



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. ЯНОВСКИЙ, д.э.н., профессор,
заместитель Министра энергетики
Российской Федерации

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. АТТИ, вице-президент по
международным продажам компании
Global Tubing

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя
Ученого совета Некоммерческого
Партнерства «Центр развития
колтюбинговых технологий»

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель
генерального директора NOV Фидмаш

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

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

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНОВА, генеральный
директор NOV Фидмаш

Г. ЛИС, директор по планированию
коммерческой деятельности и
стратегическому партнерству компании
BCG Energy Ltd

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

Дж. ЧЕРНИК, вице-президент по
продажам и маркетингу компании Foremost
Industries Ltd Partnership

Е.Н. ШТАХОВ, к.т.н.,
зам. генерального директора
ООО «НПП «РостЭКтехнологии»»

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

Р.С. ЯРЕМИЙЧУК, д.т.н., профессор,
академик РАЕН

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

J. ATTIE, Vice President, International Sales,
Global Tubing

J. CHERNIK, Vice President, Sales and
Marketing, Foremost Industries Ltd Partnership

R. CLARKE, Editor-in-Chief

D. GRIBANOVSKY, Deputy Director General
of NOV Fidmash

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

A. LAPATSENTAVA, Director General of
NOV Fidmash

G. LEES, Commercial and Alliance Strategy,
BCG Energy Ltd

A. MOLCHANOV, Doctor of Engineering,
Professor, Correspondence Member of the
Russian Engineering Academy, Manager of the
Chair of Technical Mechanics of the Gubkin
Russian State University of Oil and Gas

E. SHTANOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General of “RosTEKtehnologii”

V. SHURINOV, Doctor of Engineering, Director
of Nonprofit Partnership “Coiled Tubing
Technologies Development Center”

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

B. VYDRIK, Deputy Chairman of the
Academic Council of Nonprofit Partnership
“Coiled Tubing Technologies Development
Center”

R. YAREMIYCHUK, Doctor of Technical
Science, Professor, Member of the Russian
Academy of Natural Sciences

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
РЕДАКТОРЫ – Галина Булыка, Алексей Хоружко (cttimes@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора УП «Новинка»; К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н., профессор; В.И. Шамшин, зав. сектором ОАО «Газпром»; Ю.А. Иконников, нач. отдела добычи ОАО «Лукойл».
МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА – Татьяна Сёмкина, Ирина Груздилович (ts@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН – Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – Мария Мазуренко (magazine@crkt.ru)

EDITOR-IN-CHIEF – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITORS – Halina Bulyka, Aleksei Khoruzhko (cttimes@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Olga Gabdulhakova (ovg@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; I. Pirch, Deputy Director of UE Novinka; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor; V. Shamshin, Manager of the Department, Gazprom; Yu. Ikonnikov, Head of the Production Department, Lukoil.
MARKETING AND ADVERTISING – Tatiana Siomkina, Irina Hruzdilovich (ts@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN – Ludmila Goncharova; **SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – Maria Mazurenko (magazine@crkt.ru)

ИЗДАТЕЛЬ

Некоммерческое Партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»
Директор НП «ЦРКТ» Владимир Шуринов
Заместитель директора НП «ЦРКТ» Виктория Дронова

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала «Время колтюбинга» и Некоммерческим Партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425.
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

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

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.
При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.
Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

РосТЭКтехнологии, ITE LLC, Экспоцентр, Шлюмберже, Акмаш-холдинг, ТЕГАС, Global Tubing, Формост, Тенарис, Фидмаш, Swellfix, NOV Elmar, NOV CTES, SPE/ICoTA

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.
Отпечатано в типографии «Зималетто», Беларусь, г. Минск
Заказ № 4678

PUBLISHER

Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"
Director of NP CTTDC Vladimir Shurinov
Deputy Director of NP CTTDC Victoria Dronova

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center".

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 425,
Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

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

The materials, the author of which is not specified, are the product of the Editorial Board teamwork.
When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory.
The articles provided in this journal do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

ADVERTISERS

RosTEKtekhologii, ITE LLC, Expocentre, Akmash-holding, TEGAS, Global Tubing, Foremost, NOV Fidmash, Swellfix, NOV Elmar, NOV CTES, SPE/ICoTA, Schlumberger, Tenaris

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Этот номер «Времени колтюбинга» выходит накануне знаменательного события – юбилейной 10-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, одним из организаторов которой является наш журнал. Круглое число – не просто количественный показатель, но, прежде всего, качественный, поскольку каждая проведенная конференция подводила итог очередного этапа развития колтюбинговых и других передовых технологий внутрискважинных работ на постсоветском пространстве.

В период первых конференций колтюбинг в России был еще в диковинку и считался скорее экспериментальным, чем практическим методом. Сегодня здесь уже множество как крупных, так и некрупных сервисных компаний работает с гибкой трубой, осваивая все новые технологии, расширяя их спектр и приспособлявая западные методики проведения внутрискважинных операций к местным непростым климатическим и геологическим условиям.

Начиная с 1998 года, когда была организована первая, тогда еще Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям, вокруг этого мероприятия стал формироваться клуб единомышленников – приверженцев инноваций в нефтесервисе. Этот клуб объединил представителей нефтегазодобывающих и нефтесервисных компаний, фирм – производителей оборудования, ученых-теоретиков, создающих основы современных технологий, и прикладников, способствующих их практическому внедрению. Многие члены этого неформального клуба съезжаются на Конференцию снова и снова, где бы она ни проходила: в Тюмени или Москве. Они приезжают для того, чтобы, как говорят в России, на других посмотреть и себя показать: получить новые знания, обменяться опытом, завязать деловые связи, да и просто пообщаться с коллегами.

Нынешний год знаменателен тем, что Конференция впервые пройдет при активной поддержке ICoTA – Международной ассоциации специалистов по внутрискважинным работам и колтюбинговым технологиям. Поскольку в недалеком прошлом я являлся председателем этой организации, для меня участие ICoTA в Конференции важно вдвойне. Уверен, что оно поспособствует развитию новых технологий в России, поскольку будет налажен прямой и непосредственный обмен информацией между российскими и западными специалистами. Каналом такого обмена и станет Конференция.

С нетерпением жду предстоящего события.
В добрый путь!

Рон КЛАРК



EDITORIAL

This issue of the Coiled Tubing Times is coming off the press on the eve of an outstanding anniversary – the 10th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference which has our journal among its promoters. The round number is related not only to the quantity but rather to the quality, because each of the previously held conferences marked the end of a certain stage in the development of coiled tubing and other advanced technologies of well intervention introduced in the former Soviet Union.

The first conferences took place when coiled tubing was still a curiosity in Russia being regarded as an experimental procedure rather than something used in practice. Today dozens of large and minor companies apply coiled tubing and master more and more new technologies expanding their range and tailoring western practices of well intervention to the challenging local climatic and geological conditions.

