to a count the development of Kazakh sector of Caspian shale, it is estimated that in 2015 the oil production will be raised up to 130 mln t per year.

ТЕМПЫ РОСТА

Казахстан располагает значительными запасами нефти и газа, сосредоточенными в западном регионе, позволяющими отнести республику к разряду крупнейших нефтедобывающих государств мира. В соответствии с прогнозом основных макроэкономических показателей, добыча нефти в этом государстве в 2008 г. составит 80 млн, а в 2009 г. — 78 млн тонн. За счет освоения казахстанского сектора Каспийского моря к 2015 г. страна рассчитывает увеличить добычу нефти до 130 млн тонн в год.

THREE BILLIONS TONS ТРИ МИЛЛИАРДА ТОНН

Vladimir LEBEDEV, *Coiled Tubing Times*
Владимир ЛЕБЕДЕВ, журнал «Время колдобинга»

The Republic of Tatarstan marks the recovery of the 3-billionth ton of oil. It may be called without an exaggeration a great worldwide event. In a historically short period of time Tatarstan achieved prominence both in Russia and outside its borders as a region of big oil. Though the ultimate reserves of black gold were found there only in 1943, in 1957 the republic became the leading Soviet region in oil recovery and held its leading positions for 17 years. In 1970 Tatarstan reached the 100-millionth level of oil recovery and kept at this level for 7 years. It was gushing high-gravity oil. Yet, fast pumping brought about reservoir depletion and was followed by a period of steady recovery decline. Fortunately, the use of high technologies in recent years allowed the region stopping a 19-year-long decline in oil recovery and leveling it off. At the moment it is passing from a stabilization concept to a policy of production growth in mature oil fields. In fact it was a threshold to a new page in history.

Республика Татарстан празднует добычу трехмиллиардной тонны нефти. Это без преувеличения событие мирового масштаба. В исторически короткий срок Татарстан стал известен в стране и за рубежом как регион большой нефти. Хотя промышленные запасы «черного золота» были выявлены здесь только в 1943 году, уже в 1957-м республика вышла на первое место в СССР по добыче нефти, которое занимала 17 лет, а в 1970 году в Татарстане был достигнут 100-миллионный уровень добычи нефти, который удерживался в течение 7 лет. Это было время легкой, зачастую фонтанирующей нефти. Однако форсированная откачка привела к падению пластового давления, поэтому позже настал период неуклонного снижения нефтедобычи. К счастью, в последние годы благодаря применению передовых техники и технологий нефтяникам республики удалось остановить 19-летнее падение добычи нефти, стабилизировать ее, а в дальнейшем перейти от политики стабилизации к концепции роста добычи нефти в условиях поздней стадии разработки основных месторождений. По сути, в истории отрасли началась новая веха.

The experts predict that Tatarstan is going to keep its present production volumes for about 30 years. The republic's program of fuel and energy complex development for the period ending 2020 envisages a total reserve replacement. The enhanced oil recovery will allow exploiting the main Romashkinsky field up to 2190. It is a very long term positioning Tatarstan properly for the future. But what is its current potential?

TATNEFT

The company Tatneft provides a key element to the development of Tatarstan's natural resources. It is a major Russian O&G producer and a serious player on the world stage. The company enjoys a high reputation among the oil professionals. It should be remembered that though they were not the pioneers of contour waterflooding, the specialists of Tatarstan were the first to apply it industrially. The technology is used to recover 95% of oil in the region, which makes Tatneft the world leader in invasion technologies.

During the last decade Tatneft has been keeping a stable production level of 25 million tons a year. Given that major deposits exploited by the company are almost depleted, it is a remarkable achievement. Few Russian companies are able to successfully recover oil from such old fields. The process is attended with great difficulties and expenses. Technologies applied in such fields are quite different from

По прогнозам экспертов, нынешние объемы нефтедобычи Татарстан удержит еще около тридцати лет. При этом в программе развития топливно-энергетического комплекса республики до 2020 года предусматривается обеспечить полное воспроизводство запасов, так что, с учетом внедрения новых методов повышения нефтеотдачи, разработка основного Ромашкинского месторождения по расчетам может вестись вплоть до 2190 года. Это огромный срок, позволяющий с уверенностью смотреть в будущее. Но чем Татарстан располагает сейчас?

«ТАТНЕФТЬ»

Основная роль в освоении богатств Татарстана по праву принадлежит компании «Татнефть» — одной из крупнейших в нефтегазовом комплексе России и серьезному игроку на мировой сцене. Среди профессионалов нефтяного дела авторитет компании очень высок. Не следует забывать, что нефтяники Татарстана, хотя и не были первооткрывателями метода внутриконтурного заводнения, но впервые в мире стали применять его в промышленном масштабе. С его помощью в республике добывается почти 95 процентов нефти и сегодня в сфере технологий вытеснения «Татнефть» находится в мировых лидерах.

ОАО «Татнефть» в течение последних десяти лет поддерживает стабильный уровень добычи нефти на уровне 25 млн тонн в год. Учитывая значительную степень выработанности основных залежей, эксплуатируемых компанией, это является серьезным достижением. Немногие из российских компаний в состоянии столь успешно добывать нефть из старых месторождений. Этот процесс сопряжен с серьезными затратами и трудностями, а для эффективного производства здесь

those used in comparatively “easy” fields.

The success we see is largely explained by an extensive use of innovative science and technology in all spheres of oil recovery. Many of new technical decisions and technologies were designed by the institute TatNIPIneft supported by Tatneft. Its scientific and technical developments are present almost in all Tatneft's activities: drilling, production, oil recovery factor improvement, well operation and service, oil treatment, protection of oil-field equipment from corrosion.

The presence of such mighty research and development facility, providing for scientific and technical innovations gives the company a priority before many other oil production enterprises. Financing the research, development work, testing and implementation of innovations within one company makes all the processes faster. Besides, all the stages of research and development are planned and coordinated with necessary costs foreseen and implementation sites prepared.

The analysts say that within the next few years Tatneft is going to transform into a vertically-integrated holding and subsequently get more expensive. A tax differentiation scheme adopted this year also raises the company's quotations. According to the preliminary estimations the new tax regime helped the company to save 84 million USD in 6 months. The total annual savings are likely to amount to 180 million USD.

Tax differentiation seems to be the right step for Russia. It is necessary to stimulate the companies, which develop old fields. In order to receive tax privileges on extraction of oil resources Tatarstan changed the category of its products from “bituminous” to “highly viscous”. In Canada similar fields have a full tax exempt until the production pays off, and even after that they enjoy an income tax relief. In terms of their geology aspects and heterogeneity, Tatarstan's bituminous fields are more complicated for production than the Canadian ones. Foreign partners are

требуется принципиально иной технологический и производственный подход, нежели при добыче нефти на сравнительно легких месторождениях.

Наблюдаемый успех во многом обусловлен широким применением новейших достижений науки и техники во всех областях нефтедобычи, причем значительная часть новых технических решений и новых технологий разрабатывается входящим в состав «Татнефти» институтом «ТатНИПИнефть». Научно-технические разработки института представлены почти во всех направлениях деятельности ОАО «Татнефть»: в бурении, разработке, повышении нефтеотдачи пластов, эксплуатации и ремонте скважин, подготовке нефти, защите нефтепромыслового оборудования от коррозии.

Наличие столь мощного комплексного научного и проектного подразделения, способного обеспечивать компанию научно-техническими разработками, безусловно, дает преимущество перед многими другими нефтедобывающими предприятиями. В рамках одной компании происходит ускорение процесса от начала финансирования научно-исследовательских работ, проведения опытно-конструкторских работ и испытаний до практического внедрения инноваций. Кроме того, этот процесс носит плановый характер, когда достаточно точно можно спланировать все этапы НИОКР, предусмотреть необходимые объемы и затраты на внедрение научно-технических разработок, выбрать эффективные объекты для внедрения.

Как считают аналитики, в ближайшие годы «Татнефть» окончательно превратится в вертикально интегрированный холдинг, что будет способствовать ее удорожанию. При этом одним из факторов роста котировок компании является также принятая в этом году схема дифференциации налога на добычу полезных ископаемых. Предварительно по итогам полугодия компания сэкономила за счет нового налогового режима около 84 млн долларов, а всего по итогам года эта сумма, вероятно, достигнет 180 млн.

Для России дифференциация налога является, видимо, правильным шагом. Необходимо стимулировать компании, работающие на старых месторождениях. Для получения льгот по налогу на добычу природных ископаемых в Татарстане была проведена работа по изменению категории продукции с «битумной» на «высоковязкую». В Канаде, к примеру, такие месторождения вообще полностью освобождаются от налогов до



likely to be invited for joint extraction of highly viscous oil. Such companies as Shell and ConocoPhillips have expressed their eagerness to take part in the tender.

In its turn Tatneft is determined to extend its activities outside the region. Rustam Minnikhanov, the PM of the Republic of Tatarstan and the chairperson of Tatneft's board of directors, announced at a press-conference in London that the board of directors is interested in resource base building at the cost of imported oil. The company considers production options in Libya, Sudan and Syria. The President of Tatarstan Mintimer Shaimiev has recently held a counsel on "The results of oil production in the first half of 2007 and further development of oil industry in the Republic of Tatarstan". The director general of Tatneft Shafagat Takhautdinov informed at the meeting about 24 thousand square meters of rock drilled in Samara and Orenburg regions, the Nenets Autonomous District and Kalmykia and geological exploration undertaken in Syria and Lybia. Besides, the geophysical services are demanded at O&G markets of Tunis, Morocco, Angola, Gabon, Kazakhstan and Uzbekistan.

It should be noted that Tatneft has its competitive advantages in struggling for foreign contracts. In the first place it has rich experience in developing mature fields. This experience is in high demand in the countries with deteriorating structure of reserves. They are a majority, because opening new fields is getting more and more expensive. Looking for black gold in the vast depth in the



The director general of Tatneft Shafagat Takhautdinov
Генеральный директор «Татнефти» Шафагат Тахаутдинов

достижения рентабельности, после чего им предоставляется льгота по налогу на прибыль. А татарстанские битумные месторождения по геологическому строению, неоднородности пластов сложнее в разработке, чем канадские. Добывать высоковязкую нефть предполагается совместно с иностранными партнерами. Свое желание участвовать в тендере изъявили такие компании, как Shell, ConocoPhillips и другие.

«Татнефть», в свою очередь, нацелена активнее работать за пределами республики. На пресс-конференции в Лондоне Премьер-министр Республики Татарстан, председатель Совета директоров «Татнефти» Рустам Минниханов отметил, что у Совета директоров компании сохраняется интерес к формированию ресурсной базы «Татнефти» за пределами республики, в том числе за рубежом, и что компания рассматривает возможность в перспективе добывать

нефть в Ливии, Судане и Сирии. При этом на прошедшем недавно совещании с участием Президента Республики Татарстан Минтимера Шаймиева «Об итогах работы нефтяных компаний в I полугодии 2007 года и дальнейшем развитии нефтяной отрасли Республики Татарстан» генеральный директор «Татнефти» Шафагат Тахаутдинов сообщил, что при участии компании за пределами республики, в Самарской, Оренбургской областях, Ненецком автономном округе и в Калмыкии пробурено более 24 тыс. метров горных пород, в Сирии и Ливии ведутся геологоразведочные работы, и, кроме того, геофизические услуги компании востребованы на рынках нефтегазового сервиса Туниса,



regions located too far from customers is less appropriate than ramping up production at the cost of secondary and tertiary recovery and enhanced efficiency.

During the meeting on the development of oil industry the chief operating officer of Tatneft Nail Ibragimov presented exhibits demonstrating the company's work to the President of Tatarstan Mintimer Shaimiev. The leader of the republic gave the following response: "Those, who have to work hard, think more and stand better chances for success". This is the best appreciation of Tatneft's work and achievements.

SMALL COMPANIES

10 years ago the President of the Republic of Tatarstan issued a decree "On measures of oil production enhancement in the Republic of Tatarstan". The activity of small oil companies (SOC) in the region is regulated by this decree. Today Tatarstan purposefully supports all its 33 SOC. The progressive advance of small and mid oil business in Tatarstan was possible due to favorable starting conditions for private oil recovering companies.

The SOC responded with high production activity. In 10 years they have recovered 38 million tons of oil, brought in 3.100 wells, transferred 88 billion rubles in taxes and created 7000 new jobs. Today they substract value from what seemed to be the most desperate fields. With the help of state support private producers already involved in production 36 fields during 5 years. In the first half of 2007 the SOC recovered 3 million tons of oil. 374 thousand tons of oil was produced with the help of the advanced recovery methods. Interestingly enough, the innovation activity of small oil companies is supported by their giant neighbor, Tatneft.

COILED TUBING IN TATARSTAN

While Tatarstan celebrates its 3-billionth ton of oil, one of Tatneft subdivisions, Aktubinsk department of cable-container and packer fluids has turned 10. This small enterprise has demonstrated how clever technical decisions can spark off changes in the whole industry.

The coiled tubing development project in Tatarstan started with personnel selection and training. A group of specialists had training at the assembly plant in Texas, the USA. At the end of the training they took part in the



Марокко, Анголы, Габона, Казахстана и Узбекистана.

Необходимо отметить, что у «Татнефти» есть свои конкурентные преимущества в борьбе за внешние контракты. В первую очередь, это богатейший опыт работы на старых месторождениях. Он очень востребован в странах с ухудшающейся структурой запасов, которых в мире большинство, тем более что с каждым годом открытие новых месторождений обходится все дороже. Чем выискивать «черное золото» на огромных глубинах и в чрезмерно удаленных от потребителей регионах, не выгоднее ли наращивать добычу на имеющихся месторождениях за счет применения вторичных, третичных методов добычи и увеличения коэффициента нефтеизвлечения?

Кстати, в день упомянутого выше совещания, посвященного итогам развития нефтяной отрасли, первый заместитель генерального директора — главный инженер ОАО «Татнефть» Nail Ibragimov представил Президенту Татарстана Минтимеру Шаймиеву некоторые экспонаты, связанные с работой компании. Реакция руководителя республики на увиденные инновации была следующей: «Кому тяжело работать, тот больше думает и добивается успеха». Эта оценка как нельзя лучше описывает работу и достижения «Татнефти».

МАЛЫЕ КОМПАНИИ

В этом году исполнилось 10 лет со дня издания Указа президента Республики Татарстан «О мерах по увеличению нефтедобычи в Республике Татарстан», на основе которого и развивается деятельность малых нефтяных компаний (МНК) в регионе. Сегодня их уже 33. Татарстан выгодно отличается тем, что развитие малых компаний на его территории целенаправленно поддерживается. Поступательный рост малого и среднего нефтебизнеса стал возможным во многом именно благодаря созданию в Татарстане благоприятных стартовых условий для независимых нефтедобывающих компаний.

МНК отвечают взаимной признью. За это десятилетие они добыли 38 млн тонн нефти, ввели в эксплуатацию более 3 тыс. 100 скважин, в бюджеты всех уровней перечислили более 88 млрд рублей налогов, создали свыше 7 тыс. рабочих мест. Сегодня МНК получают отдачу даже на самых, казалось бы, безнадежных месторождениях. В условиях государственного стимулирования только за пять с небольшим лет независимые производители вовлекли в разработку 36 месторождений. В первом полугодии 2007 года МНК добыли более 3 млн тонн нефти, из них 374 тыс. тонн — за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Что любопытно, инновационной деятельности малых нефтяных компаний большую помощь оказывает работающий рядом с ними гигант — ОАО «Татнефть».

КОЛТЮБИНГ В ТАТАРСТАНЕ

В год добычи трехмиллиардной тонны нефти в Татарстане свою первую круглую дату — 10-летие — отмечает Актюбинское управление канатно-контейнерных и пакерных методов «Татнефти». Это небольшое предприятие показало пример, как грамотные технологические решения могут привести к

assembly of two new coiled tubing units. Then followed a stage of the equipment practice. In 3 years the Aktubinsk enterprise mastered 14 operations.

The development of the enterprise can be divided in 3 stages. The first stage included studying the possibility of passing coiled tubes through wells with various configurations of underground equipment, getting familiar with primitive operations such as bottom-hole flushing and treatment. Coiled tubes revealed a number of advantages: the underground works can be performed without killing wells and lifting downhole pumping equipment; the service costs are substantially lower than those of traditional workovers. Besides, the new technology guaranteed an environmental security. All the works are environmentally friendly and produce no spills of process liquids. The unit provides an opportunity of pumping highly aggressive chemicals through the coiled tube without harming the underground equipment. Besides, the presence of service personnel in the danger area was minimized.

The second development stage was marked by acquisition of two more coiled tubing units, expansion of the list of the used additives, application of physical and chemical methods, use of generators and jet nozzles designed by TatNIPneft specialists and a set of operations in horizontal wells. While the first two coiled tubing units were bought from American Stewart & Stevenson and Hydra Rig, the next two units were produced in Belarus by FID Group. There were certain reasons for such a change. Though the American units approved themselves, keeping them operational all the time was difficult, and any downtime for such equipment is inadmissible.

The company started applying screw downhole motors, look for underground technologies and develop the instruments. It launched the wave technologies, expanded the list of chemicals, introduced new stimulation methods and other traditional workover technologies. The connection of the coiled tube with a logging cable brought about a possibility of GIS studies of horizontal wells that are now performed as thoroughly as the studies of the vertical wells.

Yet, there is no telling that the company development was smooth. The main problem was that the customers didn't have enough money to pay for the service and didn't realize the advantages of the coiled tubing units. The technologies had to be actively promoted in all structures related to well service. It was necessary to raise the awareness of customers of all advantages of the coiled tubing, explain and demonstrate its cost effectiveness. The dedication of specialist, who criss-crossed the south-east of Tatarstan and even traveled outside the region, finally paid off. The company started receiving more orders and things went better. Today the company makes about 700 service operations a year. The coiled tubing is now regarded in Tatarstan not as something exotic, but as an everyday practice. The use of similar promising technologies is a pledge that the region will successfully meet its next challenge, the 4-billionth ton of oil. ■

The article is based on the materials of the site www.tatneft.ru.

изменениям в целой отрасли.

Стартовал проект освоения колтюбинга в Татарстане с подбора и обучения кадров. Группа специалистов прошла стажировку на сборочном заводе в Америке, штате Техас. Обучение завершилось участием в сборке двух закупленных колтюбинговых установок, а затем настал этап практического освоения техники — за последующие три года актюбинцы освоили в общей сложности 14 операций.

Становление предприятия можно разделить на несколько периодов. Первый был связан с изучением возможности прохождения гибких труб внутри скважин с различными компоновками подземного оборудования, освоением простейших операций, таких, как промывка забоев, проведение обработок призабойных зон. Использование гибкой трубы выявило ряд преимуществ: стало возможным проводить ремонтные работы без глушения скважин и подъема глубинно-насосного оборудования и существенно снизилась стоимость ремонта по сравнению с традиционным КРС. Кроме того, новая технология гарантировала экологическую безопасность. Работы проводятся экологически чисто, без разливов технологических жидкостей. Установка дает возможность прокачивать высокоагрессивные реагенты через гибкую трубу, не причиняя вреда спущенному подземному оборудованию. Кроме того, до минимума снижено нахождение обслуживающего персонала в опасной зоне.

Второй этап развития ознаменовался закупкой еще двух колтюбинговых установок, расширением номенклатуры применяемых химреагентов, началом применения физико-химических методов воздействия с использованием генераторов и струйных насадок, разработанных специалистами «ТатНИПИнефти», комплексом работ в горизонтальных скважинах. Причем, если первые две колтюбинговые установки приобретались у американских Stewart & Stevenson и Hydra Rig, то вторые две были закуплены у белорусского производителя — группы ФИД. Причины такого шага заключались в том, что, хотя американские установки и проявили себя неплохо, но поддерживать их в работоспособном состоянии оказалось не просто и довольно дорого, а любой простой для подобного оборудования недопустим.

Работники предприятия начали применять винтовые забойные двигатели, вести подбор и разработку подземного инструмента. Были освоены волновые технологии, расширен диапазон применяемых реагентов, методов воздействия на пласт, словом, началось освоение технологий, которые проводил традиционный КРС. После начала работ по технологии гибкой трубы с геофизическим кабелем появилась возможность исследования горизонтальных скважин в том же объеме ГИС, что и вертикальных.