From 1998, the year of the First Conference on Coiled Tubing Technologies, then called All-Russian, this event started to gather an affinity group of those supporting innovations in oil services sphere. This group was joined by the representatives of oil and gas companies and oil services bodies, equipment manufacturers, analysts who lay the groundwork for modern technologies and application engineers who contribute to putting them into practice. Many members of this informal group attend the Conference again and again, whether it is held in Tyumen, or in Moscow. They come so that, according to the Russian saying, to assess the others and show their own worth; they come to acquire new knowledge, to share experience, to form business connections and just to talk to colleagues.

This year is memorable because, for the first time, the Conference will be held under the auspices of the ICoTA – the International Coiled Tubing Association. This fact is of prime importance to me as I used to be the Chairman of the Association in the recent past. I am sure that its participation will contribute to the development of new technologies in Russia due to the direct first-hand information interchange which is to be established between Russian and western experts. It is the Conference that will become the channel for such interchange.

I am looking forward to the coming event.
I wish it every success!

Ron CLARKE

**ПОЗДРАВЛЯЕМ С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ,
ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!
OUR CONGRATULATIONS ON THE DAY OF OIL, GAS
AND FUEL INDUSTRY!**

ГОСТЬ НОМЕРА

Стратегическая задача нашего предприятия не изменилась (интервью с В.В. Дмитруком).....8

ПЕРСПЕКТИВЫ

Габдулхакова Ольга
Мал золотник, да дорог12

Яхонтова Галина
Верю в свою команду (интервью с Т.Н. Нестеровой)18

ПРАКТИКА

Жуков Сергей
Опыт применения колтюбингового комплекса МК30Т22

Булыка Галина
Мы готовы к работам любой СЛОЖНОСТИ (интервью с В.П. Морозом).....30

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Эксплуатация колтюбинговых установок (на вопросы наших читателей отвечают Рэндал Грейвз, Стив Скиннер, Ричард Рассел и Эд Смоли).....40

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России.....44

ТЕХНОЛОГИИ

Обиднов В.Б., Хозяинов В.Н., Масалимов С.Р., Кустышев Д.А., Попова Ж.С.
Колтюбинговые технологии при ремонте скважин на Ямбургском месторождении.....34

Болдинг Джефф Л.
Система предохранительных клапанов для замены поврежденной линии управления через колонну труб46

Овчинников Кирилл

Когда вы знаете, что происходит на забое скважины, вы уверены в своих действиях.....52

ЮБИЛЕЙ

Рудник А.Ю., Бокор А.М., Бурдин К.В.
Компания «ШЛЮМБЕРЖЕ» – более 10 лет успешной работы на российском рынке услуг с ГНКТ.....59

ОБОРУДОВАНИЕ

Штахов Е.Н., Штахов Ю.Н., Левкулич И.И., Могильный А.П.
Технологические наработки в производстве и использовании скважинного инструмента для колтюбинговых установок.....64

Векверт Андрей, Хоружко Алексей
Инструмент для технологических операций, выполняемых при помощи колтюбинговых установок.....69

ИННОВАЦИИ

Новости.....72

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ

Габдулхакова Ольга
Чему учат в университете Талса?.....82

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Хоружко Алексей
Не только вызовы, но и возможности.....86

А – Ω

«Да Винчи» двадцать первого ВЕКА (интервью с Маркусом Хозенфельнером).....93

GUEST OF THE ISSUE

Our Company Retains Adherence to Strategic Objectives
(interview with V.V. Dmitruk).....8

PROSPECTS

Gabdulkhakova Olga
Think Big about the Advantages of Being Small.....12

Yakhontova Galina
I Believe in My Team
(interview with T.N. Nesterova).....18

PRACTICE

Zhukov Sergei
Experience of Applying CT Unit MK30T.....22

Bulyka Galina
We are Ready for Job of Any Complexity
(interview with V.P. Moroz).....30

QUESTIONS TO SPECIALIST

Coiled Tubing Units Operation
(Randal Graves, Steve Skinner, Richard Russell and Ed Smalley are answering our readers' questions).....40

Manufacturer's Specifications Most Widely Sold CTUs in Russia.....44

TECHNOLOGIES

Obidnov V.B., Khozyainov V.N., Masalimov S.R., Kustyshev D.A., Popova J.S.
CT Technologies in Well Service at Yamburgskoye Field.....34

Bolding Jeff L.
Damaged Control Line Replacement Safety Valve System, Thru – Tubing.....46

Ovtchinnikov Kirill

When You Know What's Happening Downhole, You Can Act with Confidence.....52

JUBILEE

Rudnik A.Yu., Bokor A.M., Burdin K.V.

SCHLUMBERGER – More Than 10 Years of Successful Operations in Russia with Coiled Tubing.....59

EQUIPMENT

Shtahov E.N., Shtahov Yu.N., Levkulich I.I., Mogilny A.P.
Best Technological Practices in Production and Application of Downhole Tools for Coiled Tubing Units.....64

Vekvert Andrei, Khoruzhko Alexei
Instrument for Technological Operations Performed with the Help of Coiled Tubing Units.....69

INNOVATIONS

News.....72

SPECIALIST TRAINING

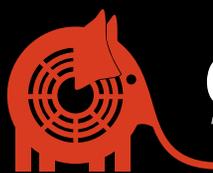
Gabdulkhakova Olga
What Do Students Study at Tulsa University?.....82

CONFERENCES & EXHIBITIONS

Khoruzhko Alexei
Challenges Mean Opportunities.....86

A – Ω

Da Vinci of the Twenty-First Century
(interview with Markus Hohenfellner).....93



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

10



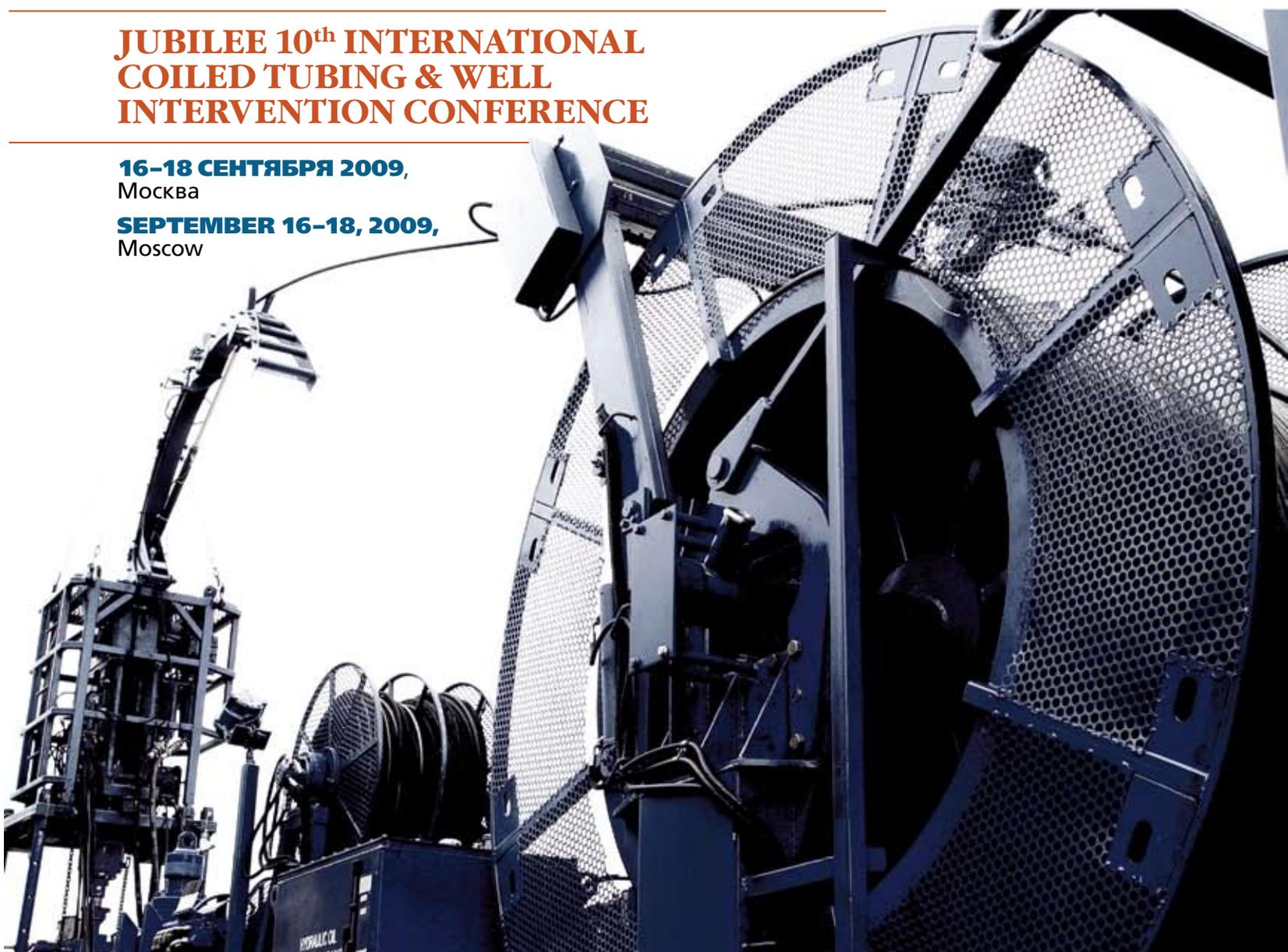
При поддержке НП «ЦРКТ»
With support of NP «СТТДС»

ЮБИЛЕЙНАЯ 10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

JUBILEE 10th INTERNATIONAL COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

16–18 СЕНТЯБРЯ 2009,
Москва

SEPTEMBER 16–18, 2009,
Moscow



ПАРТНЕР:
PARTNER:



ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР:
PLATINUM SPONSOR:



ЗОЛОТОЙ СПОНСОР:
GOLD SPONSOR:



СЕРЕБРЯНЫЙ СПОНСОР:
SILVER SPONSOR:



СПОНСОР КАТАЛОГА:
CATALOGUE SPONSOR:



Контакты
Contacts

Владимир Шуринов
Vladimir Shurinov

tel: +7 499 788 91 24
tel/fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@crkt.ru

ГОВОРЯТ УЧАСТНИКИ 10-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

OPINIONS OF THE PARTICIPANTS OF THE 10th INTERNATIONAL COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

Ken Ньюман, технический директор компании NOV CTES, почетный пожизненный член ICoTA

На этой Конференции, впервые организованной совместно с ICoTA, я надеюсь больше узнать о колтбюбинговой отрасли в России. Колтбюбинг используется для выполнения многих видов сервисных работ в других частях света, и я хочу об этом рассказать. Я надеюсь, что эти технологии находят достойное применение и в России. Мне также хотелось бы познакомиться с российскими коллегами, предоставляющими и использующими колтбюбинговое оборудование и осуществляющими сервис.

Евгений Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

Основная цель участия в Конференции для нас, как, возможно, и для большинства участников – получение информации по новым технологиям, материалам и техническим средствам, обмен опытом и возможность наладить рабочие контакты с руководителями и специалистами компаний.

Рон Кларк, главный редактор журнала «Время колтбюбинга»

Поскольку в прошлом я – председатель ICoTA, я очень рад, что Ассоциация оказывает поддержку Конференции в России и регионе. Этот шаг будет способствовать развитию колтбюбинговых технологий посредством обмена информацией между российскими и западными специалистами. Радует то, что в этом году впервые удалось привлечь ключевые компании отрасли к участию в мероприятии.

Сергей Бекетов, д.т.н., главный научный сотрудник ООО «НК «Роснефть» НТЦ»

В Конференции я принимаю участие впервые, но с журналом «Время колтбюбинга», пропагандирующим передовые технологии, знаком хорошо. Надеюсь познакомиться с зарубежными и российскими коллегами, наладить новые контакты, завязать плодотворное деловое сотрудничество. Будет интересно прослушать доклады западных коллег о прогрессивных технологиях внутрискважинных работ, развивающихся за пределами России, а также ознакомить аудиторию с нашими разработками, которыми мы без ложной скромности можем гордиться.

Тони Мижевски, управляющий директор компании AnTech

Компания AnTech рада возможности принять участие в форуме в качестве участника выставки и докладчика, представляющего КНБК COLT для колтбюбингового бурения. Мы с нетерпением ждем встреч с интересными людьми, установления контактов. Надеемся, что Конференция поможет нам понять российский рынок. Россия – одна из немногих стран, успешно применяющих бурение с помощью колтбюбинга, поэтому мы хотим изучить возможности для распространения нашей технологии COLT. Проведение Конференции по колтбюбинговым технологиям и внутрискважинным работам – прекрасная традиция, которая дает возможность для встреч, обмена опытом и получения знаний.

Олег Сердюков, инженер сектора буровых работ и ремонта скважин ОАО «АНК «Башнефть»

Я как практик надеюсь больше узнать о международном опыте внедрения инновационных технических решений, касающихся методов интенсификации добычи нефти путем ремонта скважин с помощью колтбюбинговых установок. Как я понимаю, будут рассмотрены возможности использования колтбюбинга для проведения ГРП, бурения вторых стволов, использования различных химических присадок и лубрикантов. Хочу поближе познакомиться со спектром применяемых сегодня технологий, начиная с простых промывок и заканчивая бурением на гибкой трубе, которые предлагают иностранные сервисные компании, чтобы успешно конкурировать с ними.