Впрочем, нельзя сказать, что развитие предприятия проходило очень гладко. Основные проблемы были связаны с недостатком средств у заказчиков на проведение ремонтов, а также с тем, что предприятия-заказчики не осознавали всех преимуществ использования колтюбинговых установок. Пришлось активно заниматься презентацией своих технологий во всех структурах, связанных с ремонтом скважин. Необходимо было донести до заказчиков все преимущества колтюбинга, разъяснить, показать, насколько экономично его применение. Самоотверженность специалистов, которые без устали колесили по юго-востоку республики и даже за ее пределами, принесла свои плоды. Начало расти число заказов на услуги и постепенно ситуация наладилась. Сегодня предприятие проводит около 700 ремонтов в год. Теперь колтюбинг в Татарстане уже не воспринимается как экзотика, он прочно вошел в повседневную практику. Использование подобных перспективных технологий — залог успешного достижения республикой следующего знакового рубежа — добычи четырехмиллиардной тонны нефти. ■

При подготовке статьи использованы материалы, размещенные на интернет-сайте www.tatneft.ru.

Кабельное спуско-подъёмное оборудование



Elmar™

Партнерство во имя развития

- Головка для регулировки заправки смазки Enviro™



- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.elmar.co.uk

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

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



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

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



“DIFFICULT” OIL OF WESTERN SIBERIA

«ТРУДНАЯ» НЕФТЬ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Vladimir LEBEDEV, *The Coiled Tubing Times*
Владимир ЛЕБЕДЕВ, журнал «Время колтюбинга»

The problem of developing hard-to-recover oil is getting more and more urgent for Russian oil industry. The share of this category in the overall structure of Russian hydrocarbons reserves is steadily growing. An experience of Surgutneftegaz, which is turning 30 this September, is quite representative in this respect. The company develops 50 fields, more than 30% of which are being in exploitation for over 20 years. Meanwhile the development of mature fields gives more than 50% of total oil production. Surgutneftegaz is one of the few oil companies in the world, which in spite of such arduous conditions managed to double its oil production during the last decade.

Для нефтяной промышленности России все более актуальной становится проблема разработки трудноизвлекаемых запасов. В общей структуре сырьевой базы страны удельный вес этой категории неуклонно возрастает. Показательным в этой связи является опыт работы «Сургутнефтегаза», который в сентябре этого года отмечает свой тридцатилетний юбилей. Сейчас эта компания разрабатывает 50 месторождений, более трети из которых эксплуатируются 20 и более лет. В то же время добыча нефти на «старых» месторождениях составляет около 50% всего объема нефтедобычи. «Сургутнефтегаз» является одной из немногих в мире нефтяной компанией, сумевшей за последние 10 лет в столь непростых условиях практически удвоить объемы добычи нефти.

By the start of the 3rd millennium humanity had discovered more than 13 thousand oil and gas fields. Yet only 1% of them are suitable for commercial development. At the moment the recoverable reserves hardly amount to 1/3 of total geologic resources of the exploited O&G fields.

The Middle Ob Area near the town of Surgut became one of the first sites of O&G production in Western Siberia in mid 1960s. This area still possesses substantial reserves of hydrocarbons, but most of them are hard to recover. The oil remaining in old sections is located in low-yielding reservoirs with low permeability and porousness. Almost all aging fields are characterized by high water cut and frequent gas-caps. That is why their production requires the most advanced technologies of the oil industry. More than 40 technologies of various kinds are applied for production enhancement on the fields of Surgutneftegaz.

For several years the company has been actively developing and using the technologies of multilateral wells building, horizontal drilling and sidetracking.

One of the principal methods of production enhancement is hydraulic fracture. Hydraulic fracture operations are performed by Surgut Department for Production Enhancement and well workover of the company Surgutneftegaz, which has 5 specialized “fleet” complexes. The company performs about 750 hydraulic fracture operations a year, including 400 operations in the old well stock, where their average efficiency is

К началу третьего тысячелетия человечество обнаружило более 13 тыс. нефтяных и газовых месторождений. Но далеко не все они пригодны для промышленной разработки — лишь одно из сотни. При этом извлекаемые запасы в настоящее время составляют не более трети общих геологических запасов нефтегазовых месторождений, находящихся в эксплуатации.

Территория по среднему течению реки Оби, в районе города Сургута, в середине шестидесятых годов стала одним из первых районов добычи нефти и газа в Западной Сибири. Среднее Приобье по-прежнему обладает значительными запасами углеводородного сырья, но большая





Anatoly Nuryaev, Senior Deputy Director General of Surgutneftegaz:

“While talking about technologies we use to enhance the production it is better to address the statistics: in 1997 such technologies were used to recover just 11% of the total production volume, but in 2006 they provided over 50% of the recovered oil. Giving preference to this or that technology, we place a stake on the most advanced methods in spite of the fact that they are expensive. We prefer to introduce the imported technologies, since Russia hasn't created anything that efficient so far, especially for such operations as construction of multilateral wells, side-tracking, coiled tubing and hydraulic fracturing.

The combined application of various recovery enhancement technologies allows adding production from residual oil and brings about a 5-7% increase in oil recovery ratio. The recoverable reserves are known to make 30%, maximum 40% of the geologic resources. At the same time the volume of the recoverable resources is determined by the level of production technologies. A company augments its reserves by augmenting the oil recovery ratio. We believe that new technologies will allow Surgutneftegaz to increase the reserves at the existing areas by 500-700 million tons even without geologic exploration. It is much more profitable than buying such reserves and start the production and build the necessary infrastructure anew”.

Анатолий Нуряев, первый заместитель генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз»:

«Если говорить об эффективности технологий, применяемых нами для повышения нефтеотдачи пластов, то об этом позволяют судить следующие цифры: если в 1997 году за счет их использования было добыто 11% от общего объема добычи нефти, то в 2006-м, с учетом действующего эффекта операций прошлых лет, — уже более 50%. Отдавая предпочтение тем или иным технологиям, мы в первую очередь делаем ставку на самые передовые из них, пусть они и являются достаточно дорогостоящими из-за того, что в большинстве своем приходится использовать импортную технику, так как в России конкурентоспособных аналогов пока нет. Это относится и к технологии строительства многоствольных скважин, и к разрезке боковых стволов, и к колтюбингу, и к ГРП.

Комплексное применение различных технологий интенсификации нефтедобычи позволяет нам вовлекать в производство ранее не извлекаемые запасы и обеспечивает увеличение коэффициента нефтеотдачи в среднем на 5—7%. Как известно, извлекаемые запасы составляют 30 — максимум 40% от геологических. Вместе с тем, объем извлекаемых запасов определяется уровнем технологий, которые применяются для добычи нефти. Увеличивая степень извлечения нефти из пластов, компания тем самым увеличивает свои запасы. Мы считаем, что новые технологии даже без проведения геологоразведки могут позволить «Сургутнефтегазу» увеличить сырьевую базу на существующих площадях на 500—700 млн тонн нефти. Это намного выгоднее, нежели купить такие запасы и разрабатывать их с нуля, создавая заново всю инфраструктуру».

over 2.000 tons of additional oil per 1 operation. The hydraulic fracture success ratio is 99%. This is one of the best results in the industry.

The coiled tubing is actively used in well service operations such as stalk fishing, squeeze cementing, bottom-hole washing and formation treatment. The company has 23 CT units for deep operations and work in horizontal wells. On the average the company performs 2000 service operations a year.

Another promising technology of production enhancement practiced by Surgutneftegaz is CT bed completion. The drilling facility “Coiled Tube” owned by the company is an exclusive type of rig. Neither Russia nor any other country in the world has a similar facility. It is an original project of Canadian and American companies ordered by Surgutneftegaz and carried out with direct involvement of the company's specialists.

The CT drilling technology includes a steeled reeled flush-joint coiled tube. It has a diameter of 67 mm and the length of 4200 m. Unlike traditional drilling with joint (rolled) tubes, the new technology allows continuous lowering of the drilling instrument, cutting the time of its bottoming. The drilling is performed non-stop minimizing chances for emergency tool sticking. In this case the drilling is underbalanced. It means that drilling and production are done simultaneously with reverse-pressure perforating.

During the last years Surgutneftegaz has directed its energies to apply CT drilling technology for the completion of remnant stocks of the depleted mature fields and adding production from hard-to-recover reserves. The advantage of the method is that CT drilling excludes contamination of the productive strata with solid ingredients of the drill fluid and rock cuttings. It makes the well flow rates 2-3 times higher as compared to traditional drilling. Among the other advantages are minimal risk of emergency situations and pollution and better working conditions. ■

их часть относится к трудноизвлекаемым. Оставшаяся на старых участках нефть сосредоточена в малопродуктивных коллекторах, имеющих низкую проницаемость и пористость. Почти все запасы старых месторождений характеризуются высокой обводненностью, месторождения часто осложнены наличием газовых шапок, поэтому для успешной добычи нефти необходимо применять самые современные технологии, существующие на сегодняшний день в нефтяной отрасли. На месторождениях «Сургутнефтегаза» применяется более 40 различных технологий повышения нефтеотдачи пластов.

На протяжении нескольких лет компания активно развивает и использует технологии строительства многоствольных скважин, горизонтального бурения, бурения боковых стволов.

Один из основных используемых методов повышения нефтеотдачи — гидроразрыв пласта. Операции гидроразрыва проводит Сургутское управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин «Сургутнефтегаза», располагающее пятью специализированными комплексами-«флотами». За год на месторождениях компании выполняется около 750 операций ГРП,



A PIECE OF HISTORY

The Western Surgut oilfield is the oldest reservoir in the region. It was brought into operation in 1965 by oilfield organization Surgutneft and that was the beginning of the history of Surgutneftegaz. 160P was the first well of Western Surgut oilfield that gave commercial oil. It was put into operation in June 1965. Its production peaked in mid 1970s, when it was springing like a fountain giving 30 tons of black gold a day. Later the well shifted to artificial recovery mechanism and this method is practiced there today. During the 40 years of operation this first well has produced about 300 thousand tons of oil.

НЕМНОГО ИСТОРИИ

Старейшее в регионе Западно-Сургутское нефтяное месторождение было введено в эксплуатацию в 1965 году силами нефтепромышленного управления «Сургутнефть», первого производственного подразделения, с которого началась история компании «Сургутнефтегаз». Первой скважиной, давшей промышленную нефть, стала 160Р, введенная в эксплуатацию на Западно-Сургутском месторождении в июне 1965 года. Пик ее производительности пришелся на середину 70-х годов, когда она работала фонтанным способом и давала до 30 тонн «черного золота» в сутки. Позднее скважину перевели на механизированный способ добычи нефти, так она работает и поныне. Более чем за 40 лет «первая» дала около 300 тыс. тонн нефти.

из них более 400 — на старом фонде, где эффективность составляет свыше 2 тыс. тонн дополнительной добычи нефти в среднем на одну операцию гидроразрыва. Успешность гидроразрыва пластов составляет 99% — это один из лучших показателей в отрасли.

При выполнении ремонтов скважин, включая ловильные работы в насосно-компрессорных трубах, при проведении ремонтно-изоляционных работ, операций по промывке забоев и обработке пластов активно используется колтюбинг. Компания располагает 23 установками с непрерывной гибкой трубой, позволяющими работать на больших глубинах, в горизонтальных скважинах. В среднем за год производится до 2000 ремонтных операций.

Перспективной технологией повышения нефтеотдачи в «Сургутнефтегазе» считают метод вторичного вскрытия пласта с помощью гибкой трубы. Буровой комплекс «Гибкая труба», которым располагает компания, — это эксклюзивный вариант буровой установки, ни в России, ни в мире аналогов именно этого комплекса нет. Он создан американскими и канадскими фирмами по оригинальному проекту, по заказу «Сургутнефтегаза» и при непосредственном участии специалистов компании.

Технология бурения с использованием колтюбинга основывается на использовании гибкой стальной безмуфтовой трубы диаметром 67 миллиметров, длиной 4200 метров, намотанной на барабан. В отличие от традиционного бурения с использованием составных (свинчиваемых) труб процесс спуска бурильного инструмента в данном случае идет непрерывно, что сокращает время доставки инструмента на забой. Бурение ведется без остановок, что до минимума сокращает вероятность аварийных «прихватов» инструмента. Вскрытие продуктивного пласта производится на депрессии, т.е. при давлении, меньшем пластового и в процессе бурения одновременно ведется добыча нефти.

Усилия специалистов «Сургутнефтегаза» в последние годы направлены на применение технологии бурения гибкой трубой при довыработке остаточных запасов нефти истощенных месторождений на поздней стадии разработки, вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Преимущества при этом следующие: исключается загрязнение продуктивного пласта в процессе бурения твердыми компонентами бурового раствора и частицами выбуренной породы, что по сравнению с традиционным бурением позволяет получать дебиты нефти в 2–3 раза больше, сводится к минимуму вероятность аварийных ситуаций и загрязнения окружающей среды, а также значительно улучшаются условия труда специалистов. ■

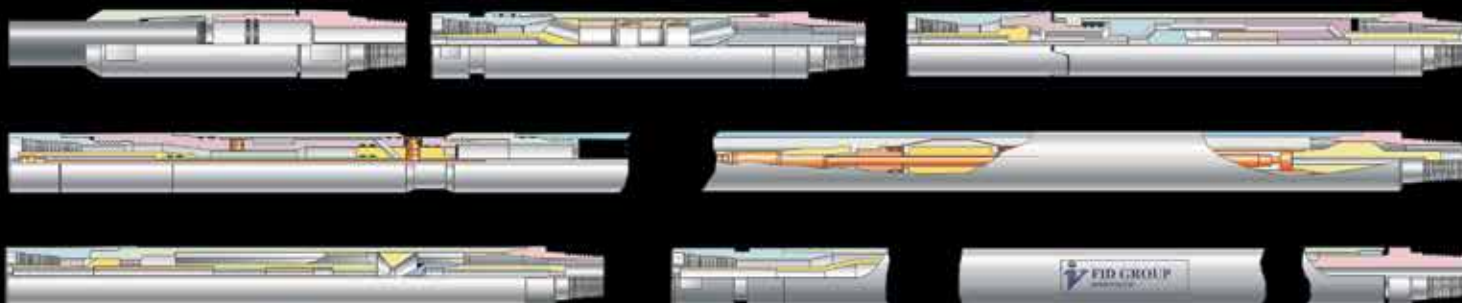
Комплекс оборудования для бурения и ремонта скважин с безмуфтовой трубой в условиях депрессии на продуктивный пласт



КОЛТЮБИНГ - НАША ПРОФЕССИЯ

В состав комплекса входят:

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



COILED TUBING DRILLING: METHODOLOGY FOR TECHNICAL AND ECONOMICAL PROJECTS' APPRAISAL

БУРЕНИЕ НА КОЛТЮБИНГЕ: МЕТОДОЛОГИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ

S.A. Zagranichniy (Schlumberger)

С.А. Заграничный (Schlumberger)

INTRODUCTION

Nowadays, there is a strong interest from international and also Russian based oil companies for application of coiled tubing for underbalanced well drilling. It is a common opinion that this technology is more effective from the standpoint of not only the time frame for particular operations, but also the influence on the formation matrix due to the underbalanced conditions and absence of damage due to the losses of drilling fluids. Some of independent producers already have bought the required equipment and started the drilling advertising the technology throughout the industry. It is considered that CTD can occupy a certain market in Russia (especially, for the carbonate formations, high permeability sandstone formations and watered out layers where the fracturing or conventional horizontal drilling are not applicable) and become the high tier application with premium pricing.

Undoubtedly, coiled tubing drilling is a niche service that requires a comprehensive evaluation of the proposed application, a commitment of resources by the operator and service provider(s), and a clear understanding and tolerance to the learning curve. Having the ability to evaluate the potential effectiveness of the CTD technique without the need for in-field trial and error has obvious economic benefits for a client. As established coiled tubing drilling operations continue to push the technical limit, advancements are assured i.e. specifically, in the knowledge base for determining the technical and commercial feasibility of the service in new areas and derivative applications.

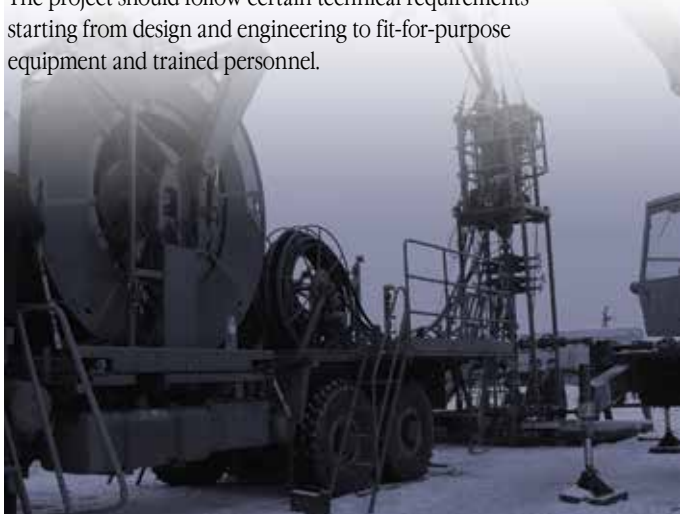
It should be clear that despite of obvious benefits the establishment of CTD business will require a lot of resources and time to set up. It should be based on multi well projects and definite business drivers that are clear to the customer. The project should follow certain technical requirements starting from design and engineering to fit-for-purpose equipment and trained personnel.

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время на мировом, а также на российском рынке нефтегазопромысловых услуг особый интерес вызывает возможность применения гибких труб (колтюбинга) для бурения пластов на депрессии. Распространено мнение, что данная технология является более эффективной не только с точки зрения временных показателей бурения, но и с учетом воздействия на пласт в силу создания депрессии во время бурения и отсутствия кольматации из-за отсутствия потерь буровых растворов в пласт. Отдельные независимые добывающие компании уже закупили необходимое оборудование и начали бурение, рекламируя, таким образом, возможности данной технологии во всей отрасли. Считается, что бурение на ГНКТ может найти свое место на российском рынке (в особенности в карбонатных пластах, пластах, состоящих из высокопроницаемых песчаников, а также в водонапорных горизонтах, в которых невозможно применение гидроразрыва и обычного наклонно-направленного бурения) и стать услугой высокой ценовой категории и ценовых надбавок.

Несомненно, бурение на гибких НКТ представляет собой отдельную нишу на рынке услуг, для предполагаемого применения которого требуется всесторонняя оценка, готовность оператора и поставщика (поставщиков) услуг предоставить соответствующие ресурсы, а также четкое понимание необходимости мириться с постепенным ростом показателей по мере обучения персонала в процессе работы. Очевидное преимущество этой технологии для заказчика состоит в возможности оценки ее потенциальной эффективности без необходимости проведения полевых испытаний и без сбоев. Поскольку в настоящее время в работах с применением гибких НКТ продолжает наблюдаться расширение технических возможностей, дальнейшее развитие метода не вызывает сомнений, в особенности в том, что касается накопления знаний для технического и коммерческого обоснования услуги в новых областях и появления дополнительных, производных сфер ее применения.

Необходимо пояснить, что, несмотря на очевидные преимущества данного метода, внедрение БКТ потребует большого количества ресурсов и времени. Проект должен основываться на большом количестве скважин, а также удовлетворять определенным критериям выбора именно этого метода разработки. Проект должен удовлетворять определенным техническим требованиям, начиная с разработки и





This article is aiming to describe the principles and features of technical and economical appraisal of potential projects for drilling with coiled tubing and the main indicators for the feasibility of such appraisal.

BUSINESS DRIVERS

When considering coiled tubing drilling, it is important to explore proven business drivers established from previous and ongoing applications. The potential for technical and commercial success can be increased on a proposed CTD project if it can be reasonably determined that at least one driver from the listing below is valid (i.e. pre-existing, in place):

- 1) The potential for through tubing re-entries. Existing completions incorporate 3-1/2" or larger tubing, can remain in place, and casing/tubing are in good condition.
- 2) An apparent need for underbalanced drilling due to formation damage issues and/or diminished reservoir pressure (e.g. conventional drilling or re-entries exhibit severe differential sticking, massive incurable losses, or other difficulties that prevent reaching the objective total depth). The coiled tubing "closed system" and joint-less operation is well suited for live well intervention including underbalanced drilling. The joint-less operation enables low and stable bottom hole pressures (e.g. mist drilling using nitrified fluids) not attainable with rotary underbalanced drilling.

проектирования и заканчивая соответствующим оборудованием и обученными кадрами.

В данной статье рассматриваются особенности подхода к технико-экономической оценке потенциальных проектов по бурению на колтюбинге (БКТ) и указаны основные показатели для такой оценки.

ПОКАЗАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ БКТ

Рассматривая бурение на колтюбинге, представляется важным сделать оценку показателей к его применению, проверенных в ходе уже выполненных и ведущихся в настоящее время работ. Возможность технического и коммерческого успеха того или иного проекта по применению БКТ существует в случае, если есть возможность обоснованного выявления хотя бы одного из перечисленных ниже показателей:

- 1) Возможность бурения без подъема НКТ. Конструкция скважины должна предусматривать наличие НКТ диаметром 3-1/2 дюйма (8,89 см) или большего диаметра, обсадная колонна и НКТ находятся в хорошем состоянии.
- 2) Очевидная необходимость бурения на депрессии, обусловленная возможным повреждением пласта и/или пониженным давлением коллектора (к примеру, когда при бурении имеет место интенсивный дифференциальный прихват, сильное неустраняемое поглощение, или другие затруднения, препятствующие достижению проектной глубины объекта). Закрытая циркуляционная система колтюбинга предусматривает возможность входа КНБК в скважину под давлением, в том числе при бурении на депрессии. Применение трубы без соединений позволяет добиться низких и устойчивых



- 3) A forgiving drilling environment (i.e. fast rate of penetration) combined with a need for efficient vertical grassroots drilling of (roughly) 6-3/4" hole size to 3000 feet or less. The time and cost savings of a CTD approach for such an application become increasingly compelling as ROPs increase beyond 150 feet/hour. Provides faster drilling by eliminating the flat time of jointed pipe connections.
- 4) Safety- and environmentally-sensitive specialty applications, especially where space restrictions are paramount. This CTD driver can apply to either land or offshore operations. Land based applications in this category can be for a lower profile, less conspicuous equipment spread than afforded by a rotary rig; or simply where the existing or allowable pad size or access roads will not accommodate a rotary rig. For platform-based offshore re-entries, CTD is often considered as an alternative to significant mobilization costs involved with a platform rig or where existing jack up rig rates negatively impact project profitability.

The basis for an overwhelming majority of CTD inquiries in recent years is the need to reduce cost. While this is an admirable objective, to a great extent the CTD business "suffers" from the perception that it is a lower cost alternative to rotary drilling. In some cases, this is unquestionably true, but in most circumstances it is simply not the case (and there are numerous drilling applications that should not be attempted with coiled tubing). Having at least one, if not several, of the above drivers in place improves the odds of achieving success with CTD. The steady progress of technology and technique, as well as operator needs, make certain that this listing of CTD drivers will grow in the coming years.

UNDERBALANCED OR OVERBALANCED DRILLING?

Underbalanced drilling (UBD), both conventional and coiled tubing conveyed has become a 'standard' technique in several niche markets around the world (notably Canada). In order to assess the 'need' for UBD in specific local cases and to assess the applicability it is important to look at the potential advantages and disadvantages in terms of safety and cost.

If normal overbalanced drilling is considered as the base case then a look at the potential reasons for selecting UBD instead should be taken. The two main reasons would be:

- overbalanced drilling is not feasible (e.g. uncontrollable losses expected);
- use of UBD will reduce the unit cost of produced fluids over the life of the well.

The main factor leading to the 'niche' success of UBD has

показателей забойного давления (например, бурение с применением аэрированных азотом жидкостей), которые невозможно получить при роторном бурении.

- 3) Упрощение условий бурения (т.е. высокая скорость проходки) в сочетании с необходимостью производительного бурения вертикальных скважин на уже разрабатываемом месторождении с диаметром ствола (приблизительно) 6-3/4 дюйма (17,15 см) на глубину до 1000 метров включительно. Экономия времени и снижение издержек при БКТ в таких случаях становятся особенно заметными по мере возрастания показателей скорости проходки до значений свыше 45 метров в час. Быстрота бурения обеспечивается за счет исключения непроизводительного времени, которое при использовании обычного инструмента тратится на наращивание.
- 4) Особые случаи применения в условиях повышенных требований к безопасности и охране окружающей среды, в особенности в условиях ограниченного рабочего пространства. Такое показание к применению БКТ может присутствовать как при береговых, так и при морских работах. Использование БКТ на суше в таких случаях может быть обусловлено необходимостью применения менее мощного и менее громоздкого оборудования, чем то, которое имеется на роторном станке; либо просто в случаях, когда в силу существующего или допустимого размера площадки или подъездных дорог использование роторного станка невозможно. В случаях повторного входа в скважину на платформах БКТ часто рассматривается как альтернатива высоким затратам на завоз платформенного станка или случаям, когда существующие темпы бурения самоподъемной буровой установкой отрицательно сказываются на прибыльности проекта.

В последние годы абсолютное большинство запросов по БКТ делается из-за необходимости сократить издержки. Несмотря на это похвальное стремление, в отношении БКТ часто бытует мнение, что оно является более дешевой альтернативой роторному бурению. В некоторых случаях это, безусловно, верно, но, как правило, это не так (и существует множество условий, в которых пытаться применять бурение с помощью гибких НКТ не следует). Если имеется хотя бы одно (а лучше – несколько) из перечисленных выше показаний, шансы на успех при использовании БКТ повышаются. Благодаря устойчивому развитию технологии и методологии, а также росту потребностей операторов, нет сомнения в том, что данный перечень показаний к применению БКТ в ближайшие годы увеличится.

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ ИЛИ БУРЕНИЕ НА РЕПРЕССИИ?

Бурение на депрессии (БД) как с помощью спуска обычных, так и гибких НКТ уже стало стандартным методом, занявшим свое место на нескольких «нишевых» рынках в разных странах мира (в особенности в Канаде). Чтобы оценить потребность в БД в том или ином случае, а также возможность его использования, необходимо проанализировать его потенциальные преимущества и недостатки с точки зрения безопасности и объема затрат.

been that of reduced formation damage while drilling leading to higher well productivity and a reduction in post drilling stimulation costs. Obviously this potential benefit depends to a large extent on the characteristics of the particular reservoir being drilled.

Following is a brief discussion on some of the potential advantages and disadvantages of UBD with relation to cost and operational risk.

+ REDUCTION IN DRILLING FLUID COST

Most likely the base fluid required for UDB will be simpler and cheaper than conventional drilling fluids. Depending on the technique used to achieve under-balance however any savings on fluid costs may be off-set by additional equipment and material costs.

+ INCREASED ROP

On several previous UDB operations ROP's significantly greater than those achieved with conventional drilling in off-set wells has been observed. In some cases the corresponding reduction in time spent on the operation can have significant impact on the overall cost.

+ PRODUCTION WHILE DRILLING

The ability to produce and export hydrocarbons while drilling is in progress has also been cited as a potential benefit of UDB in some cases.

- SURFACE EQUIPMENT REQUIREMENTS

To meet the normal requirements for handling pressurized returns of multi-phase fluids a significant amount of additional equipment is necessary. The impact on cost and logistical requirements will be significant and this may prove one of the major negative factors in the decision process.

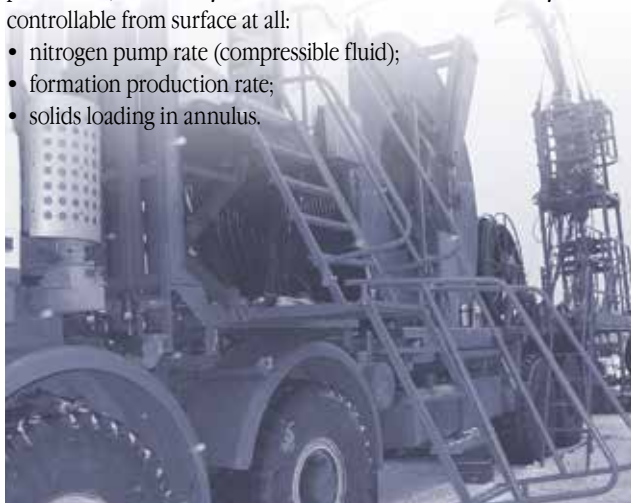
- HOLE STABILITY

When performing UBD for the first time in a particular formation one of the unknown factors is hole stability.

- TECHNICAL COMPLEXITY (CONTROLLING DOWN-HOLE CONDITIONS)

Maintaining the correct under-balance conditions throughout the drilling process is important in order to realize the maximum benefits from this technique. Depending on the method used to achieve under-balance the down-hole pressure will be affected by several parameters, which may be difficult to control or not directly controllable from surface at all:

- nitrogen pump rate (compressible fluid);
- formation production rate;
- solids loading in annulus.



Если обычное бурение на репрессии считается базовым случаем, то при анализе возможности применения БД должны существовать причины для выбора именно этого способа. Основных причин две:

- бурение на репрессии невозможно (например, прогнозируется неконтролируемое поглощение бурового раствора);
- использование БД снижает удельные издержки на добычу текучих сред из скважины на протяжении срока ее эксплуатации.

Основным фактором успеха БД в отдельных случаях стало снижение масштабов повреждения пласта при бурении и, как следствие, последующая более высокая продуктивность скважины и сокращение затрат на вызов притока после бурения. Само собой разумеется, возможность реализации этих потенциальных преимуществ в значительной степени зависит от особенностей конкретного пробуриваемого коллектора.

Ниже приводится краткое описание некоторых из потенциальных преимуществ и недостатков БД с точки зрения издержек и риска при ведении работ.

+ СНИЖЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК НА БУРОВОЙ РАСТВОР

Раствор для БД в большинстве случаев проще и дешевле, чем обычные буровые растворы. Однако, в зависимости от метода, используемого для достижения депрессии, деньги, сэкономленные на растворе, иногда приходится потратить на дополнительное оборудование и материалы.

+ ПОВЫШЕННАЯ СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ

На примере бурения скважин с использованием БД была показана значительно более высокая скорость проходки, чем при бурении обычным способом. В некоторых случаях полученная таким образом экономия времени может существенно повлиять на общие издержки.

+ ДОБЫЧА ПРИ БУРЕНИИ

Возможность получения добычи в процессе бурения в некоторых случаях также относят к достоинствам БД.

- ТРЕБОВАНИЯ К НАЗЕМНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

В соответствии с обычно предъявляемыми требованиями, для закрытой циркуляции при выходе из скважины многофазного раствора требуется значительное количество дополнительного оборудования. Это сильно отражается на затратах и требованиях к материально-техническому обеспечению, что может оказаться одним из основных факторов, определяющих отказ от БД при выборе способа бурения.

- УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА

При первоначальном выполнении БД в определенном пласте одним из неизвестных факторов является устойчивость ствола.



– OPERATIONAL COMPLEXITY (LIVE WELL DEPLOYMENT)

Compared to overbalanced drilling UBD presents additional risk in terms of surface exposure to pressure and potentially hazardous fluids. In order to manage this risk properly a detailed analysis is required.

As well as BHA, completion deployment should be taken into consideration since to realize the full benefits of the UBD technique regarding formation damage the complete operation should be performed under-balanced.

TECHNICAL FEASIBILITY OF CT DRILLING

While advances in CT services have tremendously increased its usage, limitations still exist. This is especially true for drilling projects, where the CT equipment is very small when compared with a conventional drilling rig. A thorough review is required to ensure that the CT is capable of performing the tasks that are required of it to drill.

The main criteria that must be considered during the preliminary stages of a CTD technical feasibility study are:

- Wellbore Stability;
- Annular Velocity;
- Pressure;
- BHA Bending Friction Forces & Weight On Bit (WOB);
- Tension;
- Torque;
- Coiled Tubing Life.

WELLBORE STABILITY

It is critical to understand before any conclusion to start the project the formation environment if it allows performing drilling with coiled tubing. The first study to be done is the geomechanical model of the formation. The main objectives at this stage are:

- identifying most stable azimuth and inclination of a borehole trajectory for under-balance drilling, by building geomechanics model and understanding regime and directions of principle stresses;
- optimum operational mud weight window to minimize hole instability, prevent kicks and minimize lost circulation, by identifying the mud weight required for well bore stability; for managing Equivalent Circulating and Static Density (ECD, ESD) of the drilling fluid, in order to avoid overpulls and bit/pipe stuck incidents due to cavings and poor hole cleaning;
- accurate pore pressure gradient prediction along the section of the well by understanding local stresses, overburden, bed dipping and calibrating pore pressure model to the available pressure data;



– ТЕХНИЧЕСКАЯ СЛОЖНОСТЬ (РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ УСЛОВИЙ)

Важным условием максимальной реализации преимуществ данного метода является поддержание необходимых условий для бурения на депрессии в течение всего процесса бурения. В зависимости от метода достижения депрессии, на величину забойного давления влияют несколько параметров, которые может быть трудно или вообще невозможно напрямую регулировать с поверхности:

- скорость расхода азота (сжимаемая жидкость);
- дебит пласта;
- количество твердой фракции в затрубье.

– СЛОЖНОСТЬ ВЕДЕНИЯ РАБОТ (РАБОТА НА СКВАЖИНЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ)

По сравнению с бурением с положительным перепадом давления, БД связано с дополнительным риском, так как наземное оборудование находится под давлением со стороны потенциально опасных текучих сред. Для надлежащего снижения этого риска требуется проведение тщательного анализа.

Кроме того, необходимо учитывать особенности спуска КНБК и подвески заканчивания, поскольку для полной реализации преимуществ БД в смысле предохранения пласта от повреждений все работы должны проводиться в режиме депрессии.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ОСУЩЕСТВИМОСТЬ БКТ

Несмотря на то, что благодаря колоссальному совершенствованию услуг БКТ сфера его применения значительно расширилась, ограничения в его применении по-прежнему существуют. Это особенно относится к бурению, в котором доля оборудования на колтюбинге по сравнению с обычной буровой установкой очень мала. Чтобы убедиться в том, что с помощью гибких НКТ можно выполнить поставленные задачи по бурению, требуется проведение тщательного анализа.

Основными критериями, которые необходимо учитывать на предварительных этапах подготовки технико-экономического обоснования использования БКТ, являются:

- устойчивость ствола скважины;
- скорость потока в затрубье;
- давление;
- силы трения при изгибе, действующие на КНБК и нагрузка на долото;
- растягивающее напряжение;
- крутящий момент;
- срок эксплуатации гибких НКТ.

УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Прежде чем делать какие-либо выводы в отношении начала проекта, необходимо понять, позволяют ли пластовые условия выполнить бурение с помощью гибких НКТ. Первое, что необходимо





изучить – это геомеханическую модель пласта. На этом этапе ставятся следующие основные задачи:

- определение наиболее стабильного азимута и угла отклонения ствола скважины при бурении на депрессии путем построения геомеханической модели, а также оценки режима и направления основных напряжений;
- оптимизация диапазона плотности бурового раствора с целью минимизации неустойчивости ствола скважины, предотвращения выбросов и минимизации потерь циркуляции путем определения удельного веса бурового раствора, необходимого для обеспечения стабильности ствола скважины и контроля эквивалентной плотностью циркулирующего и статического бурового раствора (ECD, ESD) во избежание

- accurate fracture gradient prediction along the section of the well by calibrating to the available drilling and fracturing data;
- kick tolerance for under-balance conditions after identifying pore pressure and fracture gradient which is important to avoid underground blowout;
- identify drilling parameters that can minimize unintentional impact on the borehole stability;
- understand the uncertainty of the model predictions and defining the measurements to reduce uncertainty in real time.

At the end of this stage there will be a decision made whether there is enough information to proceed with the second phase, and best candidate well will be selected for the analysis.

MECHANICAL STRATIGRAPHY

Petrophysical analysis will be conducted for the wells of the stratigraphic section. It's primary objective is to categorize the stratigraphy into grain and clay support facies. Geological information will be used to obtain the best estimate of total porosity and clay content.

ELASTIC AND STRENGTH PARAMETERS OF THE ROCK

Based on the mechanical stratigraphy and information like sonic, density and porosity, profiles of elastic and rock strength parameters will be computed, applying appropriate for the environment model. Model selection process will be based on the available information and

затяжки бурового инструмента и прихвата долота/труб при обрушениях и недостаточной очистке скважины;

- точный прогноз градиента порового давления вдоль разреза скважины на основании представлений о локальном напряжении, напряжении в перекрывающей толще пород, наклоне пластов и калибровки модели порового давления по имеющимся по давлению данным;
- точный прогноз градиента давления разрыва пластов вдоль разреза скважины путем калибровки по имеющимся данным по бурению и разрыву пласта;
- допуски для выбросов в условиях депрессии на основании определения порового давления и градиента давления разрыва пласта с целью предотвращения подземных выбросов;
- определение параметров бурения, способствующих минимизации неумышленного воздействия на устойчивость ствола скважины;
- оценка неопределенности прогноза моделирования и определение необходимых замеров для уменьшения неопределенности в режиме реального времени.

По завершении данного этапа принимается решение о достаточности объема информации для перехода ко второму этапу. На втором этапе для анализа выбирается наиболее перспективная для проведения планируемых работ скважина.

МЕХАНИЧЕСКАЯ СТРАТИГРАФИЯ

В пределах стратиграфического разреза по скважинам проводится петрофизический анализ. Основная цель такого анализа – классификация стратиграфических единиц на зернистые и глинистые фации. Для получения наилучшей оценки общей пористости и глинистости привлекается геологическая информация.

УПРУГИЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД

С использованием соответствующей модели среды и на основе механической стратиграфии, а также акустических характеристик,

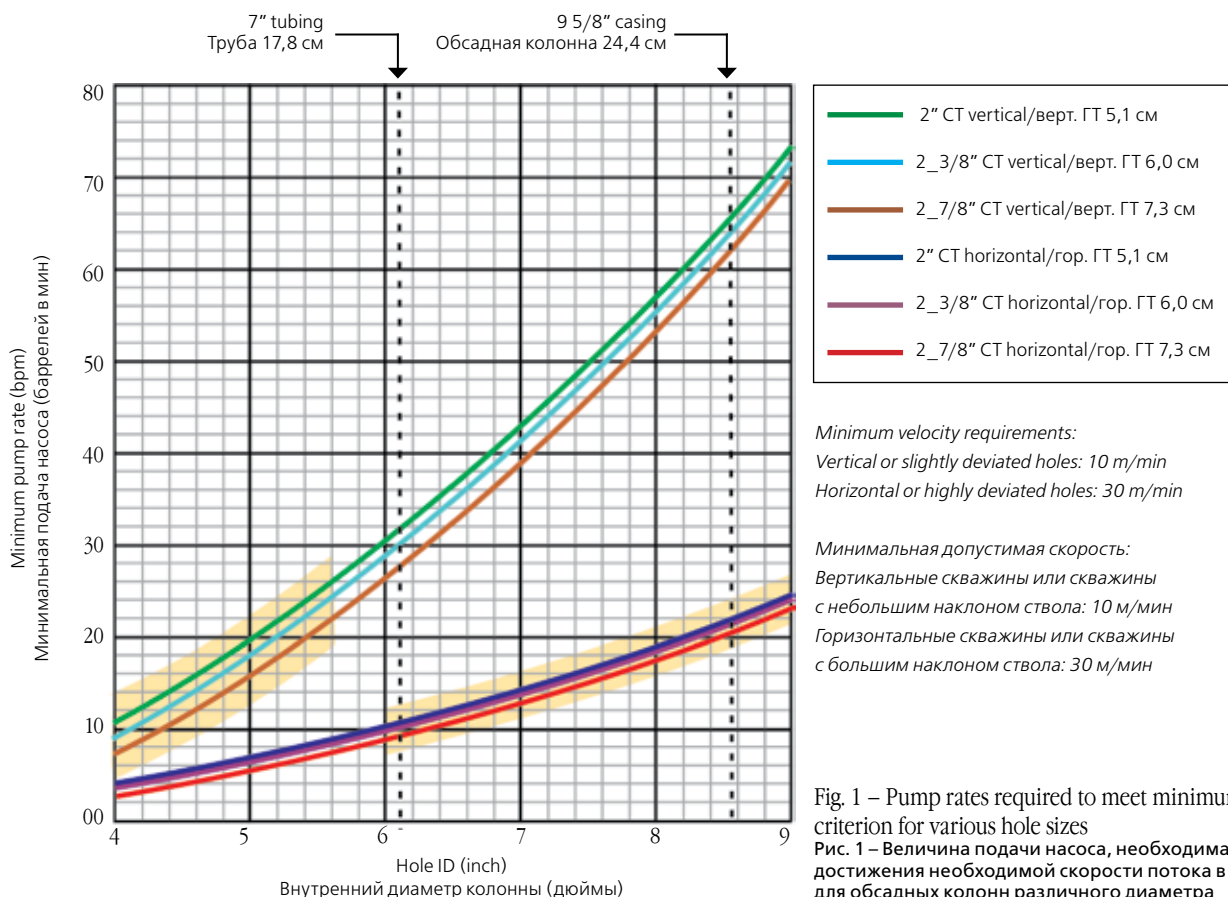


Fig. 1 – Pump rates required to meet minimum velocity criterion for various hole sizes
Рис. 1 – Величина подачи насоса, необходимая для достижения необходимой скорости потока в затрубе, для обсадных колонн различного диаметра

current understanding of the reservoir and basin. Profiles will be calibrated to core data where possible.

IDENTIFY GOVERNING DEFORMATION MECHANISMS

Evaluate approximate brittle-ductile transition pressure as a function of depth. Classify mechanical facies into one of the following categories: brittle, transitional or ductile (plastic). Refine classification by reviewing the drilling event summary, caliper and borehole image data.