Ken Newman, Technical Director of NOV CTES, Lifetime Honorary Member of ICoTA

At this first Russian ICoTA conference I hope to learn more about the CT industry in Russia. CT is being used to perform many different types of services in other parts of the world, and I want to tell about this. I hope that these applications are also being performed in Russia. I also want to meet the people in Russia that provide and use CT equipment and services.

Evgeny Shtabov, Doctor of Engineering, Deputy Director General of “RosTEKtehnologii”

The main purpose of participation in the Conference for us, as well as for the majority of others, I believe, is getting information on new technologies, materials, equipment and facilities. We're looking forward to sharing experience and establishing business contacts with managers and experts of other companies.

Ron Clarke, Editor-in-Chief of Coiled Tubing Times

As past Chairman of ICoTA I am delighted to see the conference support by ICoTA in Russia and the region. This step will only speed up the development of coiled tubing technologies through the exchange of information from the Russian and Western perspectives. Already, new, first time attendees have signed up for the conference including major players in the industry.

Sergey Beketov, Doctor of Engineering, Chief Research Officer of NK Rosneft Research and Development Center

I'm taking part in the Conference for the first time, although I'm quite familiar with Coiled Tubing Times Journal, promoting innovative technologies. I hope to meet foreign and Russian colleagues, make new contacts, start fruitful business cooperation. It will be interesting to listen to foreign colleagues, presenting papers on innovative well intervention technologies, which are being developed outside Russia, and to introduce our research, which we're really proud of.

Toni Miszewski, Managing Director of AnTech Ltd.

AnTech is pleased to participate in the conference for the first time, both as an exhibitor and to make a presentation about our COLT bottom hole assembly for Coiled Tubing Drilling (CTD). We are looking forward to meeting people, making contacts and using the conference to understand the Russian market. Russia is one of the few markets that have successfully adopted CTD so we are interested to see what opportunities there are for our new COLT technology. Conferences such as this are an important feature of the oil and gas industry which is so geographically dispersed and are an excellent opportunity to meet, share information and to learn.

Oleg Serdyukov, Engineer of Drilling Department at Bashneft

Being a practical person, I hope to learn more about the international experience of innovative technical solutions implementation, including methods of oil production stimulation by means of workover with the help of coiled tubing units. As far as I understand, solutions for implementing coiled tubing for fracturing, multilateral drilling, application of chemical additives and lubricants will be presented. I'd like to get a better understanding of the present-day technology range, from simple flushing to coiled tubing drilling, offered by foreign service companies, in order to defy the competition with them.

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА НАШЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ НЕ ИЗМЕНИЛАСЬ

OUR COMPANY RETAINS ADHERENCE TO STRATEGIC OBJECTIVES

В рубрике «Гость номера» выступает генеральный директор ООО «Газпром подземремонт Уренгой» Владимир Владимирович ДМИТРУК.

Our next guest is director general of Gazprom Podzemremont Urengoi Vladimir Vladimirovich DMITRUK.

Родился в 1970 году в Калининграде. В 1993 году окончил государственную академию нефти и газа им. И.М. Губкина по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». В 2003 году окончил Тюменский государственный нефтегазовый Университет по специальности «экономика и управление на предприятии отраслей топливно-энергетического комплекса».

Кандидат технических наук. Тема диссертации: «Повышение эффективности капитальных ремонтов скважин с целью совершенствования разработки и эксплуатации газовых залежей (на примере месторождения Медвежье)». После окончания Государственной академии нефти и газа им. И.М. Губкина начал свою трудовую деятельность в районах Крайнего Севера в должности старшего мастера цеха капитального и подземного ремонта скважин Ноябрьского управления по добыче и транспорту газа предприятия «Сургутгазпром». С 1997 года – начальник установки перекачки и подготовки газа северного купола Комсомольского газового промысла. С 2000 по 2007 год – заместитель начальника, начальник производственного отдела по добыче газа и конденсата (нефти) ООО «Надымгазпром». В 2007 году назначен генеральным директором ООО «Газпром северподземремонт», ныне – ООО «Газпром подземремонт Уренгой».



V.V. Dmitruk was born in Kaliningrad in 1970. In 1993 he graduated from Gubkin Academy of Oil and Gas, where he studied drilling oil and gas wells. In 2003 he graduated from Tyumen State Oil and gas University, where he studied economy and management at enterprises of fuel and energy complex. V.V. Dmitruk is a Candidate of Science. The theme of his thesis is “Raising the efficiency of well workover for improving the development and exploitation of gas deposits (case study of Medvezhie field). After graduation from Gubkin Academy of Oil and Gas he started his professional career in the regions of the Extreme North as well workover plant senior foreman at Noyabrsky department on gas recovery and transport of Surgutgazprom. In 1997 he became the head of gas pumping and treatment of the Northern Dome of Komsomolsky Gas Field. In the period of 2000–2007 he was the deputy superintendent and than superintendent of gas and condensate (oil) recovery department at Nadymgazprom. In 2007 he was appointed director general of Gazprom Severpodzemremont (currently Gazprom Podzemremont Urengoi).

НАША СПРАВКА

В соответствии с решением совета директоров ОАО «Газпром» от 29.03.2006 при осуществлении структурных преобразований в ОАО «Газпром» с целью обособления профильных видов деятельности из состава газодобывающих предприятий ОАО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Надымгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Ноябрьскгаздобыча» было выделено ООО «Газпром северподземремонт», в настоящее время ООО «Газпром подземремонт Уренгой».

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром подземремонт Уренгой» осуществляет следующие виды деятельности:

- капитальный и текущий ремонт, извлечение подземного оборудования, модернизацию, реконструкцию, техническое перевооружение, ликвидацию и консервацию скважин всех назначений, на объектах, принадлежащих ОАО «Газпром», его дочерним обществам и независимым недропользователям;
- работы по интенсификации и освоению скважин;
- эксплуатацию взрывоопасных, пожароопасных, химически опасных производственных объектов;
- организацию и проведение буровых работ, работ по заканчиванию и испытанию скважин.

REFERENCE NOTE

In compliance with the decision of the management board of "Gazprom" of 29.03.2006 Gazprom Severpodzemremont (currently Gazprom Podzemremont Urengoi) was singled out from Gazprom's gas producing enterprises Urengoigazprom, Nadymgazprom, Yamburggazdobycha and Noyabrskgazdobycha in order to isolate specialized activities.

Gazprom Podzemremont Urengoi performs the following operations:

- workover and maintenance services, recovery of underground equipment, modernization, reconstruction, technical re-equipment, abandonment and conservation of all types of wells on sites belonging to Gazprom, its subsidiary enterprises and independent operators;
- well stimulation and development;
- exploitation of explosive, fire and chemically hazardous manufacturing facilities;
- organizing and holding drilling, completion and testing operations.

Время колтубинга: Как Ваша компания корректирует свою стратегию и тактику в нынешних непростых экономических условиях?

Владимир Дмитрук: ООО «Газпром подземремонт Уренгой» – специализированное предприятие группы компаний ОАО «Газпром», основная задача которого – капитальный и текущий ремонт скважин всех назначений, эксплуатируемых газодобывающими дочерними обществами ОАО «Газпром» в Западной Сибири. В нынешних непростых экономических условиях, как мы видим, самыми главными тактическими задачами становятся сохранение позиций, достигнутых предприятием в регионе, приумножение творческого потенциала Общества, сохранение сложившегося за годы работы коллектива рабочих и специалистов, а также работоспособности имеющихся производственных мощностей. Стратегическая задача нашего предприятия не изменилась, ООО «Газпром подземремонт Уренгой» не только должно стать на уровень лучших зарубежных сервисных компаний и обеспечить достойный уровень конкуренции, но и, не понаслышке зная специфику нашего региона, превзойти их по качеству оказания услуг по капитальному ремонту скважин газовых месторождений Севера Западной Сибири.

ВК: Как изменилась роль руководителя в условиях кризиса? Стало ли Вам сложнее принимать решения?

В.Д.: В настоящее сложное время роль руководителя в деле обеспечения жизнестойкости предприятия значительно возросла. Работа в нештатных ситуациях

Coiled Tubing Times: What corrections have the current uneasy economic conditions prompted in your company's strategy and tactics?

Vladimir Dmitruk: Gazprom Podzemremont Urengoi is a subsidiary of Gazprom group. Its primary goal is workover, service and maintenance of all kinds of Gazprom's wells in Western Siberia. Under present difficult economic conditions the main tactic objective is keeping the positions, gained by the enterprise in the region, multiplication of the Company's creative potential, preservation of the existing personnel and professionals, retaining the working capacity of the production facilities. A strategic task of our company is the same. Gazprom Podzemremont Urengoi should not only compete with the best foreign service companies and amount to their level, but even surpass them in quality of gas well workover, given that the potential of Western Siberian fields is very high.

CTT: How did the crisis change the role of a manager? Is it more difficult for you to take decisions now?

V.D.: At the moment the role of a manager in securing the enterprise's viability has largely increased. Working in contingency situations often requires taking risky and even unpopular decisions. The necessity of bringing down the costs and their

нередко требует принятия рискованных, а зачастую и непопулярных решений. Стремление к снижению затрат и их оптимизации вынуждает искать новые пути выхода из ситуаций, которые еще в совсем недавнем прошлом казались простыми.

ВК: Какие технологии ТКРС в настоящее время наиболее востребованы? Какие операции Ваши сотрудники проводят с помощью колтюбинговой техники?

В.Д.: Условия падающей добычи, снижения пластовых давлений, старения фонда эксплуатационных скважин приводят к тому, что основной задачей капитального ремонта скважин становится не только поддержание их работоспособности, но и в первую очередь интенсификация притока, восстановление работоспособности прилегающих к скважине участков продуктивного пласта. Сегодня основной метод интенсификации – проведение операций гидравлического разрыва пластов (ГРП), и тут очень важную роль играют колтюбинговые технологии, без которых невозможно быстро и качественно выполнить очистку интервала перфорации от заполняющего его технологического проппанта. Наш опыт подготовки скважин к операции ГРП, обеспечения выполнения гидравлического разрыва специализированным предприятием показывает, что важнейшую роль играет своевременность выполнения заключительной стадии ремонтного цикла: очистка забоя скважины и вызов притока. Качество и сроки выполнения таких работ могут обеспечить только колтюбинговые технологии.

ВК: Достаточно ли у Вас имеется оборудования для выполнения как традиционных, так и уникальных сервисных операций? Как на Вашем предприятии организована смена поколений оборудования?

В.Д.: Все четыре филиала, размещенные в центрах добычи газа и газового конденсата ОАО «Газпром» в Западной Сибири в городах Новом Уренгое, Надыме, Ноябрьске и поселке Ямбург, имеют на вооружении колтюбинговые установки М10 «легкой» серии производства СЗАО «Фидмаш». Уренгойский и Ямбургский филиалы, кроме того, имеют установки М20 «средней» серии. Принимая во внимание перспективу выполнения работ на глубоких скважинах Ачимовского горизонта, в этом году были приобретены две установки МК30Т «тяжелой» серии которые способны работать на скважинах с устьевым давлением до 70 МПа и глубиной более 4 500 метров. Недостатка в колтюбинговых установках наше предприятие не испытывает. Нас устраивает и качество колтюбингов, производимых СЗАО «Фидмаш». Конечно, присутствуют недоработки изготовителя, и нам приходится это учитывать. Уренгойский филиал ООО «Газпром подземремонт Уренгой», в то время находившийся в составе ООО «Газпром добыча Уренгой», был самым первым предприятием

Важнейшую роль играет своевременность выполнения заключительной стадии ремонтного цикла: очистка забоя скважины и вызов притока. Качество и сроки выполнения таких работ могут обеспечить только колтюбинговые технологии.

The most important aspect is timely performance of the final stage of the service cycle: bottomhole cleaning and flow stimulation. The quality and terms of performing such jobs can be guaranteed only by CT technologies.

optimization requires seeking for new ways out of the situations, which seemed to be very simple not that long ago.

CTT: What service and workover technologies are the most demanded at the moment? What operations are performed with the help of CT equipment?

V.D.: In the conditions of declining production, formation pressure decline and ageing of development well stock, the principal workover objective is not only maintenance, but in the first place, flow stimulation and restoration of productive formation sections that adjoin the well. The principal stimulation method today is hydrofracturing, in which the role of CT technologies is important. Fast and quality removal of the technological proppant from the perforated interval cannot be performed without CT technologies. Our experience in preparing the wells for HF operation and performing these operations shows that the most important aspect is timely performance of the final stage of the service cycle: bottomhole cleaning and flow stimulation. The quality and terms of performing such jobs can be guaranteed only by CT technologies.

CTT: Do you have enough equipment for performing both traditional and unique service operations? How does your enterprise organize the change of equipment generations?