OVERBURDEN STRESS GRADIENT PROFILE

Overburden gradient will be obtained by integrating a composite density profile. The Composite density profile will be built using all the relevant data, measured and synthetic density profiles, porosity, sonic and seismic information. In complex cases some gravitational loading finite element simulation might be required.

плотности и пористости рассчитываются профили параметров упругости и прочности горных пород. В процессе выбора модели используются имеющиеся данные и текущее представление о коллекторе и бассейне. По возможности, профили будут откалиброваны по данным керна.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ МЕХАНИЗМОВ ДЕФОРМАЦИИ

Проводится оценка изменения давления перехода «хрупкость-пластичность» с глубиной. Механические фации классифицируются по следующим категориям: ломкие, переходные или пластичные. Классификация уточняется с использованием заключения по осложнениям в процессе бурения, данных каверномера и данных сканерных изображений ствола скважины.

ПРОФИЛЬ ГРАДИЕНТА НАПРЯЖЕНИЯ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ТОЛЩИ ПОРОД

Градиент горного давления рассчитывается путем интеграции плотностей надлежащих толщ пород. Интегрированный профиль плотностей строится с использованием любых соответствующих данных, измеренной и синтетической плотностей разрезов,

CT pipe OD (inch)		CT pipe wall thickness (inch)		CT material minimum yield strength rating (psi)		Maximum allowable pressure while cycling (psi)	
Наружный диаметр гибких НКТ (в см)		Толщина стенки гибких НКТ (в см)		Минимальное значение предела текучести материала гибких НКТ (атм.)		Максимальное допустимое давление при движении гибких НКТ (атм.)	
2	5,08	0.175	0,445	80,000	5440	7,074	481
2 3/8"	6,03	0.204	0,518	80,000	5440	6,966	473
2 7/8"	7,30	0.204	0,518	80,000	5440	5,778	393
2	5,08	0.175	0,445	90,000	6120	7,992	543
2 3/8"	6,03	0.203	0,516	90,000	6120	7,830	532
2 7/8"	7,30	0.203	0,516	90,000	6120	6,534	444

Table 1 – Maximum allowable CT inlet pressure
Таблица 1 – Значения максимального давления для гибких труб

PORE PRESSURE PROFILE

Construct a profile of pore pressure from drilling data, seismic velocity, sonic and resistivity logs. Use basin modeling and reservoir modeling data if available. This task might become very complex. There is no single method for obtaining the pore pressure profiles in arbitrary geological setting particularly in case of secondary over-pressure mechanisms are present. All the basic PLT, RFT/MDT and tracer data will be reviewed for reservoir / flow unit / well properties and flow / pressure data to be used in the process.

STRESS DIRECTION

Construct a map showing the direction of the maximum/ minimum horizontal stress as a function of position in a field or basin. Stress direction is best determined from analysis and interpretation of images from vertical wellbores. The next best method for determining stress direction is interpretation of oriented multi-arm calipers. A stress direction map should show the median direction and variance of the maximum horizontal stress for the wells or field.

MINIMUM HORIZONTAL STRESS (SH) PROFILE

Construct a profile of the minimum horizontal stress (sh) using either the 3D poro-elastic model, Mohr–Coulomb failure or other criterion that is applicable for the basin. Calibrate the model using drilling data or direct stress measurements (mini/microfracs, step rate test, MDT stress tool).

пористости, акустических и сейсмических данных. В сложных случаях может потребоваться моделирование гравитационной нагрузки конечных элементов.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Строится профиль порового давления по данным бурения, сейсмической скорости, данным акустического каротажа и каротажа сопротивления. При наличии, подключаются результаты бассейнового моделирования и моделирования пластов-коллекторов. Это может быть очень сложной задачей. Не существует какого-либо единственного метода расчета распределения порового давления в произвольной геологической обстановке, особенно в случае присутствия вторичных механизмов образования избыточного давления. В процессе работы анализируются основные данные методов PLT, RFT/MDT и радиоактивных исследований с целью получения характеристик коллекторов, гидродинамических объектов, параметров скважины, притока и давления.

НАПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Строится карта направления максимального/ минимального горизонтальных напряжений в виде функции от местоположения на месторождении или в бассейне. Направление напряжений лучше всего определяется путем анализа и интерпретации сканерных изображений стволов вертикальных скважин. Следующий по эффективности метод определения направления напряжений – интерпретация данных ориентированных многорычажных каверномеров. Карта направлений напряжений показывает медианное направление и дисперсию для максимального горизонтального напряжения по скважинам или по месторождению.

ПРОФИЛЬ МИНИМАЛЬНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ГН)

Строится профиль ГН с использованием либо трехмерной пористо-упругой модели, разрушения Мора–Кулона, либо другого критерия, который можно применить для бассейна. Проводится настройка модели по данным бурения или прямые измерения напряжения (мини/микро трещины, многоуровневые испытания, данные MDT).

Wellbore status Состояние ствола скважины		RIH coefficient Коэффициент при спуске	POH coefficient Коэффициент при подъеме
Cased hole or tubing	Обсаженный ствол или НКТ	0.30 – 0.25	0.18 – 0.15
Open hole	Открытый ствол	0.40 – 0.34	0.25 – 0.23

Table 2 – The standard set of friction factors developed for all initial feasibility studies
Таблица 2 – Стандартный набор коэффициентов трения для первоначального технико-экономического обоснования

Drill bit face diameter (inch)		WOB requirement (lbs.)	
Диаметр коронки долота (см)		Необходимая нагрузка на долото (кг)	
3 1/2"	8,89	962 – 1,443	436 – 654
3 3/4"	9,53	1,104 – 1,656	500 – 750
4 3/4"	12,07	1,772 – 2,658	803 – 1204
5 1/2"	13,97	2,376 – 3,564	1076 – 1614

Table. 3 – Weight on bit requirements
Таблица 3 – Необходимая нагрузка на долото

MAXIMUM HORIZONTAL STRESS (SH) PROFILE

Identify upper and lower bounds of sH such that a wellbore stability forecast matches the state of identified failure criterion. Construct and calibrate the maximum horizontal stress (sH) profile using either the 3D poro – elastic or user-defined models. There is no direct measurement of sH, but geomechanics analysis can be used to invert some of the indicators for the maximum stress magnitude.

DRILLING STABILITY ASSESSMENT

After calibrating wellbore stability model for the selected offset well, stability prognosis will be done for one planned trajectory.

ANNULAR VELOCITY CRITERION

The fluid annular performance is the main factor that affects hole cleaning performance and is critical to drill cuttings removal. The fluid flow rate is mainly a factor of the CT size, length, motor & BHA properties, the fluid properties and subsequently friction pressure losses. The characteristics of the cuttings generated by the high-speed motors typically used in CTD applications are significantly different from those with conventional rotary drilling. In CTD most cuttings are smaller than 50 microns and the ‘conventional’ criteria for annular velocity and cuttings removal are not applicable.

Experience gained by Schlumberger on past CTD operations has allowed us to establish two basic limits for annular velocity depending on the wellbore inclination:

- for highly deviated (> 40°) and horizontal holes a linear velocity of at least 100 ft/min is required;
- for vertical or ‘slightly’ deviated (< 40°) holes a lower linear velocity limit of around 40 ft/min is normally acceptable.

It should be noted that these are general guidelines based on ‘standard’ drilling fluids. If required, lower limits may be accepted with the use of ‘optimised’ fluid systems and wellbore flow simulations.

As can be seen from figure 1, a minimum pump rate of approximately 2 to 2.5 BPM should be sufficient to ensure satisfactory hole cleaning in most CTD applications. With these pump rates 7” and 9 5/8” casing sections fall on the lower set of curves for 40 ft/min (10m/min) minimum velocity criteria necessary in a vertical or slightly deviated well situation. The upper set of curves for the highly deviated section represent that at rates of 2.0 to 2.5 BPM the annular velocity criteria will only be met with internal diameters of approximately 5.5” or less.

ПРОФИЛЬ МАКСИМАЛЬНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Определяются верхняя и нижняя границы ГН, таким образом, чтобы прогноз стабильности ствола скважины соответствовал состоянию заданного критерия разрушения. Проводится построение и калибровка профиля ГН с использованием трехмерной пористо-упругой или заданной пользователем модели. Прямые измерения ГН отсутствуют, однако, можно использовать анализ геомеханических свойств, чтобы инвертировать некоторые индикаторы величины максимального напряжения.

ОЦЕНКИ СТАБИЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ

После калибровки модели устойчивости ствола скважины для выбранной соседней скважины, проводится прогноз стабильности для одной запланированной траектории.

КРИТЕРИЙ СКОРОСТИ ПОТОКА В ЗАТРУБЕ

Поведение жидкости в затрубе является главным фактором, влияющим на показатели очистки ствола, и имеет важнейшее значение для удаления бурового шлама. Расход флюида в основном зависит от диаметра гибких НКТ, их длины, параметров двигателя и КНБК, свойств флюида и, как следствие, потерь давления на трение. Характеристики шлама, образующегося при работе высокооборотных электродвигателей, обычно применяющихся при бурении с использованием гибких НКТ, значительно отличаются от характеристик шлама, образующегося при обычном роторном бурении. При БКТ преобладающая часть твердой фракции мельче 50 микрон, так что «обычные» критерии скорости потока в затрубе и удаления шлама применить невозможно.

Исходя из опыта работы компании “Шлюмберге” в БКТ мы можем установить два основных ограничения скорости потока в затрубе, в зависимости от угла наклона ствола скважины:

- для скважин с большим наклоном ствола (>40°) и горизонтальных стволов требуется линейная скорость не менее 30 м в минуту;
- для вертикальных скважин или скважин с «небольшим» наклоном ствола (<40°) приемлемым обычно является более низкий предел скорости – примерно 10 м в минуту.

Необходимо отметить, что это не более чем общие рекомендации, основанные на применении «типовых» буровых растворов. В случае необходимости, в условиях использования «оптимизированных» систем растворов и моделирования потока в стволе скважины, могут приниматься и более низкие пределы.

Из рисунка 1 видно, что при БКТ минимальной подачи насоса приблизительно от 2 до 2,5 баррелей в минуту (318-398 л/мин) в большинстве случаев должно хватать для обеспечения очистки ствола скважины. При таких значениях подачи насоса участки колонны диаметром 7” и 95/8” (17,78 см и 24,45 см) оказываются на нижней группе кривых, причем соблюдается требование минимальной скорости в 10 метров в минуту, необходимой в вертикальных скважинах или скважинах с небольшим наклоном ствола. Верхняя группа кривых – для участка с большим углом наклона ствола – показывает, что при подаче от 2,0 до 2,5 баррелей в минуту (318-398 л/мин) требование необходимой скорости потока в затрубе выполняется только для колонны с внутренним диаметром приблизительно 5,5” (13,97 см) и менее.

КРИТЕРИЙ ДАВЛЕНИЯ

Максимально допустимое давление циркуляции в гибких НКТ часто оказывается фактором, ограничивающим возможность выполнения тех или иных работ с их применением. Одним из факторов,

PRESSURE CRITERION

The maximum permissible coiled tubing circulating pressure is often a limiting factor for any coiled tubing operation. One factor to consider is not only the pressure capacity of the pipe itself (burst) but also the detrimental affect of high pressures on available overpull, pipe fatigue and cycling life must also be closely considered from a safety and economics perspective.

For normal coiled tubing operations with standard tapers of strings the accepted standards for maximum coiled tubing inlet pressure is:

- 4,000 psi while cycling the pipe;
- 5,000 psi with the pipe static.

These values are based mainly on financial considerations related to pipe fatigue and not on the absolute strength of the pipe. For CTD operations with larger pipe sizes it is occasionally desirable to exceed these existing limitations and the table 1 represents the maximum pressure ratings available on specific grades, wall thicknesses and sizes of tubing.

The total CT inlet pressure is the sum of the following (example values for 23/8" CT with simple water based fluid system are shown in brackets):

- + fluid friction pressure drop across CT string (2,400 psi) (Calculated with CoilCADE*);
- + pressure drop across directional BHA (700 psi);
- + pressure drop across motor (300 psi);
- + pressure drop across drill bit (30 psi);
- + friction pressure drop in annulus to surface (80 psi) (Calculated with CoilCADE*);
- + hydrostatic differential from annulus to CT internal (200 psi);
- + back pressure on annulus at surface - choke (100 psi);
- + total CT inlet pressure = (3,810 psi).

The results are compared with the Maximum Allowable CT Burst Pressure (60% of hydro test pressure or Max Allowable Pressure as determined by CoilLIMIT*)

The main factors affecting the total pressure are fluid pump rate, fluid properties (rheology and density), coiled tubing geometry, motor characteristics, BHA geometry and wellbore geometry. If the well is being

который следует учитывать, является не только сама способность труб выдерживать давление, но также и то вредное влияние, которое оказывают высокие значения давления на допустимую затяжку, степень усталости труб и срок их эксплуатации. Все это также необходимо учитывать с точки зрения техники безопасности и экономической целесообразности.

При штатных работах гибкими НКТ с типовым сужением подвески приняты следующие нормативы по максимальному давлению на входе в гибкие НКТ:

- 4 000 psi (272 атм.) - при движении трубы;
- 5 000 psi (340 атм.) – в статике.

Эти значения основаны главным образом на финансовых соображениях, связанных с усталостью труб, а не на абсолютной их прочности. Для БКТ трубами более крупного диаметра иногда бывает желательно превысить эти установленные ограничения. В приведенной таблице 1 представлены значения максимального давления, существующие для НКТ определенного типа, толщины стенки и диаметра.

Общее давление на входе в гибкие НКТ представляет собой сумму следующих значений (в примере даны значения для гибких НКТ диаметром 23/8" (6 см), причем в скобках указана простая система бурового раствора на водной основе):

- + потеря давления в подвеске гибких НКТ (2 400 psi или 163,2 атм.) (расчет выполнен с помощью CoilCADE*);
- + потеря давления на направленной КНБК (700 psi или 47,6 атм.);
- + потеря давления на двигателе (300 psi или 20,4 атм.);
- + потеря давления на долоте (30 psi или 2 атм.);
- + потеря давления на трении в затрубе до поверхности (80 psi или 5,4 атм.) (расчет выполнен с помощью CoilCADE);
- + гидростатический дифференциал между затрубом и внутренним пространством гибких НКТ (200 psi или 13,6 атм.);
- + противодействие в затрубе на поверхности - штуцер (100 psi или 6,8 атм.);
- + общее давление на входе в гибкие НКТ = (3 810 psi или 259 атм.).

Результаты сравниваются с максимальным допустимым давлением разрыва гибких НКТ (60% от давления опрессовки жидкостью или максимальное допустимое давление по данным CoilLIMIT*).

Основными факторами, влияющими на общее давление, являются: подача насоса, свойства раствора (реологические свойства и плотность), геометрические параметры гибких НКТ, характеристики

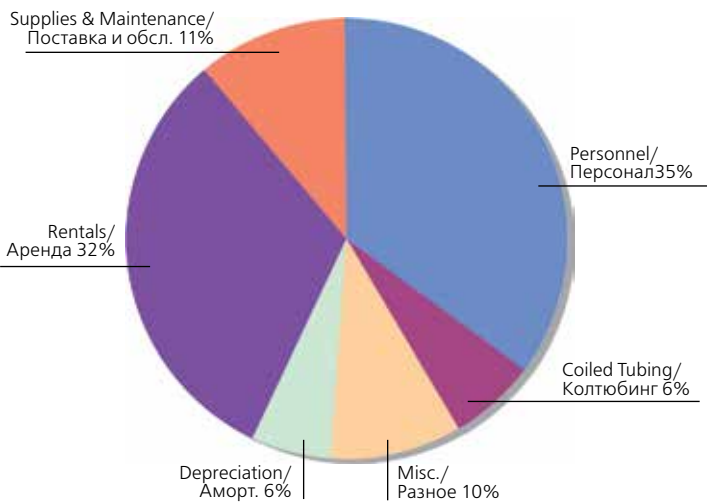


Fig.2 – 3-well drilling campaign
Рис. 2 – Кампания по бурению трех скважин

drilled underbalanced then the reservoir production characteristics would also have to be taken into account.

WEIGHT ON BIT CRITERION

It is extremely important to establish that sufficient weight on bit (WOB) can be applied at the different phases of the operation to ensure that milling and drilling operations can be performed successfully. In order to perform the required analysis the software package CoilCADE* is used in Schlumberger. The Tubing Forces Module (TFM*) found within CoilCADE*, calculates the expected forces, down hole and on surface, based on

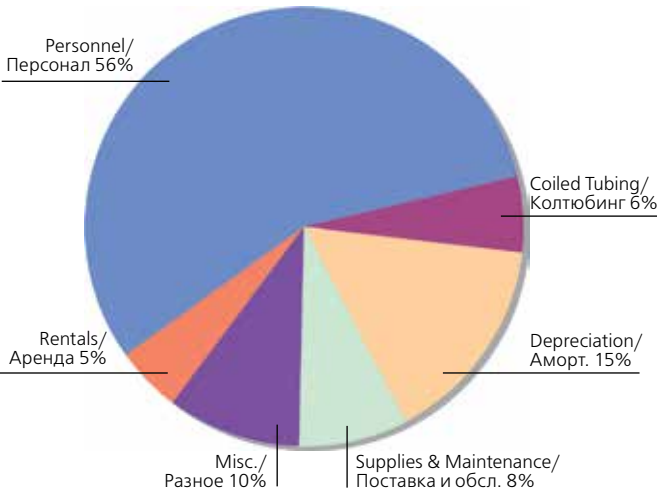


Fig.3 – 15-well drilling campaign
Рис. 3 – Кампания по бурению пятнадцати скважин

coiled tubing characteristics & hole geometry, well survey, coiled tubing and wellbore fluids, pressures and hole conditions.

These coefficients are based on a comprehensive analysis of actual field experience from a number of operations around the world both coiled tubing drilling and conventional well interventions. There are a number of factors that may influence these coefficients negatively

электродвигателя, геометрические параметры КНБК, а также геометрические параметры ствола скважины. Если скважина бурится на депрессии, то необходимо также принимать во внимание эксплуатационные характеристики коллектора.

КРИТЕРИЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО

Крайне важно установить, что на различных этапах работ можно будет применять достаточные нагрузки на долото, чтобы быть уверенными в возможности успешного выполнения фрезерования и бурения. Для выполнения необходимого анализа компанией Шлюмберге используется пакет программного обеспечения CoilCADE. Модуль Усилий в НКТ (TFM*), определенный в рамках CoilCADE, рассчитывает ожидаемые усилия, как на забое, так и на устье – это делается с учетом характеристик гибких НКТ и геометрии ствола, результатов скважинных исследований, параметров жидкостей в НКТ и в стволе скважины, величин давления и условий в стволе скважины.

Эти коэффициенты получены на основании всестороннего анализа фактического полевого опыта многих работ во всем мире, при которых гибкие НКТ применялись как для бурения, так и для выполнения обычных скважинных операций. Существует много факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на эти коэффициенты, с которыми можно бороться путем применения специализированных присадок и/или оборудования (распрямители труб, тягачи, различные КНБК, и т.д.). Требования к таким способам определяются на этапе составления уточненного плана работ.

Помимо сил, действующих на всю подвеску НКТ, необходимо учитывать силы трения при изгибе, возникающие в процессе проталкивания относительно жесткой бурильной КНБК сквозь участки набора кривизны и искривления ствола скважины. При бурении стандартным способом эти силы обычно пренебрежимо малы, поскольку обычно для бурения имеется очень большой запас сил. При БКТ, где такой запас значительно меньше, необходимо принимать во внимание действующую на КНБК силу трения при изгибе, что особенно актуально для КНБК крупных диаметров, причем в наибольшей степени – при использовании КНБК крупных диаметров и в условиях высоких значений набора кривизны.

Важнейшими критериями, которые следует оценивать во время анализа имеющихся значений нагрузки на долото, является вырез окна, бурение в конце участка набора кривизны, а также в конце траектории скважины. Также может применяться моделирование сил, действующих на НКТ с помощью TFM, чтобы установить возможность спуска после бурения в скважину хвостовиков, фильтров и/или каротажных инструментов.

Главным правилом для БКТ является обязательное требование, что минимальная нагрузка на долото должна быть 7-10 кг/см² поверхности коронки долота, что считается необходимым для бурения пласта при разумных значениях скорости проходки. Ниже приводится таблица, в которой указаны значения нагрузки на долото для долот с коронкой различного диаметра.

Для определения фактических технических ограничений в любом будущем проекте с использованием БКТ может потребоваться проведение полного анализа с помощью CoilCADE. CoilCADE подходит для проектирования траектории в одной плоскости. При рискованном азимуте данные для моделирования с помощью CoilCADE должны предоставляться компанией по ННБ.

Могут моделироваться различные сценарии, причем рассматриваются:

- различные КНБК;

that may be counteracted by use of specialised fluid additives and/or equipment (pipe straightener, tractors, BHA's, etc.). The requirements for these counteracting techniques would be defined during the detailed planning phase of the operation.

In addition to the forces acting through the coiled tubing the bending friction forces (BFF) generated by the act of pushing the relatively stiff drilling BHA around build-up sections and dog-legs must be taken into account. For conventional drilling applications these forces are usually negligible since there is typically a very large margin on the forces available for drilling. For CTD applications, where the margins are much less, the BHA BFF must be taken into account and especially so with the larger diameters of BHA and for high build up rates (BUR).

The critical points evaluated during the analysis of the available WOB are the milling of the window, drilling at end of build section and drilling at the end of the well path. The TFM may also be used to ascertain the feasibility of conveying liners, screens and/or logging tools into the hole after drilling is complete.

As a rule of thumb for CTD, a WOB minimum requirement of 100 to 150 lbs. per in2 of bit face is considered necessary for drilling formation, for a reasonable rate of penetration (ROP). The following table indicates the WOB forces this equates to for a range of bit sizes.

A complete CoilCADE analysis on the potential trajectories for any prospective project would need to be performed to determine the true technical limits of performing a CTD operation. CoilCADE is fine for one-plane designs. When azimuth is critical, a DD company should provide the data for the CoilCADE simulations.

Various scenarios can be simulated; considering:

- various BHA;
- various trajectories;
- CT size (OD and WT);
- Friction Factors in open hole (0.34, 0.40 or based on experience).

With the results of these simulations, a table and/or chart should be generated showing the maximum available compressive load at various depths before lock up, for comparison reasons.

TENSION CRITERION

In some cases the tensile forces acting on the CT pipe at surface (generated by the weight and drag of the CT pipe in the hole) can be a limiting factor to performing CTD operations. The maximum allowable tension is a function of the pipe geometry; yield strength of the material and internal and

- различные траектории;
- параметры гибких НКТ (наружный диаметр и толщина стенки);
- коэффициенты трения в открытом стволе (0,34, 0,40 или на основании опыта).

Из результатов этого моделирования составляется таблица и/или график, на котором для сравнения указывается максимально допустимая сжимающая нагрузка до блокировки на разной глубине.

КРИТЕРИЙ РАСТЯГИВАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

В отдельных случаях растягивающие силы, действующие на гибкие НКТ на поверхности (создаваемые весом и затяжками гибких НКТ в скважине), могут являться фактором, ограничивающим возможность выполнения работ БКТ. Максимально допустимое растягивающее напряжение изменяется в зависимости от геометрии труб, предела текучести материала, а также значений внутреннего и внешнего давления. При рассмотрении критерия растягивающего напряжения необходимо учитывать два ограничения: физический предел текучести самих гибких НКТ и тяговое усилие инжекторной головки. В большинстве случаев, ограничение устанавливается на 80% от предела прочности на растяжение материала труб и тяговое усилие, равное для типовой инжекторной головки 45 тонн.

В зависимости от технических ограничений, накладываемых глубиной и траекторией скважины, действие критерия растягивающего напряжения можно преодолеть путем использования материала гибких НКТ с более высоким пределом текучести (а именно, стали на 100 000 psi или 6805 атм.), и/или НКТ с большей толщиной стенки и сужающихся к концу.

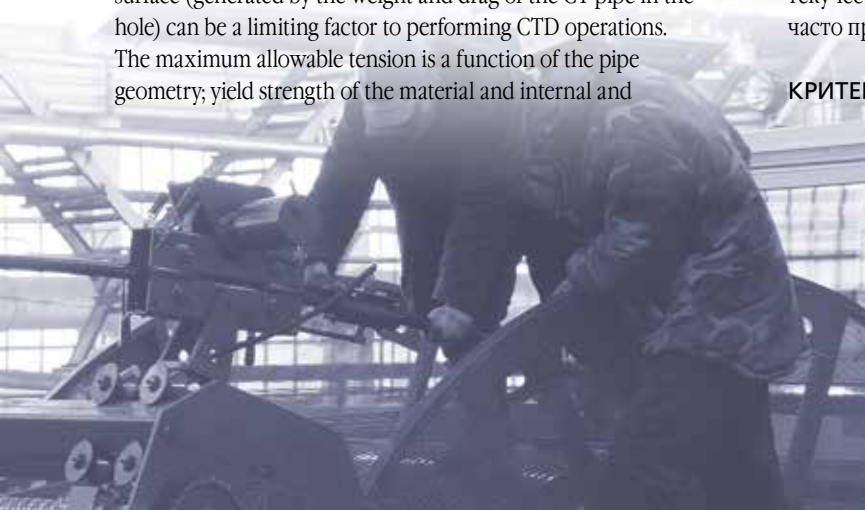
КРИТЕРИЙ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА

Максимальное значение крутящего момента пробуксовки для определенного двигателя необходимо подбирать в соответствии с максимально допустимым крутящим моментом гибких НКТ, выбранных для ведения работ. Если максимальный крутящий момент двигателя превышает номинальные значения крутящего момента конуса гибких НКТ, то следует либо уменьшить крутящий момент пробуксовки (путем уменьшения расхода через двигатель или путем подбора двигателя другого типа), либо изменить технические характеристики гибких НКТ (например, увеличить толщину стенки и/или наружный диаметр трубы).

Следует взять значение максимального рабочего крутящего момента выбранного забойного двигателя, умножить эту величину на 2 (главное правило для мгновенного крутящего момента пробуксовки). Эта величина должна быть меньше, чем номинальное значение крутящего момента гибких НКТ (80% от крутящего момента на пределе текучести).

Например, для гибких НКТ 2 3/8" или 6 см (80 000 psi или 5440 атм., с толщиной стенки 0,204" или 0,52 см) максимально допустимый момент будет 5550 Нм (80% от минимального крутящего момента на пределе текучести). Эта величина более чем достаточна для работы с наиболее часто применяющимися конфигурациями двигателей при БКТ.

КРИТЕРИЙ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИБКИХ НКТ



external pressures. There are two limits that must be considered in relation to the tension criteria, the physical yield strength of the coiled tubing pipe itself and the pulling capacity of the injector head. In most instances these limitations are set at 80% of the ultimate yield strength of the pipe material and 100,000 pounds of pull for a standard injector head.

Depending on the technical limits imposed by the well depth and trajectory the tension criteria can be overcome through the use of a higher yield strength coiled tubing material (ie: 100,000 psi steel) and/or the use of heavier wall thicknesses and tapered strings.

TORQUE CRITERION

The maximum stall torque for the selected motor must be matched with the maximum allowable torque for the coiled tubing pipe selected for the operation. If the maximum motor stall torque exceeds the rating of the coiled tubing taper, then either the maximum stall torque must be reduced (by reducing the flow rate through the motor or selecting a different type of motor) or the specifications of the coiled tubing must be changed (e.g. increase wall thickness and/or pipe OD).

Considering the maximum operating torque for the PDM that has been selected, multiply this by 2 (Rule of Thumb for Instantaneous Stall Torque). This number should be less than the torque rating for the CT (80% of pipe nominal yield torque).

For the example of 2 3/8" coiled tubing (80,000 psi, 0.204" wall thickness) the maximum permissible torque is 4,100 ft.lbs. (80% of min. yield value). This rating is more than adequate to handle the most likely motor configurations that will be encountered during a CTD operation.

COILED TUBING LIFE CRITERION

The main parameters affecting the maximum 'life' of a coiled tubing string used for CTD operations are:

- number of cycles off reel, over goose-neck, through injector, into well and back;
- CT internal pressure (lower pressure - longer life);
- gooseneck and reel geometry (radius);
- CT pipe geometry and material properties (size, wall thickness, yield strength).

Assuming that the pipe has been selected based on drilling parameters and that the surface equipment geometry has been optimized the main controlling parameter is then the coiled tubing internal pressure. As a general rule this should be kept below 4,000 psi while cycling the pipe to avoid excessive fatigue.

CoilLIFE* software tool as a means of tracking in coiled tubing string life 'real time' allows the proper management of the string (slipping and cutting) to optimize utilization and ensures that potential high cycle operation's (ie: window milling, drilling,

Основными параметрами, влияющими на максимальный срок эксплуатации подвески гибких НКТ, используемых при БКТ, являются:

- количество циклов работы трубы с барабана, через гусак, сквозь инжектор, в скважину и обратно;
- внутреннее давление в гибких НКТ (чем ниже давление, тем дольше срок эксплуатации);
- геометрия закругления гусака и барабана (радиус);
- геометрические параметры гибких НКТ и свойства материала (диаметр, толщина стенки, предел текучести).

Исходя из допущения, что трубы подбираются с учетом параметров бурения и при условии оптимизации геометрии наземного оборудования, основным регулируемым параметром остается внутритрубочное давление. Как правило, в процессе движения трубы (во избежание излишней усталости металла) его не поднимают выше 4 000 psi (272 атм.).

Программное обеспечение CoilLIFE* позволяет отслеживать жизненный цикл гибкой трубы для оптимизации срока ее службы, а также помогает осуществлять контроль работ с высокой нагрузкой (то есть, прорезание окна, бурение, ловильные работы) по мере их проведения, чтобы обеспечить длительный срок эксплуатации трубы. CoilLIFE может также применяться для прогнозирования последствий планируемых работ для гибких НКТ. Это может оказаться очень полезным на этапе планирования работ. В условиях непрерывной эксплуатации и при надлежащем управлении работой гибкими НКТ, одной подвеской гибких НКТ 2 3/8" (6 см) можно зарезать и пробурить 2-3 ствола длиной приблизительно 1000 метров каждый.

ОЦЕНКА ИЗДЕРЖЕК НА БКТ

При составлении технико-экономического обоснования БКТ важнейшим фактором является объем буровых работ, ведущихся этим способом в конкретном географическом регионе. Этот фактор может существенно влиять на издержки, снижая затраты на персонал, в силу его дополнительной подготовки, а также издержки на оборудование за счет работы на купленном (а не арендованном) оборудовании. В качестве иллюстрации, можно рассмотреть пример проекта по зарезке бокового горизонтального ствола длиной 2100 м из существующих скважин с помощью гибких НКТ диаметром 2 3/8 дюйма (6 см). На рисунках 2 и 3 показано распределение издержек для бурения одним и тем же персоналом 3-х и 15-и скважин, соответственно. При бурении трех скважин почти все специальное оборудование гибких НКТ было взято в аренду. При бурении серии из 15 скважин сервисная компания может купить большую часть специального оборудования гибких НКТ. В результате получается различная структура затрат и существенное снижение издержек.

Сравнение издержек на бурение гибкими НКТ с расценками обычных буровых станков дает лишь частичное представление о конкурентоспособности бурения гибкими НКТ. Для полной оценки жизнеспособности этого метода необходима общая оценка затрат. В общий перечень издержек входят затраты на мобилизацию,



fishing) are monitored as they occur to preserve string life. CoillIFE may also be used to predict the effect of planned operations on a proposed CT string. This can be very useful in the design phase of a project. For continuous operations utilizing proper pipe management, 2-3 side-tracks of approximately 1000 m can be drilled with one string of 2 3/8" pipe.

CT DRILLING ACTIVITY COSTS APPRAISAL

The volume of CT drilling activity in a specific geographical area is a critical factor when determining economical feasibility. It can have a significant impact by reducing personnel costs, with improved cross-training, and by reducing equipment costs with purchased (in place of rented) equipment. To illustrate this point, a conventional CT drilling reentry was considered, i.e., the horizontal side track of a 7000-ft well with a string of 2-3/8-in. CT. Figures 2 and 3 show the cost distribution, respectively, for a 3-well and a 15-well campaign with the same head count. For the 3-well CT drilling campaign, nearly all the specific CT drilling equipment is rented. However, for the 15-well campaign, the CT drilling service company is able to purchase most of the specific CT drilling equipment. This leads to different cost distributions and a significant cost reduction.

The comparison of CT drilling costs with conventional rig rates only provides a partial view of CT drilling competitiveness. A global cost evaluation should be performed to fully assess the viability of CT drilling. This global cost evaluation includes mobilization, demobilization, logistics, environmental- and safety-related costs, time on location, and costs associated with one technique or another.

PRIMARY CT DRILLING COSTS

PERSONNEL

As shown in Figs. 2 and 3, personnel costs make up a significant portion of the total cost for a CT drilling project. These projects require personnel with CT and drilling expertise. Since CT drilling is still in its infancy, most CT drilling operations require an inflated head count simply due to the lack of knowledge in both drilling and CT services. Most projects currently have one driller and one coiled tuber in one CT driller's position. Operators and CT companies alike are beginning to cross-train personnel to reduce the head count, and therefore the costs. This will also improve the overall efficiency of personnel to further reduce the time on location. However, continuous activity is necessary to fully develop this dual expertise.



демобилизацию, материально-техническое обеспечение, издержки, связанные с охраной окружающей среды и техникой безопасности, стоимость рабочего времени на площадке, а также издержки, возникающие при использовании тех или иных технических приемов.

ПЕРВИЧНЫЕ ЗАТРАТЫ НА БУРЕНИЕ ГИБКИМИ НКТ

КАДРЫ

Как показано на рисунках 2 и 3, затраты на кадры в проектах БКТ составляют значительную часть в общей сумме издержек. Для таких проектов необходим персонал с опытом работы в бурении вообще и в БКТ, в частности. Поскольку БКТ еще находится в стадии зарождения, для большинства работ гибкими НКТ требуется тщательная перепись, просто по причине недостатка знаний в области как бурения, так и услуг гибких НКТ. В большинстве проектов в настоящее время работает один бурильщик и один оператор гибких НКТ в должности бурильщика. Операторы и компании БКТ начинают дополнительно обучать персонал, чтобы снять дефицит рабочей силы, а вместе с ним и издержки. Это также благотворно повлияет на общую производительность труда персонала и позволит сократить время работ на площадках. Тем не менее, для полного решения этой двойной задачи необходимы постоянные мероприятия.

АРЕНДОВАННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для БКТ в уже пробуренных и новых скважинах требуется специальное буровое оборудование, например, крупные противовыбросовые превенторы (ПВО), основание, система домкратов для подъема и спуска сборных обсадных колонн или НКТ, емкости для раствора и оборудование для его очистки, оборудование для разгрузки-погрузки и спуско-подъема труб, а также жилые модули. Сервисная компания гибких НКТ часто не имеет этого оборудования в собственности, так как для повседневных работ по капремонту гибкими НКТ оно не требуется. Поэтому, на данном этапе развития БКТ, такое оборудование часто арендуется. В результате, как показано на рисунке 2, затраты на него могут составлять до 32% всех издержек подрядчика, по сравнению с обычной цифрой 1 или 2% в обычном бурении. В связи с этим, из-за такого арендуемого оборудования, экономические показатели бурения гибкими НКТ с трудом конкурируют с обычным бурением, или даже совсем неконкурентоспособны. В случаях, когда имеется достаточный объем работ для обеспечения высокой занятости такого оборудования, некоторые компании, работающие с гибкими НКТ, начали приобретать его в собственность. Это может сократить издержки подрядчика на 25%.

ГИБКИЕ НКТ

Поскольку гибкие НКТ являются расходной позицией с ограниченным сроком службы, издержки на трубы могут составлять до 10% в общей структуре затрат на БКТ; в структуре затрат обычного бурового станка эти затраты составляют очень небольшую долю в общей стоимости станка, так как ими работают многие годы. Только одно это несоответствие может сделать экономические показатели



RENTAL EQUIPMENT

To drill conventional reentries and new wells with a CTU, specific drilling equipment is required, e.g., large blowout preventers (BOPs), substructure, jacking system to pull or run jointed casing or tubing, mud tanks and treating equipment, pipe handling equipment, and accommodations. A CT service company does not often own this equipment, because it is not required for routine CT workover operations. Therefore, in this developmental stage of CT drilling, this equipment is often rented. As a result, shown in Fig. 4, it can account for as much as 32% of the total contractor costs compared to generally 1 or 2% for conventional drilling. Therefore, this rental equipment may make CT drilling economics marginally competitive or not competitive at all. Some CT service companies have begun to purchase this equipment where there is a sufficient volume of activity to maintain a high usage rate. This could reduce the overall contractor's cost by as much as 25%.

CT PIPE

Since CT is a consumable item with limited life, the pipe cost per well can be as much as 10% of the total cost in CT drilling; for a rotary rig the drillpipe is a very small fraction of the total rig cost, because it lasts for years. This discrepancy alone can make the economics of a CT drilling project marginal. In the future, technological advances in CT metallurgy and BHAs may increase the CT life twofold.

DOWNHOLE TOOLS

The BHAs used for CT drilling are slightly different from those used in rotary drilling; as a result, their costs can be marginally or significantly higher. In the case of vertical wells, the CT drilling assembly requires a downhole motor which may account for 20% of the total CT drilling day rate. This often makes CT drilling not competitive unless time on location or other costs can be proportionally reduced. For directional drilling, the CT drilling assembly is very similar to that for rotary drilling; the main difference is an orienting tool which will slightly increase the overall downhole tool cost. As result, CT drilling is more often competitive with rotary drilling when drilling directional wells.

PROJECT GENERAL REQUIREMENTS

In conclusion, it is advisable to summarize the general desirable requirements for CTD projects. They include the following:

- Infrastructure support for CTD operations – The ability to conduct coiled tubing drilling operations when supported by an established infrastructure, familiar and equipped for coiled tubing operations is difficult. Although an active coiled tubing department is functioning, the demands of an infrastructure for support of CTD operations, due to the specialization of equipment/personnel and the 24 hour operations, are significantly higher, and require a mindset very different from that present for the existing operations.
- Compilation of data for a comprehensive study and candidate selection – Quantity, quality, and format of data for development of study/candidate selection.
- Field support structure for operations – The cost of coiled tubing drilling daily operations will be high, allowing very little tolerance for delays or inefficiencies of core support.
- Locating and testing Russian made components and services to reduce the operational costs.
- Implementation of and adherence to personnel training program for placement of national staff into supervisory positions.

Thus, the CTD projects require the deep analysis and throughout study and involve the close interaction cooperation between the customers (in terms of work scope) and the service providers (in terms of required resources). Undoubtedly, the CTD will take its niche on the oilfield service market in Russia but will remain the specific application that will develop with the acquired experience by service and operating companies. ■

БКТ неконкурентноспособными. В будущем, благодаря технологическому прогрессу в металлургии гибких НКТ и КНБК, срок эксплуатации гибких НКТ может вырасти вдвое.

ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

КНБК, применяемые для бурения гибкими НКТ, несколько отличаются от используемых в роторном бурении; в результате, издержки на них могут быть несколько или значительно выше. При бурении вертикальных скважин в компоновку низа бурильной колонны входит забойный двигатель, который может составлять 20% от общей суточной стоимости работы буровой установки гибких НКТ. Часто это приводит к неконкурентоспособности БКТ, если только время работы станка или другие издержки не удастся соответствующим образом сократить. При наклонно-направленном бурении бурильная компоновка гибких НКТ очень похожа на компоновку, применяемую при роторном бурении; основное различие состоит в ориентирующем устройстве, которое несколько увеличивает затраты на КНБК. В результате, БКТ чаще оказывается конкурентоспособным по сравнению с роторным бурением при ННБ.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТАМ БУРОВЫХ РАБОТ

В заключение хотелось бы коснуться общих желательных требований к проектам по БКТ. Они включают в себя следующее:

- Инфраструктура для проведения работ БКТ – возможность применения БКТ в условиях поддержки сложившейся инфраструктуры, подготовленной и оснащенной для ведения работ с применением гибких НКТ, не всегда легко осуществима. Даже несмотря на то, что в регионе есть в наличии отделение по работе с гибкими НКТ, требования к инфраструктуре системы обеспечения работ БКТ (в силу специализированного характера оборудования/персонала и необходимости круглосуточной работы) значительно выше и для их выполнения необходима структура, совершенно отличная от существующей в настоящее время.
- Накопление данных для всестороннего изучения и отбора кандидатов – количество, качество и формат данных для изучения и отбора кандидатов.
- Структура промышленного обеспечения работ – издержки на ежедневное БКТ будут высоки, и в них будет очень небольшой допуск на задержки или неэффективные действия основных вспомогательных служб.
- Поиск и испытание частей, изготовленных в России, а также российских услуг для снижения эксплуатационных издержек.
- Внедрение и систематическое осуществление программы обучения персонала для назначения на руководящие должности местных кадров.