V.D.: All 4 Gazprom's affiliates recovering gas and gas condensate in Western Siberian towns of Novy Urengoi, Nadym, Noyabrsk and Yamburg have "light" CT units M10, produced by Fidmash. Besides, Urengoi and Yamburg affiliates have "medium" units M20. Taking into account the perspective of production at deep wells of Achimovsky horizon, two "heavy" CT units were acquired this year. They are capable of working at the depth of 4,500 m under the pressure of 70 MPa. Our enterprise does not lack the coiled tubing units. We are satisfied with CT units produced by Fidmash. Sure, there can be design deficiencies and we take that into account. Urengoi affiliate of Gazprom Podzemremont

ОАО «Газпром», которое приобрело колтюбинговую установку серии М10 производства СЗАО «Фидмаш». С этой М10 и началось широкое вооружение установками с гибкой трубой подразделений ОАО «Газпром», занимающихся капитальным ремонтом скважин в Западной Сибири.

ВК: Оборудование каких производителей Вы предпочитаете и почему? Каковы Ваши критерии выбора техники?

В.Д.: Основные критерии выбора специализированной техники, которые невозможно оспорить, это, конечно, ее надежность, а также развитый сервис технического обслуживания и ремонта. Как известно, простой дорогостоящей спецтехники обходится недешево, поэтому, приобретая такое оборудование, необходимо в первую очередь определить сферу его применения и оценить объемы планируемых работ. Во вторую очередь необходимо обратиться к опыту эксплуатации таких установок в наших суровых условиях и оценить стоимость, качество и сроки выполнения планового технического обслуживания техники, гарантии заводов-изготовителей и дополнительный сервис, связанный с техническим сопровождением и обеспечением запасными частями и агрегатами. В том случае, если все части этого уравнения подходят друг другу, специализированную технику можно приобретать.

ВК: Откуда Вы получаете информацию о возможностях новой техники и технологических операциях, которые она способна выполнять?

В.Д.: Информацию об основных новинках в области техники и технологий, применяемых при капитальном ремонте скважин, можно получить из ряда специализированных журналов, освещающих проблемы добычи газа и нефти, из докладов, озвучиваемых на научно-практических конференциях, производственных совещаниях, организуемых ОАО «Газпром» с целью обмена передовым опытом между своими структурными подразделениями, работающими на всей территории Российской Федерации.

ВК: Как Вам видятся перспективы развития рынка нефтесервиса России в ближайшие 3–5 лет?

В.Д.: Услуги по капитальному ремонту скважин в ближайшей перспективе, на 3–5 лет, по нашему мнению, будут все больше сдвигаться в сторону наукоемкого производства и увеличения сложности технологических операций. В рамках ОАО «Газпром» будут значительно увеличены объемы работ по бурению вторых стволов существующих скважин, увеличится объем работ, связанных с обработкой прискважинной части пласта реагентами, изменяющими фазовую проницаемость породы в сторону ограничения выноса воды. ☉

Urengoi was the first Gazprom's enterprise, which acquired the CT unit M10, produced by Fidmash. M10 opened wide launch of CT units at Gazprom's subdivisions doing well workover in Western Siberia.

CTI: What equipment manufacturers do you prefer and why? What are your criteria of choosing the equipment?

V.D.: The main criterion in choosing specialized equipment, which can't be disputed, is its reliability and advanced maintenance and service tools. It is known that downtime of high-priced equipment comes expensive. That is why the scope of the purchased equipment application should be defined in the first place as well as the planned volume of works. In the second place, it is necessary to absorb

Основные критерии выбора специализированной техники, которые невозможно оспорить, это, конечно, ее надежность, а также развитый сервис технического обслуживания и ремонта.

The main criterion in choosing specialized equipment, which can't be disputed, is its reliability and advanced maintenance and service tools.

the experience of using such units in our severe conditions and estimate the cost, quality and terms of scheduled maintenance, guarantees of manufacturers and additional service related to technical support, spares and skid backing. In case all these aspects match the specialized equipment may be bought.

CTI: Where do you find information about the options of new equipment and technological operations it can perform?

V.D.: The information about major technical and technological novelties in well workover market can be found in a number of magazines specializing in O&G industry, reports of scientific and practical conferences, operations meetings organized by Gazprom for exchange in the advanced experience between its structural subdivisions, located all along the territory of Russia's Federation.

CTI: What do you think about the avenues of oil service market in Russia for the next 3–5 years?

V.D.: We believe that during the next 3–5 years there will be increase in knowledge-intensive production and complicated technological operations at well workover market. Gazprom is going to substantially raise the volume of operations related to treating bottom hole with reagents changing the effective rock permeability and limiting water backflow. ☉

МАЛ ЗОЛОТНИК, ДА ДОРОГ

THINK BIG ABOUT THE ADVANTAGES OF BEING SMALL

Фаворитами на мировом рынке нефтесервисных услуг являются несколько крупных и влиятельных компаний – Шлюмберже, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford. Эти гиганты занимают лидирующее положение в табели о рангах. Однако если мы посмотрим на список участников выставки по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, ежегодно проходящей в Техасе, то убедимся, что из порядка 60 представленных компаний большинство являются малыми, по сути, семейными предприятиями, специализирующимися на предоставлении сервисных услуг по разведке и добыче углеводородов, инновационных решениях и технологиях.

... Чем больше – тем лучше, так считают в Техасе. Но когда речь идет о бизнесе, малые компании обладают рядом качеств, выгодно отличающих их от крупных. Мы беседуем о преимуществах управления малым предприятием в отрасли колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ с руководителями трех фирм – AnTech Ltd, Grifco International Inc. и ProActive Diagnostic Services Inc.

The global oilfield service sector is dominated by a small handful of powerful companies – Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, etc. These established players with huge resources dominate the marketplace. Still, if we look at the exhibitor list of Coiled Tubing and Well Intervention Exhibition in Texas, we'll find more than 60 companies, some of whom are actually small, family businesses, specializing in oil exploration and production services, solutions, and technology.

... Big is beautiful; so say Texans. But when it comes to business, there are advantages to being small. We talk about the benefits of running a small company in coiled tubing and well intervention industry with managers of three companies – AnTech Ltd, Grifco International Inc. and ProActive Diagnostic Services Inc.

Indeed, when your company is small, there are opportunities that larger rivals can't take advantage of. Perhaps one of the most important is simple management structure. Key business decisions can

НАША СПРАВКА

Почти 20 лет компания AnTech разрабатывает технологии бурения и заканчивания скважин с применением колтюбинга. Гордость компании – КНБК COLT. Эта система направленного бурения, удостоенная нескольких отраслевых премий, сейчас запускается в серийное производство. Сотрудниками AnTech являются два десятка профессиональных и творческих инженеров и представителей других специальностей.

Grifco International уже более 30 лет является ведущим производителем оборудования для нефтегазового сервиса. Компания специализируется на разработке и развитии инструмента для колтюбинговой и кабельной отрасли, спуске труб в скважину под давлением. Grifco осуществляет свою деятельность в США, Китае, Мексике и Южной Америке. Всего лишь шесть сотрудников американского представительства в настоящее время работают над созданием инновационного пневмударника и двигателя нового образца.