Таким образом, проекты по БКТ требуют глубокого осмысления и изучения и предполагают тесное взаимодействие и заказчиков (в плане определения объемов работ) и подрядчиков (в плане привлечения ресурсов). Несомненно, БКТ займет свою нишу на рынке нефтегазопромысловых услуг в России, оставаясь узкоспециализированным сегментом, который будет расширяться с накоплением опыта сервисных компаний и компаний-операторов. ■

EVALUATION OF CT TECHNOLOGIES IN URENGOI FIELD WELLS WORKOVER

ОЦЕНКА УСПЕШНОСТИ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

D.A. Kryakvin*, A.V. Kustishev*, N.V. Rakhimov**, V.N. Khozyainov**, D.V. Shatalov***
(*Tyumen Gyprogaz R&D Institute, **Gazprom Severpodzemremont, ***Tyumen State O&G University)

At the moment Urengoi oil-gas condensate field is at the closing stage of its development. In order to keep the planned level of gas, gas condensate and oil production it is necessary to support good technical conditions of the operating well stock. This objective can be achieved by means of timely and high-quality well service works.

The service of gas wells is usually prompted by encroachment and destruction of the bottomhole formation zone (BFZ), caused by overrunning of gas mixture (GM) or beveled indraft of formation waters to the well through cement stone. Many gas condensate fields are neglected because of their low productivity and encroachment. The encroachment of the wells is brought about by GM overrunning, beveled indraft of formation waters and income of Cenoman sediment water to the wells, since the production strings are untight. Most of the out-of-service oil wells are suspended because of the inflow of water produced by raising oil-water contact (OWC), hot spot encroachment and income of Cenoman sediment water. Besides, hydrates building-up processes are observed in oil wells.

About 1500 wells were serviced on the field over the last few years (2000-2006). The averaged number of workovers is about 200 well service operations a year (See Table 1).

The workovers are performed in compliance with technical regulations with the help of mobile hoist units

Д.А. Кряквин*, А.В. Кустышев*, Н.В. Рахимов**, В.Н. Хозяинов**, Д.В. Шаталов***
(*ООО «ТюменНИИгипрогаз», **ООО «Газпром северподземремонт», ***ТюмГНГУ)

В настоящее время Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится на завершающей стадии разработки. Для сохранения проектного уровня добычи газа, газового конденсата и нефти необходимо на должном уровне поддерживать техническое состояние эксплуатационного фонда скважин за счет своевременного проведения и качественного исполнения капитального ремонта скважин (КРС).

Основные причины ремонта газовых скважин связаны с их обводнением и разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП) вследствие подъема газовой воды (ГВК) или конусным подтягиванием пластовых вод и поступлением пластовой воды в скважину по цементному камню. Причины бездействия газоконденсатных скважин обусловлены их низкими продуктивными характеристиками и обводнением. Обводнение скважин связано с поднятием ГВК, конусным подтягиванием пластовых вод и поступлением вод сеноманских отложений в скважины из-за негерметичности эксплуатационных колонн. Большинство бездействующего фонда нефтяных скважин простаивает по причине содержания воды в добываемой продукции, связанного с поднятием водонефтяного контакта (ВНК), очаговым обводнением и поступлением вод сеноманских отложений. Кроме того, в нефтяных скважинах наблюдаются процессы образования гидратов.

За последние годы (2000-2006) на месторождении отремонтировано около 1500 скважин, причем количество КРС практически стабилизировалось на уровне 200 скважино-ремонтов в год, как это показано в табл. 1.

TYPE OF WELLS КАТЕГОРИЯ СКВАЖИН	YEAR OF SERVICE ГОД РЕМОНТНЫХ РАБОТ						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GAS ГАЗОВЫЕ	128	122	125	95	100	109	127
GAS CONDENSATE ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ	36	36	36	33	36	30	27
OIL НЕФТЯНЫЕ	54	68	84	73	54	28	42
TOTAL ИТОГО	218	226	245	201	190	167	196

Table 1 – Number of well service operations at Urengoi Field
Табл. 1 – Количество ремонтов скважин на Уренгойском месторождении

A-60 and MTU as well CT units M-1 and M-20. It should be noted that Urengoi field was the first West Siberian site, where the experimental CT units RANT were tested.

The CT units are used in such service operations as sand washing, isolation of formation water inflow and bottom-hole treatment.

The CT technologies helped to service 69 gas, 17 gas condensate and 14 oil wells in Urengoi field last year alone.

A new sand washing technology successfully developed by FID Group specialists back in 2000 was applied to service the gas wells (Figure 1). The isolation technology against formation water inflow was not substantially altered. The know-how method of CT cement squeezing suggested by A.A. Akhmetov is still in practice. At the same time a waterproof compound (WPC) technology designed by the research and production center Neftemash-Nauka was tested in 4 wells (№№ 10244, 12154, 13222, 15042). However, its effect was not positive at all sites. Due to a number of failures connected with WPC technology the success ratio of these service operations is not very high – 92.8 %.

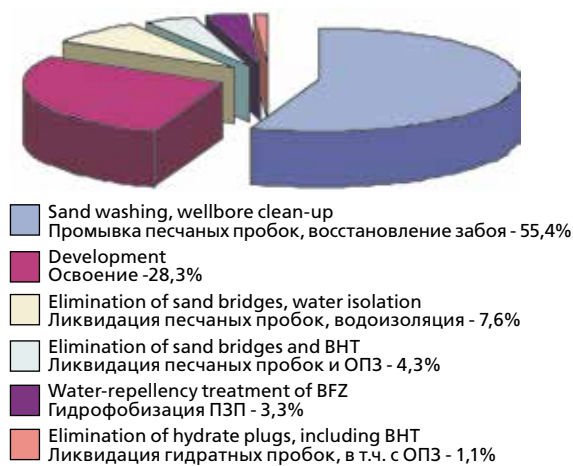


Figure 1 – Types of service operations in gas wells in 2006
Рис. 1 – Виды ремонтов газовых скважин в 2006 году

Among the CT technologies applied in gas condensate wells are isolation technology against formation water inflow with further hydrochloride acid treatment and The principal CT technologies practiced in oil wells are elimination of paraffin-hydrate plugs (wells №№ 6648, 24239, 20425, 6606, 6648, 6319, 6448, 20501) and washing proppant plugs (wells №№ 20361, 20404, 6327, 20363, 20423, 20315, 20353, 6649). Horizontal wellbore washing was undertaken in the well №201336. The success ratio of service operations is lower in this sector. It is just 85.7 %.

Studies of service operations revealed a number of strengths and weaknesses of the applied technologies summarized in Table 2.

In most cases the positive or negative effects of a technology largely depend on the applied technical solutions and compositions. In order to make the use of CT technologies more effective in the conditions of the extreme north we recommend to:

- analyze service operations on a regular basis;
- renew legal framework of ruling documents for coiled tubing technologies;
- develop CT technologies to eliminate the inflow of

Капитальные ремонты скважин проводятся в соответствии с техническими правилами [1] как с обычных передвижных подъемных агрегатов типа А-60 и МТУ, так и с помощью колтюбинговых установок типа М-10 и М-20. Следует отметить, что именно на Уренгойском месторождении впервые в Западной Сибири были испытаны первые опытные колтюбинговые установки типа РАНТ [2].

Основными видами ремонтных работ с помощью колтюбинговых установок являются промывка песчаных пробок, изоляция притока пластовых вод и обработка призабойной зоны пласта.

Только за последний год на Уренгойском месторождении с помощью колтюбинговых технологий отремонтировано 69 газовых, 17 газоконденсатных и 14 нефтяных скважин [3].

На газовых скважинах (рис. 1) применяется технология промывки песчаных пробок, успешно освоенная еще в 2000 году при участии специалистов Группы ФИД. Технология изоляции притока пластовых вод тампонажными цементными растворами существенных изменений также не претерпела. Продолжает применяться «ноу-хау» по закачиванию цементного раствора через гибкую трубу, предложенное Ахметовым А.А. Но одновременно на 4 скважинах (№№ 10244, 12154, 13222, 15042) была

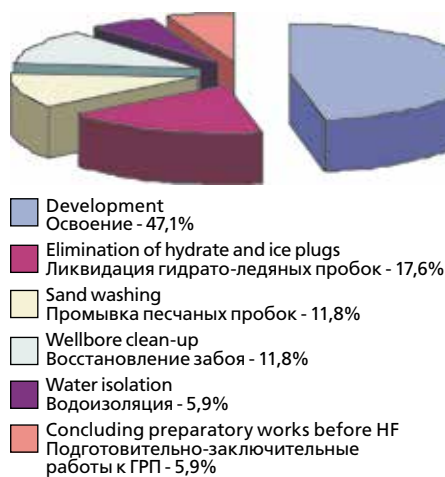


Figure 2 – Types of service operations in gas condensate wells in 2006
Рис. 2 – Виды ремонтов газоконденсатных скважин в 2006 году

испытана технология с использованием водоизоляционного состава (ВИС), разработки ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука», которая не везде имела положительный эффект. Поэтому успешность этих видов ремонтных работ из-за ряда неудач, связанных с применением ВИС, не достаточно высокая и составляет 92,8 %.

На газоконденсатных скважинах (рис. 2) из колтюбинговых технологий в основном применяется технология изоляции притока пластовых вод с последующей

солянокислотной обработкой пласта, а также технология промывки проппантовых пробок после проведенного гидравлического разрыва пласта (ГРП). Успешность очень высокая, составляет 94,1 %.

На нефтяных скважинах основной колтюбинговой технологией является технология ликвидации парафино-гидратных пробок (скважины №№ 6648, 24239, 20425, 6606, 6648, 6319, 6448, 20501) и технология промывки проппантовых пробок (на скважинах №№ 20361, 20404, 6327, 20363, 20423, 20315, 20353, 6649). На скважине №201336 была проведена промывка горизонтального ствола. Успешность ремонтных работ здесь ниже и составляет всего 85,7 %.

Анализ КРС показывает, что применяемые на месторождениях технологии имеют как достоинства, так и недостатки, которые сведены в табл. 2.

В большинстве случаев положительные или отрицательные стороны той или иной технологии зависят от применяемых в них технологических растворов и композиций. Поэтому с целью повышения эффективности использования колтюбинговых технологий на месторождениях Крайнего Севера авторами предлагается:

- осуществлять постоянный анализ проводимых на месторождениях ремонтных работ;
- обновить нормативную базу руководящих документов в области колтюбинговых технологий;

Killing wells with salty solutions Глушение скважин солевыми растворами	Low BFZ contamination Загрязнение ПЗП	Well stimulation is required after the workover, making the well operational after service takes long time Требуется интенсификация притока после КРС, большая продолжительность выхода скважины на технологический режим
Killing wells with neutralizing agents Глушение скважин с использованием блокирующих составов	Low BFZ contamination Малая степень загрязнения ПЗП	Well stimulation is required after the workover Требуется интенсификация притока после КРС
Sand washing with lightened liquids Промывка песчаной пробки облегченными жидкостями	Lightness of sand plug destruction and bringing the destroyed particles to surface Легкость разрушения песчаной пробки и выноса разрушенных частиц на поверхность	A source of inactive or natural gas is needed Необходимость иметь источник инертного или природного газа
Isolation of formation waters inflow with cement solution Изоляция притока пластовых вод цементным раствором	Low cost and availability of the material Низкая стоимость и доступность материала	Big possibility of cement setting in a coiled tube Большая вероятность схватывания цементного раствора в гибкой трубе
Isolation of formation waters inflow with WPC Изоляция притока пластовых вод с применением ВИС	Being tested Находится на стадии апробации	Presence of water in solid state Наличие твердой фазы

Table 2 – Advantages and disadvantages of CT technologies applied at Urengoi field
Табл. 2 – Достоинства и недостатки колтюбинговых технологий, применяемых на Уренгойском месторождении

formation waters and fix bottom-hole area with alcoholic compositions, organic and inorganic polymers, synthetic resins and modified cements;

- design a complex of CT technologies to develop the wells after service and isolation works and hydraulic fracture;
- develop CT technologies to withdraw the wells from inactive stock by means of sidetracking with hybrid CT units;
- develop CT technologies to conserve the wells;
- develop CT technologies for well re-entry;
- develop well killing CT technologies that would combine with conventional technologies for extracting production tubing with the help of mobile units.
- In the context of new well service companies like Gazprom Yugpodzemremont and Gazprom Severpodzemremont emerging on the market it is necessary to design a guideline for cooperation between producing companies and service organizations. ■

References:

1. STO 05751745-115-2005 Technical Rules for Workover at the Wells of Urengoi Field.- Tyumen: Tyumen Gyrogaz R&D Institute, 2005.- 230 p.
2. V.V. Kuznetsov. Coiled Tubing Units at Gazprom Company Facilities // Oil and Capital. App. 1, Coiled Tubing: Experience, Researches, Technologies, Practice. – Printing house “Oil and Capital”, 2001. – Issue 1. – p. 14-16.
3. N.V. Rakhimov, A.V. Kustishev, V.N. Moskvichev, E.I. Yurieva, M.V. Listak. Experience of Coiled Tubing Technologies Implementation at Urengoi Field. New Technologies for Western Siberian Oil and Gas Industry: Collection of scientific papers of Tyumen State O&G University. – Tyumen: 2006. – Issue 2. – p. 415-420.

- разработать комплекс колтюбинговых технологий по ликвидации притока пластовых вод и закреплению призабойной зоны с использованием композиций на основе спиртов, органических и неорганических полимеров, синтетических смол и модифицированных цементов;
- разработать комплекс колтюбинговых технологий по освоению скважин после ремонтно-изоляционных работ и гидравлического разрыва пласта;
- разработать комплекс колтюбинговых технологий по выводу скважин из бездействующего фонда бурением боковых стволов с применением гибридных колтюбинговых установок;
- разработать комплекс колтюбинговых технологий по консервации скважин;
- разработать комплекс колтюбинговых технологий по расконсервации скважин;
- разработать комплекс колтюбинговых технологий по ликвидации скважин, сочетающихся с обычными технологиями извлечения лифтовых колонн с помощью передвижных агрегатов.
- в связи с созданием сервисных организаций по ремонту скважин, таких как ООО «Газпром югподземремонт» и ООО «Газпром северподземремонт» необходимо разработать руководство по взаимоотношению добывающих компаний с сервисными организациями. ■

Литература

1. STO 05751745-115-2005 Технические правила ремонтных работ на скважинах Уренгойского месторождения. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2005. – 230 с.
2. В.В. Кузнецов. Колтюбинговые установки на предприятиях ОАО «Газпром» // Нефть и капитал. Приложение 1, Колтюбинг: опыт, исследования, технология, практика. – Изд-во «Нефть и капитал», 2001. – Вып.1. – С. 14-16.
3. Н.В. Рахимов, А.В. Кустышев, В.Н. Москвичев, Е.И. Юрьева, М.В. Листак. Практика применения колтюбинговых технологий на Уренгойском месторождении // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. ТюмГНГУ. – Тюмень: 2006. – Вып. 2. – С. 415-420.

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЁННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

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

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

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



MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUS* IN RUSSIA

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

*Not less than ten units, currently being operated.



Pictures: injector with 24 ton lifting capacity on the test bench
Photos permitted by NOV Fidmash

HIGH PRESSURE – HIGH TEMPERATURE DOWNHOLE INSPECTION CAMERA DELIVERS IMAGES IN REAL TIME

EV Offshore Ltd (EVO), a leading provider of downhole, well intervention and subsea camera inspection solutions, announced the introduction of the new EVOleye HPHT 200 camera inspection system. The camera is the first of its kind to capture images in real time under high pressure and high temperature conditions downhole.

Visitors to this year's Offshore Europe will be able to view the new system and learn more about it at EV Offshore's stand number 207/5 from 4-7 September 2007 in Aberdeen.

Following an intensive period of testing and development, EV Offshore reports that the development quality of the video transmission is highest quality in the industry today. "Even at this stage of development, the resolution and clarity of the images are second to none," said Peter Farthing, Sales Director for EVO.

A number of major operators have expressed enthusiastic support of this evolving technology. Several companies from the ITF's core sponsor group have contributed R&D funding to expedite development of the new HPHT system in hopes of speeding its delivery to the market. Currently, the EVOleye HPHT 200 is scheduled to be fully operational during Q1 2008.

CAPTURING IMAGES IN ZERO VISIBILITY

In an unprecedented move, EV Offshore plans to release the Acoustic Module following the initial launch of the EVOleye HPHT 200. The Acoustic Module will make it possible to produce imaging in zero visibility. The Acoustic Module is designed using the same telemetry as featured in the Video Module. Both the Video and Acoustic modules complement the EVOleye HPHT 200, and will be available as optional extras.

ABOUT EV OFFSHORE LTD

EV Offshore is an oil and gas service company that specialises in the design, manufacture and operation of downhole, well intervention and subsea camera inspection systems, and serves the international upstream and

НИЕ / TECHNOLOGIES & EQUIPMENT / ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

ВНУТРИСКВАЖИННАЯ КАМЕРА ДЛЯ РАБОТЫ ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ И ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ, РАБОТАЮЩАЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

EV Offshore Ltd (EVO), ведущий поставщик и разработчик исследовательских камер для внутрискважинных и подводных работ, объявил о выходе новой камеры EVOleye HPHT 200. Камера является первой в своем роде, и способна передавать изображение в режиме реального времени в условиях высоких внутрискважинных давлений и температур.

По завершении напряженного периода тестирования и разработки EV Offshore сообщает, что качество видеосигнала на сегодняшний день является самым высоким в отрасли. «Даже на этой стадии разработки, разрешение и четкость изображений являются непревзойденными», – заявил Питер Фарзинг (Peter Farthing), глава отдела продаж EVO.

Несколько основных операторов уже поддержали эту новую развивающуюся технологию. Ряд компаний из основной спонсорской группы ITF внесли свой вклад в финансирование опытно-конструкторских работ для продолжения исследовательских изысканий по развитию новой системы HPHT, надеясь ускорить ее продвижение на рынок. В настоящее время предполагается, что разработка EVOleye HPHT 200 будет объявлена полностью завершенной в первом квартале 2008 года.

ЗАХВАТ ИЗОБРАЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НУЛЕВОЙ ВИДИМОСТИ

Беспрецедентными являются планы EV Offshore выпустить вслед за первоначальным запуском EVOleye HPHT 200 акустический модуль, который позволит получать изображения в условиях нулевой видимости. Акустический модуль разработан с использованием той же телеметрии, что и видео модуль. И акустический, и видео модуль являются приложениями к EVOleye HPHT 200, и будут доступны в качестве дополнительной опции.

ИНФОРМАЦИЯ О EV OFFSHORE LTD

EV Offshore – это нефтегазовая сервисная компания, которая специализируется в конструировании, производстве и эксплуатации видео систем для проведения внутрискважинных и подводных работ, и обслуживает международные нефтегазовые предприятия по разведке, добыче, транспортировке и переработке. Основанная в 2000 году, EV Offshore известна во всем мире своими видео-измерительными системами, которые повышают безопасность



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 mobilisations 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.

EV Offshore is dynamic, innovative company that has won a number of awards for technical innovation and business growth. With established facilities in Aberdeen, Scotland and Norwich, England, and a recently appointed partner Seadrill in Norway, EV Offshore is an exciting growth company within the energy sector.

INTEQ IN DEAL TO MARKET INTELLISERV NETWORK SERVICES

INTEQ, a division of Baker Hughes, has entered into a Services Agreement with IntelliServ Inc. (a Grant Prideco company) for the joint operation and marketing of services around the IntelliServ Network, a wired drill pipe telemetry system. INTEQ has been involved with the development and testing of technology around the IntelliServ Network since 2003. INTEQ equipment and services have been provided on 88% of commercial wells where the IntelliServ Network was used to deliver real-time data.

Currently, INTEQ has more than 3000 operating hours on the IntelliServ Network both offshore and onshore at depths up to 15,000 feet. Deployments with the IntelliServ Network have included OnTrak, AutoTrak, LithoTrak and CoPilot services offshore Norway and land-based Wyoming; managed pressure drilling offshore S.E. Asia; and probe-based MWD tools in Canada.

INTEQ has also run systems with the IntelliServ Network at the Baker Hughes' BETA test facility. These runs deployed the industry's most advanced bottom hole assemblies including AutoTrak, StarTrak, MagTrak, SoundTrak, and TesTrak services.

The link between INTEQ and IntelliServ Inc. allows INTEQ to deliver exceptional quality drilling, LWD and MWD data. It enhances INTEQ's industry leading reservoir navigation and wellbore stability services. The IntelliServ Network's drillstring telemetry facilitates the delivery of a clearer picture of downhole conditions and allows for rapid response to drilling changes so the wellbore can be safely placed in the optimal position in the reservoir.

FERN COMMUNICATIONS INTRODUCES INDUSTRY FIRST ATEX-CERTIFIED PORTABLE RADIO REPEATER

FRX-1 INCREASES RADIO COVERAGE BY ELIMINATING RADIO BLACK SPOTS

Fern Communications Ltd, a leading provider of two-way radio communications systems to the international upstream oil and gas industries, today announced an industry first with the launch of the FRX-1 ATEX Portable Radio Repeater. The new lightweight ATEX-certified radio repeater dramatically increases radio coverage both on

проведения работ, сокращают производственные простои и операционные издержки и предоставляют необходимую информацию для процесса принятия решений. Системы видеонаблюдения EV Offshore использовались при выполнении более чем 500 контрактов для получения данных визуального наблюдения международными операторами в большинстве нефтегазовых регионов. Компания также предоставляет услуги по консультированию разработок для большого спектра подводных операций.

EV Offshore – это динамичная, передовая компания, которая была удостоена наград за технические инновации и коммерческое развитие. Компания имеет представительства в Абердине, Шотландия и Норидже, Англия, и недавно появившегося партнера в Норвегии – компанию Seadrill.

«INTEQ» ЗАКЛЮЧАЕТ СОГЛАШЕНИЕ С «INTELLISERV»

«INTEQ», подразделение компании «Baker Hughes», заключила Соглашение об Услугах с «IntelliServ Inc.» (компания «Grant Prideco») о совместной работе по продаже услуг, связанных с «IntelliServ Network», проводной телеметрической системой бурильной колонны. Компания «INTEQ» была задействована в разработке и тестировании технологий, используемых в «IntelliServ Network» начиная с 2003 года. Оборудование и услуги поставлялись на 88% промышленно значимых скважин, где система «IntelliServ Network» использовалась для получения данных в режиме реального времени.

На данный момент «INTEQ» отработала более 3000 эксплуатационных часов с «IntelliServ» как на суше, так и в море на глубине вплоть до 4500 м. Работы с использованием системы «IntelliServ Network» включают в себя оказание услуг при помощи «OnTrak», «AutoTrak», «LithoTrak» и «CoPilot» в водах Норвегии и на суше в Вайоминге; управление бурением с принудительной подачей с поверхности в водах Юго-Восточной Азии; а также скважинные исследования в процессе бурения с помощью каротажного микрозонда.

Также «INTEQ» использует системы «IntelliServ Network» в установках для эксплуатационных испытаний компании «Baker Hughes». В этих случаях задействуется самое передовое оборудование низа бурильной колонны, включая «AutoTrak», «StarTrak», «MagTrak», «SoundTrak» и «TesTrak».

Связь между «INTEQ» и «IntelliServ Inc.» позволяет «INTEQ» предоставлять высококачественную информацию о бурении, каротаже во время бурения и скважинных исследованиях в процессе бурения. Это усиливает лидирующие позиции «INTEQ» в области оказания услуг по навигации в пласте и поддержке устойчивости ствола скважины. Телеметрия бурильных колонн «IntelliServ Network» облегчает получение более четкой картины внутрискважинных параметров и позволяет быстрее реагировать на изменения при бурении таким образом, чтобы ствол скважины занимал оптимальную позицию в пласте.

FERN COMMUNICATIONS ПРЕДСТАВИЛА НОВУЮ ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ – ПОРТАТИВНЫЙ РАДИОРЕЛЕЙНЫЙ РЕТРАНСЛЯТОР, СЕРТИФИЦИРОВАННЫЙ АTEX

FRX-1 УВЕЛИЧИВАЕТ РАДИО ПОКРЫТИЕ ПУТЕМ УСТРАНЕНИЯ «ЧЕРНЫХ РАДИО ПЯТЕН»

Компания Fern Communications Ltd, ведущий производитель двусторонних систем радиосвязи международным нефтегазовым предприятиям, объявила о начале производства портативного радиорелейного ретранслятора FRX-1 ATEX. Новый легкий сертифицированный АTEX радиорелейный ретранслятор значительно увеличивает радиопокрытие на суше и на море благодаря устранению



and offshore by eliminating radio “black spots” that wreak havoc with radio signals, interrupting the flow of vital radio communications.

BENDING RADIO SIGNAL = RELIABLE RADIO COMMUNICATIONS

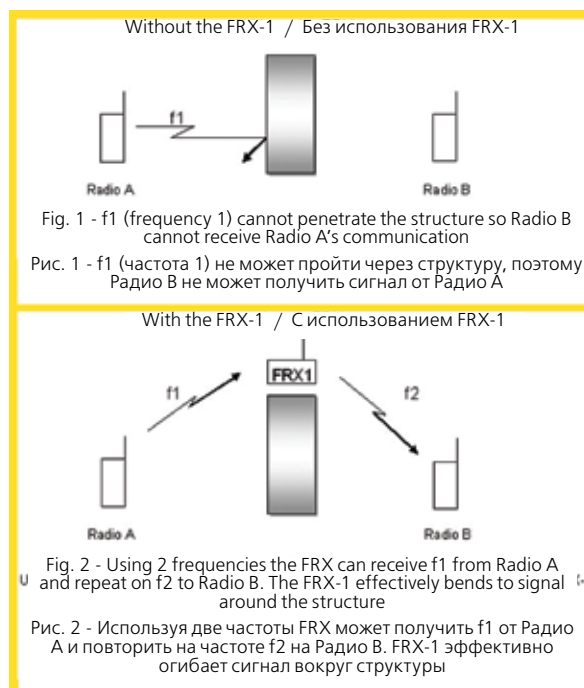
The first portable radio repeater in the oil industry, the FRX-1 fills a gap in the market for a system that provides consistent, uninterrupted radio communication, especially offshore.

“Reliable radio communications are critical for safe and efficient well services, especially offshore,” said Jennifer Cushion, Managing Director of Fern Communications. “Unfortunately, standard radio systems are extremely vulnerable to what we call ‘black spots.’ Typically, these are solid structures that make up the platform and block radio signals, making it impossible for the targeted receiving radio to receive the signal. The upshot is that radio communications consistently break down in certain areas,” she added.

The FRX-1 was developed in response to customer demand for a system that would address this issue. In an effort to provide a solution, Fern Communications began developing the FRX-1 radio repeater in 2006. The system was put through a series of rigorous field tests in a variety of underground sites and rig simulator training centres in Norwich, England and Aberdeen.

“Today’s FRX-1 is the only system of its kind that effectively bends the radio signal around a solid structure so that it reaches its target destination: the receiving radio located on the other side of the structure,” said Cushion. “For the first time, two-way radio communication is truly reliable, which bodes well for improving productivity, and enhancing health and safety standards,” she added.

To ensure that the FRX-1 may be used in a broad range of environments, the system is approved for use by the European Union in hazardous Zones 1 and 2, gas group 11C and temperature-rated to T5, all in accordance with ATEX Directive 94/9/EC, the set of rigorous standards aimed at preventing explosions, and protecting people in the event of an explosion. Because the RF section of the FRX-1 has both EU and FCC approval, it can be used in North America, Europe and most oil-producing regions. It is also ingress-protected to IP66, which makes it dust-tight and protected against powerful water jets and water dispersed by heavy seas.



«черных пятен», которые вносят хаос в радиосигналы, прерывая поток важных радио переговоров.

ПРЕЛОМЛЕННЫЙ РАДИО СИГНАЛ = НАДЕЖНАЯ РАДИОСВЯЗЬ

Являясь первым портативным радиорелейным ретранслятором в нефтяной отрасли, FRX-1 заполняет нишу на рынке системой, которая предоставляет последовательную, непрерывную радиосвязь, особенно вдали от берега.

«Надежная радиосвязь имеет решающее значение для безопасных и эффективных скважинных работ, особенно вдали от берега», – заявила Дженифер Кашн (Jennifer Cushion), генеральный директор Fern Communications. «К сожалению, стандартные радиосистемы чрезвычайно подвержены влиянию так называемых «черных точек». Обычно они представляют собой твердые структуры, которые образуют платформу и блокируют радиосигналы, делая невозможным для принимающего устройства их получение. Как следствие, радиосвязь обрывается в определенных районах», – добавила она.

Система FRX-1 была разработана в ответ на потребительский спрос на продукт, который устранил бы эту проблему. Пытаясь найти решение, Fern Communications стала разрабатывать радиорелейный ретранслятор FRX-1 в 2006 году. Эта система была подвергнута ряду суровых полевых испытаний в разнообразных подземных условиях и оборудованных специальным оборудованием учебных центрах в Норидже, Англия, и Абердине, Шотландия.

«На сегодняшний день FRX-1 – единственная система в своем роде, которая обеспечивает изгиб радиосигнала вокруг твердой структуры так, что он достигает своего предполагаемого назначения: принимающего радио, расположенного по другую сторону структуры», – отметила Кашн. – «Впервые двусторонняя радиосвязь является поистине надежной, и, как следствие, можно говорить об улучшении производительности и стандартов здоровья и безопасности».

О том, что FRX-1 может использоваться в самых различных условиях, свидетельствует тот факт, что она была одобрена для использования Европейским Союзом в опасных зонах 1 и 2, газовой группы 11C и при температурных показателях до T5, все в соответствии с директивой АТЕХ 94/9/ЕС, совокупности строгих норм, направленных на предотвращение взрывов и защиту людей во время взрывов. Поскольку полоса радиочастот (RF) FRX-1 одобрена и ЕС, и Федеральной комиссией связи США, система может использоваться в Северной Америке, Европе и большинстве нефтедобывающих регионов. Она также отвечает стандарту IP66, что делает ее пыленепроницаемой и защищенной от мощных струй воды и брызг от высоких морских волн.

LIGHTWEIGHT SYSTEM HIGHLY COMPATIBLE

The portable FRX-1 operates on VHF, marine and UHF frequencies, meaning that it is fully compatible with existing radio communications systems currently in use offshore. The four-position channel switch makes it possible to select one of four frequencies, which is very useful at busy sites where frequencies are often shared. Using CTCSS and DCS, users can also share frequencies with other radio users in privacy. The output power can be set to between one and five watts, depending on the country and site owner's specifications.

Weighing just 14kg, the FRX-1 is lightweight and extremely compact so that it can be easily used and positioned on platforms, rigs and FPSOs.

The system's high capacity Li-Ion battery means that the FRX-1 can operate for more than 18 hours before it must be charged. For continual use, auxiliary batteries are available.

ABOUT FERN COMMUNICATIONS LTD

Fern Communications Ltd specialises in the design and manufacture of two-way radio communications systems for the international upstream oil and gas industries.

Established in 2002, Fern Communications was co-founded by Managing Director Jennifer Cushion, an Australian electronics engineer, and Technical Director Clive Cushion, a British industrial product designer. Together, the two offer 40 years of collective experience in the radio communications industry. Today, Fern Communications is known as one of the UK's leading suppliers of radio communications systems to the international oil industry, and operates from bases in Aberdeen, Scotland and Lowestoft, England.

With a strong customer base in the United Kingdom, Fern Communications also exports its systems worldwide to oil services companies in Kazakhstan, Iran, Sweden, The Netherlands, Nigeria, Angola, Belgium, Bulgaria, the Ukraine, Poland, Brunei and Hong Kong, among others. Its customers use the company's state-of-the-art radio communications technology to maximise oil production, and provide a safer offshore working environment. ■

ВЫСОКО СОВМЕСТИМАЯ СИСТЕМА С МИНИМАЛЬНЫМ ВЕСОМ

Портативная система FRX-1 работает на очень высокой частоте, морских и ультравысоких частотах; это означает, что она полностью совместима с системами радиосвязи, которые в настоящее время используются вдали от берега. Четырехпозиционный переключатель каналов позволяет выбрать одну из четырех частот, что очень удобно в перегруженных радиосигналами районах, где частоты являются общими. Используя стандарты CTCSS и DCS, пользователи могут также использовать частоты совместно с другими радио пользователями, работая при этом автономно. Выходная мощность может быть установлена в пределах 1-5 Вт, в зависимости от особенностей страны и местоположения.

Обладая весом всего в 14 кг, FRX-1 является легкой и невероятно компактной системой, поэтому она может легко размещаться и использоваться на платформах, буровых установках и FPSO.

Мощная литиевая батарея системы позволяет эксплуатировать FRX-1 в течение 18 часов без подзарядки. Для непрерывного использования имеются дополнительные батареи.

ИНФОРМАЦИЯ О FERN COMMUNICATIONS LTD

Fern Communications Ltd специализируется на разработке и производстве систем двусторонней связи для международных нефтегазовых предприятий.

Компания Fern Communications была основана в 2002 году. Ее соучредителями стали генеральный директор Дженифер Кашн (Jennifer Cushion), австралийский инженер-электронщик, и технический директор Клайв Кашн (Clive Cushion), британский разработчик промышленных изделий. Сегодня компания Fern Communications известна как ведущий поставщик систем радиосвязи для международной нефтяной промышленности, и имеет представительства в Абердине, Шотландия, и Лоустофте, Англия.

Имея значительную базу клиентов в Великобритании, Fern Communications экспортирует свои системы по всему миру в нефтяные сервисные компании Казахстана, Ирана, Швеции, Голландии, Нигерии, Анголы, Бельгии, Болгарии, Украины, Польши, Брунея и Гонконга. Клиенты используют внедренные технологии радиосвязи компании для максимизации добычи нефти и обеспечения более безопасной рабочей обстановки вдали от берега. ■





Fidmash®

Комплекс оборудования для ГРП

В состав комплекса входят:

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



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

www.fidmashnov.com



8TH COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

8-ая КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

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



19 сентября 2007 – УЧЕБНЫЙ СЕМИНАР

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

20 сентября 2007 – КОНФЕРЕНЦИЯ

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

September 19, 2007 – SEMINAR

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

September 20, 2007 – CONFERENCE

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

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



General Sponsor
Генеральный спонсор



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

Контакты

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

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

Contacts

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



8TH COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

8-я КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ

www.conference.cttimes.org

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

APPLICATION FORM

ЗАЯВКА НА УЧАСТИЕ

PLEASE SEND FORM BY FAX

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

ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

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

Name/Ф.И.О.:

JobTitle/Должность:

Company/Организация:

Address/Адрес:

Phone/Телефон:

Fax/Факс:

E-mail:

www

Registration FEE/Регистрационный сбор

Seminar Participant / Слушатель **Семинара**
Conference Participant / Участник **Конференции**

130 USD / 3300 руб. ☐

695 USD / 17700 руб. ☐

TOTAL / ИТОГО:

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

Participant

Speaker

Участник

Докладчик

Article Name

Тема доклада

Send me additional information/Прошу прислать дополнительную информацию

Sponsors possibility

Hotel booking

Спонсорские возможности

Бронирование гостиницы

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

Date

Family

Sign

PLEASE SEND FORM BY FAX

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

ОТПРАВЬТЕ ЗАЯВКУ ПО ФАКСУ

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

AWARD FOR ANTECH

AnTech has received a Highly Commended award in the 'BP Award for Best Partnership between Business and Education' category. The firm was recognised for its efforts to train and attract young people to the manufacturing industry at the 25th Annual Manufacturing Excellence Awards (MX2007) sponsored by the Institution of Mechanical Engineers in London.

Following assessment during an onsite presentation, AnTech was selected as one of three finalists in the category.

“We’re very excited to have our efforts recognised on the national level by such a prestigious organisation,” said Toni Miszewski, Managing Director and Founder of AnTech. “We believe that young people need ample opportunity to gain personal experience in a manufacturing setting so they can make informed decisions about pursuing a career in engineering. Our work with local schools and the University of Exeter has produced outstanding results thus far, so it’s extremely heartening to receive this commendation from our peers.”

BAKER OIL TOOLS ACHIEVES SUCCESSFUL WELLBORE CLEAN UP AND CASING EXIT IN EGYPT

After a competitor could not successfully set their 9-5/8" hydraulic casing exit system, a major customer based in Cairo, Egypt called Baker Oil Tools for help. A standard clean up and gage operation had been conducted prior to the deployment of the first casing exit system, but this had been unsuccessful and debris was still present in the long, highly-deviated section of the well. BOT delivered specific wellbore clean up procedures and equipment to remove as much debris from the well as possible. This allowed a casing exit system to be successfully set and the exit milled. BOT's VACS™ (Vectored Annulus Cleaning System) was used as the primary method to remove debris. After one VACS tool run was completed, a gauge run was conducted prior to the installation of a bridge plug. BOT then ran a bottom trip mechanical whipstock and successfully set it at 15,940 ft (4859 m) in a hole deviation of 76°. Total milling time for the casing exit was 16 hours and a total of 45 ft (14 m) were milled.

LITHIUM BATTERIES OFFER EXCEPTIONAL VIBRATION, SHOCK AND TEMPERATURE PERFORMANCE FOR OIL DRILLING APPLICATIONS

Saft, the world's leading manufacturer of specialty batteries for industrial applications, has signed a \$3 million contract with Weatherford International. Under the agreement, Saft will supply its LSH 20 HTS lithium-thionyl chloride (Li-SOCl₂) battery packs for Measurement While Drilling (MWD) tools.

MWD is a highly demanding application and creates a challenging environment for the equipment and its components. The batteries must be able to perform in temperatures up to +125°C and endure very high

НАГРАДА ДЛЯ ANTECH

Компания AnTech получила престижную награду в номинации «За успешное сотрудничество бизнеса и образования», присуждаемую компанией ВР. Усилия организации по обучению молодых людей и привлечению их внимания к работе в промышленной отрасли были оценены во время 25-й ежегодной церемонии вручения наград за достижения в производственной сфере (MX2007), проходящей при поддержке лондонского Общества инженеров-механиков.

В соответствии с оценкой презентации компании, AnTech была выбрана в качестве одного из трех финалистов в этой номинации.

«Мы очень рады, что наши усилия получили столь высокую оценку на национальном уровне от такой авторитетной организации», — говорит Тони Мижевски, управляющий директор и основатель AnTech. «Мы уверены, что молодым людям нужна реальная возможность получить личный производственный опыт, чтобы принимать продуманные решения насчет продолжения карьеры в технической сфере. Наше сотрудничество с местными школами и Экстерским университетом дало выдающиеся результаты, и нас очень вдохновляет признание со стороны коллег», — пояснил Межевски.

КОМПАНИЯ BAKER OIL TOOLS УСПЕШНО ПРОВЕЛА В ЕГИПТЕ РАБОТЫ ПО ОЧИСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ЗАРЕЗКЕ ОКНА В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

После того, как конкурент не смог установить свою гидравлическую систему реззки окна в обсадной колонне, крупный заказчик, базирующийся в столице Египта Каире, обратился за помощью к Baker Oil Tools. Перед разворачиванием первой системы реззки окна в обсадной колонне была проведена стандартная измерительно-очистная операция, но она не увенчалась успехом и в длинном, сильно искривленном отсеке скважины оставался мусор. Тогда Baker Oil Tools использовала специальную методику и оборудование для очистки ствола скважины с целью убрать как можно больше мусора. Это позволило успешно запустить ситему реззки окна в обсадной колонне и вырезать окно. В качестве основного метода удаления мусора была использована Направленная Система Очистки Затрубного Пространства (VACS™) компании Baker Oil Tools. После того, как VACS™ отработала один цикл, были проведены измерительные процедуры, предшествующие установке пакер-пробки. Затем Baker Oil Tools провела спуск механического скважинного отклонителя и успешно установила его на глубине 15,940 футов (4859 м) при искривлении скважины в 76°. Общее время фрезеровки окна в обсадной колонне составило 16 часов. За это время было отфрезеровано 45 футов (14 м).

**ЛИТИЕВЫЕ БАТАРЕИ ДЕМОНИСТРИРУЮТ
ЧРЕЗВЫЧАЙНУЮ ВИБРО-, УДАРО-
И ТЕМПЕРАТУРНУЮ СТОЙКОСТЬ
ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

Мировой лидер в производстве специализированных батарей для промышленных целей компания Saft подписала контракт на 3 миллиона долларов с Weatherford International. Согласно этому соглашению Saft поставит блоки литий-тионилхлоридных источников питания LSH 20 HTS для устройств, используемых при сборе данных в процессе бурения (СДПБ).

СДПБ — очень ответственный процесс, создающий непростые условия для оборудования и его компонентов. Батареи должны

сохранять работоспособность при температуре до +125°C и при сильных вибрациях (20 G RMS) в течение продолжительного времени (обычно 24–48 часов).

Батареи, составленные из элементов LSH 20 HTS, обеспечивают энергией оборудование СДПБ во время измерения основных параметров, таких, как наклон, вибрация, температура, давление, горная порода. Полученная информация посылается на поверхность для анализа. Очень важно поддерживать полное напряжение питания на протяжении всего процесса, чтобы бурение было возможно настроить на максимальную эффективность.

«Наша модель LSH 20 HTS изначально разрабатывалась для работы в условиях максимальных колебаний, ударных воздействий и температуры при запуске исследовательских космических ракет», — говорит генеральный директор компании Saft Specialty Battery Group Томас Алсайд. «Эти же батареи продемонстрировали отличные показатели в ходе таких ответственных измерительных процессов в нефтегазовой отрасли, как СДПБ. Этот новый заказ от ведущего производителя отрасли компании Weatherford укрепляет позиции Saft на рынке бурения нефтяных скважин.