Proactive Diagnostic Services (PDS) была создана в 1995 году как сервисная компания, специализирующаяся на геофизических исследованиях в скважине. Фирма предлагает технологии анализа трубы, обсадных колонн и условий добычи в зависимости от глубины. Клиентами компании являются такие гиганты как BP и ConocoPhillips. География деятельности PDS ограничивается рынком нефтесервисных услуг США, однако в планах руководства – расширение представительства.

Действительно, положение малых компаний по некоторым позициям выгодно отличается от их крупных конкурентов. Одним из важнейших преимуществ является упрощенная структура управления. Важные для деятельности фирмы решения могут приниматься безотлагательно, в отличие от крупных организаций, где это решение должно пройти несколько уровней согласования. Тони Мижевски, управляющий директор и основатель AnTech отмечает: «Крупной компании трудно быть предприимчивой, так как она работает, как система. Она добивается результатов за счет четкой иерархической организации. В малой компании субординация выражена слабо, и это дает определенную гибкость».

Его мнение разделяет Джерри Гриффитс, исполнительный директор и основатель Grifco International: «У нас отсутствует бюрократия. Мы можем начать разработку нового инструмента без необходимости поэтапного утверждения решения. Просто сделали выбор – и начинаем!»

Гибкость – еще одно достоинство малых компаний, сопряженное с упрощенной структурой управления. Джени Томпсон, вице-президент по развитию ProActive Diagnostic Services говорит, что гибкость тождественна скорости – огромному преимуществу для малой компании.

Она добавляет: «Плюс в том, что мы можем развиваться быстрее. Решение о направлениях нашей будущей деятельности принимают только два человека. Нам не нужно устраивать помпезные собрания совета директоров. Мы просто принимаем решение, следовательно, мы движемся вперед быстрее крупных конкурентов».



Джерри Гриффитс, исполнительный директор и основатель Grifco International
Jerry Griffith, Chief Operating Officer and Founder of Grifco International

be made without the delays involved when multiple levels of management are required. Toni Miszewski, AnTech's Managing Director and Founder, asserts: "For a big company to be entrepreneurial is very difficult,"

REFERENCE NOTE

For nearly 20 years, AnTech has been designing technologies to enhance Coiled Tubing (CT) drilling and completion services. Its flagship product is the COLT bottom hole assembly - an award-winning directional drilling system, which is currently being commercialized. Today, the company remains small with a dedicated and highly creative team of engineers and individuals.

Launched more than 30 years ago, Grifco International is a leading provider of oil and gas services equipment, specializing in the conception, architecture, and development of tools for the coil tubing, wire line, and snubbing industry throughout the U.S., China, Mexico and South America. Its 6 employees in the US are presently working on the development of a new hammer and a new style motor.

Founded in 1995 as a downhole well logging service company, Proactive Diagnostic Services engages the latest diagnostic technologies to provide analyses of tubing, and casing as well as various production conditions correlated to well depth. With BP and ConocoPhillips on their client list, they are focused primarily on the US market, viewing expansion as one of their long-term goals.



**Тони Мижевски, управляющий директор
и основатель AnTech**
*Toni Miszevski, AnTech's Managing Director
and Founder*

В самом деле малые компании являются более гибкими, креативными; они часто находят ниши на рынке, которые представители крупного бизнеса не решаются занять из-за большого количества привлеченных ресурсов и инертности. Малые компании обычно специализируются на том или ином виде товаров и услуг, они обладают достаточными знаниями и опытом в определенной сфере, что и составляет их конкурентное преимущество.

Grifco International, успешный производитель оборудования для нефтегазосервисного сектора ряда стран, является малым, по сути, семейным предприятием. Это одна из первых компаний, начавших в 1987 году разрабатывать инструмент специально для колтюбинга. «Мы стараемся выпускать новый инструмент каждый год. Даже если речь идет о существующем инструменте, мы совершенствуем дизайн. Это важно для сохранения репутации на рынке. Уже 9 лет мы вплотную работаем над новым мотором, который, по нашему убеждению, откроет новую эру в колтюбинговой отрасли», – отмечает Джерри Гриффитс.

Это еще одна грань гибкости – возможность быстро реагировать на изменения рынка и предпочтений покупателей. Малые компании сосредотачивают свои усилия на небольшом сегменте рынка. «Несмотря на то что мы производим товары одного и того же типа, 17 лет назад я не смог бы предсказать, что мы будем выпускать сейчас. Мы внимательны к пожеланиям клиентов – это и есть гибкость», – заявляет Мижевски.

Как мы видим, малые компании должны быстро приспосабливаться к изменениям – процесс принятия решений упрощен, а сотрудники не являются

because a big company operates as a system. That's how they get value – having a defined structure from top to bottom of the organization. In a small company the difference from the top to the bottom is very small, the hierarchy is less important and that gives us flexibility”.

His opinion is shared by Jerry Griffith, Chief Operating Officer and Founder of Grifco International: “We don't have the bureaucracy, so if we make a decision to design a new tool, we don't have to go through it step by step. We just make the decision – and we do it.”

Flexibility is another positive, related to simple management structure. Jeni Thompson, Vice President of Business Development for ProActive Diagnostic Services, said flexibility translates into speed – an enormous benefit to a small company.

She added: “The advantage is that we can move faster. There are just two people that are making decisions about where we're going. We don't have

to have a huge board meeting. We make a decision whether to move forward or not, and we can do it a lot faster than big companies”.

Indeed, small businesses have more opportunities to be flexible, creative and explore niche markets that the heavyweights wouldn't enter because they're too large or too slow to change. Small businesses usually specialize in a particular service or product, they are knowledgeable and experienced about what they do, thus maintaining a competitive advantage over larger businesses.

Grifco International, a provider of oil and gas services equipment to the worldwide oil and gas industry, is a small, almost a family company. Founded in 1987, it was one of the first companies that made tools specifically for coiled tubing. “We try to come out with a different tool every year. Maybe it's an old tool, but with a different design. It is important to keep the name in the marketplace. Right now we're having a new motor, and we've been working on it for probably 9 years. We believe this new motor will open a new era in the coiled tubing industry,” said Jerry Griffith.

This is another facet of flexibility – the ability to be responsive to changes in the market and to customers. Small firms have a narrow market focus. “Although we've been making the same types of products almost all the way through, 17 years ago I would not have been able to tell you what we would be doing now. We listen to what the customers want, we're quite flexible”, said Miszewski.