Надежный элемент LSH 20 HTS — это механически улучшенная версия уже проверенной модели LSH 20, способной работать при температурах от -60°C до $+85^{\circ}\text{C}$. Высокий уровень ударных воздействий, колебаний, давления и экстремальных температур типичен для тяжелых условий, в которых проходит бурение и мониторинг нефтяных и газовых скважин, когда в поисках дополнительных нефтяных ресурсов приходится бурить все глубже. Изготовленные на основе элементов LSH 20 HTS батареи Saft, кроме СДПБ используются также и при других типах мониторинга скважин, таких, например, как каротаж во время бурения, подземный ремонт скважин и неразрушающий контроль трубопроводов. Батареи также отлично подходят для армейского оборудования, где требуется высокая виброустойчивость (например, для передатчиков катапультируемых кресел).

КОМПАНИЯ HALLIBURTON ЗАКЛЮЧИЛА ДОГОВОР О ПРИОБРЕТЕНИИ ООО «БУРСЕРВИС»

Компания Halliburton заключила окончательное соглашение с акционерами ООО «Бурсервис» о покупке полного акционерного капитала компании. Остается только получить одобрение органов государственного управления.

Основанное в 2004 году ООО «Бурсервис» является лидирующим поставщиком услуг по направленному бурению в России. Штаб-квартира компании находится в г. Усинск, Республика Коми, общее число сотрудников — примерно 100 человек.

«Благодаря своим незаурядным работникам и высокому качеству услуг «Бурсервис» завоевало блестящую репутацию в Тимано-печорском регионе России. Мы рассчитываем, что с помощью технологий Halliburton компания значительно ускорит темпы своего развития», — заявил вице-президент Sperry Drilling Services Бреди Мерфи.

Основанная в 1919 году компания Halliburton является одним из ведущих мировых производителей продукции и услуг в энергетическом комплексе. Имея около 50 000 сотрудников примерно в 70 странах мира, она обеспечивает обслуживание нефтегазовых месторождений на протяжении всего эксплуатационного цикла — от обнаружения насыщенного углеводородами пласта и сбора геологической информации, до бурения и оценки параметров продуктивного пласта, строительства и освоения скважины, оптимизации добычи.

SCHLUMBERGER ACQUIRES GEOSYSTEM ELECTROMAGNETIC TECHNOLOGY AND SEISMIC IMAGING

Schlumberger announced the acquisition of Geosystem, a Milan-based provider of land and marine electromagnetics (EM) and seismic imaging services. Electromagnetics is a subsurface measurement used by the oil and gas industry for enhanced reservoir description and is one of the fastest-growing new technologies in the oilfield.

"The combination of Geosystem land acquisition, processing and interpretation expertise with the marine acquisition capabilities of WesternGeco Electromagnetics will result in a comprehensive geophysical solution for our customers," said Dalton Boutte, president of WesternGeco, — "the Geosystem interpretation group is well recognized in the business."

Geosystem is a leading provider of commercially available processing software for land and marine electromagnetics surveys. The company also has expertise in the joint inversion of multiple geophysical measurements – acquired through seismic, gravity and magnetotelluric surveys. Geosystem has 55 employees and will become part of WesternGeco Electromagnetics – which was previously known as AGO.

"The real value of electromagnetics will be demonstrated through integration with other measurements such as seismic and gravity, and WesternGeco is uniquely positioned to provide these services," said Dr. Silvia Foresti, founder of Geosystem.

The Geosystem office in Milan, Italy will become a WesternGeco Electromagnetics Center of Excellence.

PARKER DRILLING ANNOUNCES KAZAKHSTAN TAX RULING

Parker Drilling Company (NYSE: PKD), a U.S. company and worldwide provider of drilling and drilling- related services, announced that the Supreme Court of Kazakhstan (“SCK”) has issued a written ruling which affirms the 2006 SCK ruling upholding an assessment of taxes by the Tax Committee of the Ministry of Finance of Kazakhstan (“MinFin”) against the Kazakhstan branch of a Parker subsidiary. The assessment is for income taxes which are based on \$99 million of reimbursements that the subsidiary received for modifications performed in 1998-99 outside of Kazakhstan to upgrade the subsidiary’s drilling barge prior to its importation into Kazakhstan.

Parקר intends to pursue all appropriate efforts to ensure that this decision is reviewed at senior levels in the Republic of Kazakhstan (RoK). Any further consideration of this decision is subject to the discretion of the government of the RoK and it is uncertain if any further consideration or relief will be granted. The exact amount of the judgment, including any additional interest and penalties, will not be known until the formal notice is issued by the Tax Committee of the Ministry of Finance.

Mr. Robert L. Parker Jr., chairman and chief executive officer stated: "We are extremely disappointed in the

КОМПАНИЯ SCHLUMBERGER ПРИОБРЕТАЕТ GEOSYSTEM ELECTROMAGNETIC TECHNOLOGY AND SEISMIC IMAGING

Schlumberger заявила о приобретении компании Geosystem — базирующегося в Милане поставщика услуг электромагнитной и сейсморазведки на море и на суше. Электромагнитный метод подземной разведки используется в нефтегазовой промышленности для расширенной характеристики месторождений и является одной из наиболее быстро развивающихся технологий в нефтяном промысле.

«Сочетание наземного опыта Geosystem в области получения, обработки и анализа данных с морскими возможностями WesternGeco Electromagnetics позволит нам предложить нашим клиентам расширенный спектр геофизических решений», — заявил президент WesternGeco Дэлтон Боут, — «результаты работы интерпретационной группы компании Geosystem в этом бизнесе оцениваются очень высоко».

Geosystem является ведущим поставщиком промышленного программного обеспечения для обработки данных, полученных с помощью электромагнитного метода на море и на суше. Также компания обладает опытом комплексной обработки данных множественных геофизических исследований, таких как сейсморазведка, гравиметрическая разведка и магнитотеллурические исследования. Компания Geosystem, в которой работают 55 сотрудников, станет частью WesternGeco Electromagnetics, ранее известной как AGO.

«Истинное значение электромагнитного метода будет продемонстрировано с помощью интеграции его с другими способами измерения, такими, как сейсмический и гравитационный, и WesternGeco является эксклюзивным поставщиком этих услуг», — пояснила доктор Сильвия Форести, основатель Geosystem.

Миланский офис Geosystem станет головным центром WesternGeco Electromagnetics.

КОМПАНИЯ PARKER DRILLING СООБЩИЛА О ПОСТАНОВЛЕНИИ О НАЛОГООБЛОЖЕНИИ

Американская компания Parker Drilling, работающая на мировом рынке бурения и связанных с ним услуг, сообщила, что Верховный суд Казахстана (ВСК) принял письменное постановление, подтверждающее постановление ВСК от 2006 года, которое утверждало сумму налогового обложения, установленную Налоговым комитетом Министерства финансов Казахстана для Казахстанского отделения дочерней компании Parker. Речь идет о подоходных налогах с компенсации в размере 99 миллионов долларов США, которую дочерняя компания получила за проведенную в 1998—99 гг. за пределами Казахстана модернизацию своей буровой баржи перед ее ввозом в Казахстан.

Parker собирается приложить все возможные усилия, чтобы убедиться, что это решение рассмотрено на самом высоком уровне Республики Казахстан (РК). Дальнейшее рассмотрение этого вопроса остается на усмотрении правительства РК и перспективы улучшения ситуации неопределенны. Точная присужденная сумма, включая дополнительные проценты и прочие взыскания, станет известна только после выхода официального уведомления Налогового комитета Министерства финансов.

Председатель совета директоров и главный исполнительный директор Роберт Л. Паркер младший заявил: «Мы очень разочарованы решением Верховного суда Казахстана и убеждены,

ruling of the Kazakhstan Supreme Court today and are convinced that upon further review our issues with the ruling will be appropriately addressed. This ruling is especially distressing to Parker not only because it reverses two earlier decisions of the Supreme Court and is contrary to the U.S.-Kazakhstan Tax Treaty, but also because it does not reflect the strong relationship between Parker and the Republic of Kazakhstan to which Parker has been committed for over 15 years.”

Parker continued, "Our Company was the first international drilling contractor to come to Kazakhstan in 1993 shortly after successfully assisting the Kazakh Ministry of Oil and Gas with a drilling program to complete very difficult and dangerous wells in the Tengiz field. Since then we have contributed to drilling or completing over 170 wells for Tengizchevroil in the Tengiz field, drilled many other wells for ten other oil and gas companies, including 12 wells in the Kashagan field of the North Caspian Sea, all of which will provide significant financial benefits to Kazakhstan for many years to come.

“In addition, Parker has employed over 1,500 Kazakh citizens and has been a tireless advocate of foreign investment in Kazakhstan, particularly through the efforts of our former chairman, Mr. Robert L. Parker Sr., who was recently honored for his dedication and service to the U.S.-Kazakhstan Business Association. Parker has also advocated strongly with Congress for Kazakhstan to be awarded Market Economy status, an award that is valuable to the country both economically and politically.”

«STAR ENERGY PROCURES RIGHTS TO UKRAINIAN OIL & GAS PROJECTS

Star Energy and its newly registered subsidiary Anglo-Ukr Energy (AUE) have acquired rights to three Ukrainian oil and gas projects. The projects, Region, Dewon and Bukovyna, are comprised of seven oil and gas fields with estimated reserves of over 100 million barrels of oil and 150 billion cubic feet of gas. Two of the fields are currently producing and with refurbishment are expected to substantially increase production.

Through AUE, Star intends to promote and expand operations in Ukraine. The subsidiary headquarters will be located in Kiev with planned regional offices in Ivano-Frankovsk and Poltava.

In addition, Star Energy Corporation has joined the American Chamber of Commerce in Ukraine, a move, which will strengthen Star's position in the region.

Patrick J. Kealy, President & CEO, said, "These developments are a great move forward as we execute on our business plan. We continue to concentrate on promising projects in the Ukraine and remain excited about our future."

Star Energy Corporation is a U.S.-based public entity engaged in acquisition, exploration, and development of oil and gas deposits in Eastern Europe and CIS. The company's goal is to provide Western investors with access to a portfolio of natural resource licenses and operating companies. ■

что в ходе дальнейшего рассмотрения вопроса наши доводы все-таки будут услышаны. Это постановление особенно огорчает нас не только потому, что оно отменяет два предыдущих решения Верховного Суда и противоречит Соглашению по вопросам налогообложения между США и Казахстаном, но также потому, что оно не отражает те тесные взаимоотношения между Parker и Республикой Казахстан, которым наша компания посвятила последние 15 лет».

Паркер продолжает: «Наша компания была первым зарубежным подрядчиком по бурению, пришедшим в Казахстан в 1993 году вскоре после того, как мы помогли Министерству нефти и газа РК с буровой программой по освоению труднодоступных и опасных скважин Тенгизского месторождения. С тех пор мы посодействовали бурению и освоению более чем 170 скважин для Tengizchevroil на Тенгизском меторождении, пробурили еще множество скважин для 10 других нефтегазовых компаний, в том числе и 12 скважин на Кашаганском месторождении на севере Каспийского моря, все из которых принесут Казахстану значительную финансовую выгоду на годы вперед.

Кроме того, мы предоставили рабочие места более чем 1500 гражданам Казахстана и неустанно поддерживали процесс привлечения иностранных инвестиций в эту страну, особенно благодаря стараниям нашего предыдущего председателя, господина Роберта Л. Паркера старшего, чья преданность интересам американо-казахстанского торгово-промышленного сотрудничества была недавно высоко оценена. Также Parker активно выступал в Конгрессе за присуждение Казахстану статуса государства с рыночной экономикой, который чрезвычайно важен для страны как с политической, так и с экономической точки зрения.

«STAR ENERGY» ПОЛУЧАЕТ ПРАВА НА УКРАИНСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ

«Star Energy» и её недавно зарегистрированная дочерняя компания «Anglo-Ukr Energy» («AUE») приобрели права на 3 украинских нефтегазовых проекта. Проекты Регион, Девон и Буковина состоят из семи нефтегазовых месторождений, запасы которых оцениваются в 100 миллионов баррелей нефти и 150 миллиардов кубических футов газа. 2 из этих месторождений на данный момент работают и после обновления ожидается, что они смогут значительно увеличить продуктивность.

Благодаря «AUE», «Star» намеревается расширить свою деятельность на Украине. Головной офис дочерней компании будет находиться в Киеве, региональные представительства планируется разместить в Ивано-Франковске и Полтаве.

Кроме того, «Star Energy Corporation» стала членом Американской торговой палаты на Украине, совершив шаг, который усилит позиции компании в регионе.

Президент и исполнительный директор компании Патрик Дж. Кели заявил: “Эти изменения – большой шаг вперёд. Мы продолжаем придерживаться нашего бизнес-плана, мы продолжаем следить за многообещающими проектами на Украине и с уверенностью смотрим в будущее”.

«Star Energy Corporation» – это Американское государственное предприятие, занимающееся приобретением, изучением и разработкой нефтегазовых месторождений в Восточной Европе и СНГ. Цель компании – получение для западных инвесторов доступа к природным ресурсам и налаживание контактов с добывающими компаниями. ■



ФОРМОСТ

Нефтегазопромысловое оборудование

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

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

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

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

Формост Россия

Москва, 119180

ул. М. Полянка, 12А, офис 11

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

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

Гибридные колтюбинговые буровые установки: мы уже сделали 60 таких установок и продолжаем их выпускать.

FOREMOST

От концепции к реальности.

ФОРМОСТ

October / Октябрь		
1-10	EXPO PETRO GAS 2007 -International Exhibition of Installations, Equipment and Technologies for Crude Oil, gas extraction & processing EXPO PETRO GAS 2007 – 7-я Международная выставка установок, оборудования и технологий добычи и переработки нефти и газа	Bucharest, Romania Бухарест, Румыния
2-5	KIOGE 2007 – 15th Kazakhstan International Oil & Gas Exhibition KIOGE 2007 – 15-я Казахская международная выставка и конференция «Нефть и газ»	Almaty, Kazakhstan Алматы, Казахстан
4-7	OilGaS 2007 – Onshore Offshore Upstream Downstream Oil and Gas Exhibition and Conference OilGaS 2007 - Международная нефтегазовая выставка и конференция сухопутных и прибрежных месторождений	Milan, Italy Милан, Италия
10	Conference “Oil and Gas Service in Russia” Конференция «НЕФТЕГАЗСЕРВИС. Нефтегазовый сервис в России»	Moscow, Russia Москва, Россия
10-12	Deep Offshore Technology International Conference & Exhibition Международная конференция и выставка по технологиям подводной добычи	Stavanger, Norway Ставангер, Норвегия
17-18	6th International Conference “Oil and Gas Service: Tendencies, Possibilities, Prospects” 6-я Международная конференция «Рынок нефтесервисных услуг: тенденции, возможности, перспективы»	Moscow, Russia Москва, Россия
22-24	SPE/IADC Middle East Drilling and Technology Conference Ближневосточная конференция SPE/IADC по буровым технологиям	Cairo, Egypt Каир, Египет
22-25	AOG 2007 – 6th Argentina Oil and Gas Expo and 2nd Energy Forum AOG 2007 – 6-я Аргентинская нефтегазовая выставка и 2-й энергетический форум	Buenos Aires, Argentina Буэно-Айрес, Аргентина
23-26	VI International Exhibition “Oil. Gas. Chemie” VI Международная специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия» – 2007	Ighevsk, Russia Ижевск, Россия
29	TAML Multilateral Knowledge-Sharing Conference Конференция TAML по обмену опытом в области многоствольного бурения	Reims, France Реймс, Франция
30	Scientific Practical Conference “Innovative technologies for hydrocarbons fields development” Научно-практическая конференция «Инновационные технологии разработки месторождений УВС»	Moscow, Russia Москва, Россия
31-Nov 3	Oil & Gas Technology Indonesia 2007 – 6th International Oil and Gas Exploration, Production and Refining Exhibition Oil & Gas Technology Indonesia 2007 – 6-я Международная выставка технологий разведки и добычи нефти и газа	Jakarta, Indonesia Индонезия, Джакарта



November / Ноябрь		
6-8	5th Deepwater Operations Conference & Exhibition 5-я Конференция и выставка по разработке глубоководных месторождений	Galveston, USA Галвестон, США
6-8	Petroleum Exhibition of Mexico 2007 – International Exhibition for Oil Industry Petroleum Exhibition of Mexico 2007 – Международная мексиканская выставка по нефти	Виллаэрмоса, Мексика Villaermosa, Mexico
7-9	Exhibition “Energy Resources of South of Russia - 2007” Выставка «Топливо-энергетические ресурсы Юга России - 2007»	Ростов-на-Дону, Россия Rostov-na-Donu, Russia
11-14	SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE) Ежегодная техническая конференция и выставка SPE	Анахайм, США Anaheim, USA
11-15	20th World Energy Congress 20-й всемирный энергетический конгресс	Рим, Италия Roma, Italy
14-15	International Conference “Shale Development: Step by Step” Международная конференция «Освоение шельфа: шаг за шагом»	Мурманск, Россия Murmansk, Russia
14-15	TIOGE 2007 – 12th Turkmenistan International Oil & Gas Conference TIOGE 2007 – 12-я Туркменистанская международная конференция «Нефть и газ»	Ашхабад, Туркменистан Ashgabat, Turkmenistan
27-29	2nd International Specialized Exhibition Gaz Industry 2007 2-я Международная специализированная выставка «Газовая индустрия 2007»	Казань, Россия Kazan, Russia
30	Scientific Practical Conference “Innovative Technologies Well Stimulation and Production Enhancement” Научно-практическая конференция «Инновационные технологии повышения нефтеотдачи пласта и нефтедобычи»	Москва, Россия Moscow, Russia
December / Декабрь		
3-5	5th International Conference and Exhibition “Well Construction and Servicing 2007” 5-я Международная практическая конференция и выставка «Строительство и ремонт скважин 2007»	Москва, Россия Moscow, Russia
4-6	International Petroleum Technology Conference Международная конференция по нефтяным технологиям	Дубай, ОАЭ Dubai, UAE
5	Conference “Oil&Gas Shale. Equipment for Shale Development” Конференция «НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ. Оборудование для работы на шельфе»	Москва, Россия Moscow, Russia
10-13	10Oil & Gas Maintenance Technology Conference and Exhibition Международная выставка и конференция по технологиям добычи нефти и газа	Манама, Бахрейн Manama, Kingdom of Bahrain



ЮЖНО-РОССИЙСКИЙ ФОРУМ «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ЭКОНОМИКА»

Организатор: ВЦ «ВертолЭкспо»

ВЕРТОЛ
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР **ЭКСПО**



При поддержке:

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

**7-9
Н О Я Б Р Я**

**РОСТОВ-НА-ДОНУ
КВЦ «ВЕРТОЛЭКСПО»**

ВЫСТАВКА



ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЮГА РОССИИ

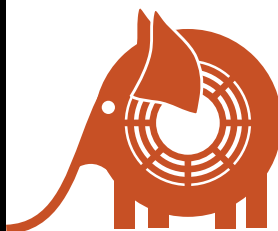
КОНФЕРЕНЦИЯ

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

РАЗДЕЛЫ:

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

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



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

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

ПОДПИСНОЙ КУПОН

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

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

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

☐

№1 (19)

☐

№2 (20)

☐

№3 (21)

☐

№4 (22)

Хочу подписаться как

☐

Физическое лицо

☐

Юридическое лицо

☐

Факсу

Пришлите счет на подписку по

☐

Электронной почте

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

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

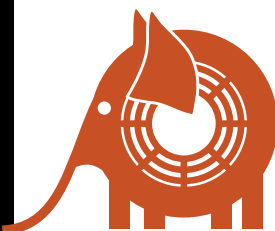
Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.

Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала “Время колтюбинга”.

подпись _____





11/4, b.4, Maroseyka str., suite 19, Moscow 101000 tel./fax: +7 495 540 68 56, 649 12 07
Representative Office in Minsk (Belarus): tel.: +375 17 204 8599, tel./fax: +375 17 203 8554
E-mail: editor – st@cttimes.org, marketing – ig@cttimes.org, advertising – ab@cttimes.org
E-mail: редактор – st@cttimes.org, маркетинг – ig@cttimes.org, реклама – ab@cttimes.org

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

SUBSCRIPTION COUPON

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

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

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

☐

№1 (19)

☐

№2 (20)

☐

№3 (21)

☐

№4 (22)

I would like to subscribe as

☐

Legal Entity

☐

Natural Person

Send the Invoice subscription

☐

by Fax

☐

by e-mail

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

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

Dear Reader,

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

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

Signature _____