As we see, small businesses are positioned to quickly adjust to change – decision-making is streamlined



www.cttimes.org

ОБНОВЛЕННЫЙ ДИЗАЙН САЙТА

Обновленная площадка сайта рассчитана на долгосрочное развитие и создание популярного портала по обмену мнениями между специалистами в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ, как производителями оборудования, так и поставщиками сервисных услуг.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОСТАВЛЯТЬ КОММЕНТАРИИ

Появилась возможность оставлять комментарии ко всем материалам, размещенным на сайте. Таким образом, на сайте можно вести дискуссии на актуальные темы о современном нефтесервисе, внутрискважинных работах, колтюбинговых технологиях.



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТКРС

На нашем портале представлена наиболее полная информация о новых технологиях внутрискважинных работ, их развитии и внедрении. Тематический охват включает в себя опыт применения современного оборудования ТКРС, в т.ч. колтюбингового, а также инновационные решения, направленные на развитие данной отрасли.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РЕКЛАМОДАТЕЛЕЙ

Гибкая политика размещения рекламы на сайте позволяет рекламодателям выбирать наиболее приемлемые форматы: баннеры разных размеров и на различных страницах сайта, пресс-релизы, реклама в статьях, тематические статьи, обзоры, аналитические материалы специалистов.





Джоуи Бёртон, президент и главный исполнительный директор (слева), и Джени Томпсон, вице-президент по развитию (справа), ProActive Diagnostic Services
Joey Burton, President and CEO (left), Jeni Thompson, Vice President for Business Development (right), ProActive Diagnostic Services

узкими специалистами с четко прописанными должностными обязанностями, их квалификация и полномочия достаточно широки. Кадры – это поистине бесценное достояние малой компании.

Тони Мижевски продолжает: «Команда AnTech состоит лишь из 20 человек. Специфика нашей работы не позволяет «разбрасываться» людьми. Подбор, обучение и стремление удержать персонал – это часть нашей стратегии. Кадровой особенностью нашей фирмы является то, что мы стремимся привлекать сотрудников разных национальностей и культур».

Джени Томпсон уверена, что несомненным преимуществом управления малым предприятием является возможность устанавливать более доверительные отношения с сотрудниками. «Вы знаете каждого; они для вас не просто табельный номер или ведомость на зарплату. Вы знаете их семьи, их супругов и детей. Малая компания – это тоже своего рода семья».

Личностно-ориентированный подход способствует успешной мотивации сотрудников, формированию ощущения принадлежности к общему делу. Часто малым компаниям быстрее удается построить корпоративную культуру, чем крупным фирмам.

Для успешного ведения бизнеса компания не обязательно должна быть крупной – опыт наших респондентов красноречиво свидетельствует об этом. ☉

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

and employees expect to exercise a range of skills and experience, rather than to be specialists in only one task area. The workforce is indeed the priceless asset of any small company.

Toni Miszewski continued: “The AnTech team consists of 20 people only. For the type of business that we’re in, it’s not possible to just switch somebody on and off. Hiring the right people, training them, keeping them is a part of our strategy. The part of the character and strength of our company is that we create multicultural working environment”.

Jeni Thompson is positive that the advantage of running a small business is that you have a more personal relationship with the employees. “You know everyone; they are not just an employee number, a pay-roll number or a pay-check. We know their families, spouses and children. It’s a kind of family unit”.

This kind of family unit can help to motivate people and give them a feeling of inclusion in the business. A small firm is often able to mold the company culture much quicker and easier than in a larger organization.

Indeed, bigger is not always better for entrepreneurs, and the experience of our successful respondents definitely proves that. ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности.
- Буровые установки для бурения стандартными буровыми трубами
- Гибридные колдобинговые буровые установки
- Верхние приводы различной грузоподъемности
- Инжекторы различной грузоподъемности
- Буровые установки двойного роторного бурения
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий
- Системы автоматической подачи труб
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, буровые трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед» 119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11-12
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.com
Web-site: www. foremost.ca (доступна русская версия)

ВЕРЮ В СВОЮ КОМАНДУ I BELIEVE IN MY TEAM

Наш гость сегодня – первый заместитель генерального директора ООО «Петровайзер» Т.Н. НЕСТЕРОВА
Our interviewee is T. N. NESTEROVA, Petroviser OOO, First Deputy General Director

Время колтубинга: В мартовском выпуске «Времени колтубинга» (№1–2, 2009) генеральный директор РИТЭК В.И. Грайфер высказал точку зрения, что в трудные времена сервисные подразделения должны находиться в структурах нефтегазодобывающих компаний. Наш журнал пригласил к широкой дискуссии на эту тему, и многие читатели выступили за сохранение самостоятельности некрупных сервисных компаний. Татьяна Никитична, что Вы думаете по этому поводу?

Т.Н. Нестерова: Я полагаю, что те сервисные подразделения, которые находятся в вертикально-интегрированных компаниях, там и останутся. Я уверена также, что ни одна сервисная компания, образовавшаяся как частная, никогда не станет частью какой-либо структуры. Бизнес можно продать, бизнес может быть захвачен, но от бизнеса не отказываются в добровольном порядке. Такова человеческая психология: познав вкус предпринимательства, вернуться к работе по найму невозможно. Я таких примеров не наблюдала.

ВК: Сервисные компании, осуществляющие услуги для ТЭК, стремятся вооружиться высокопроизводительным дорогостоящим оборудованием. ООО «Петровайзер», напротив, избрало такие виды деятельности, где дорогие установки не требуются. Какова проводимая Вами политика в области технического вооружения компании в условиях кризиса?

Т.Н.: Наша компания весьма непривлекательна с точки зрения рейдерства, поскольку основных фондов у нас практически нет, а те, что есть, не представляют для рейдеров интереса. При необходимости мы берем оборудование в аренду. ООО «Петровайзер» ценен своим высококвалифицированным персоналом и столь же компетентным менеджментом.

ВК: На чем экономите в период кризиса?

Т.Н.: Главным образом на накладных расходах – на аренде, связи, транспортных затратах. Приостановили плановое обновление техники, отказались от ряда



Coiled Tubing Times: The “Coiled Tubing Times” March issue (No 1–2, 2009) cited the words of V. I. Graifer, RITEK General Director, who is of opinion that in the time of crisis service units should remain within the frame of oil and gas companies. Our journal opened up a full-scale discussion on the topic and many our readers spoke in support of minor service companies and their independent status. Tatsiana Nikitichna, what is your point?

T.N. Nesterova: I believe that those service units which exist within vertically integrated companies will remain where they are. But I also believe, that none of the private service companies will ever agree to become part of another organization. You may sell your business, or it may be taken over, but you will never refuse doing business on your own accord. This is typical of human nature: once you taste the benefits of private enterprising, nothing will make you agree to work under the employer. I have never met such a person.

CTI: Service companies which provide services for fuel and power industry tend to acquire expensive high-performance equipment. Petroviser OOO, on the contrary, has chosen the sphere where costly facilities are not that

инвестиционных проектов. Самой непопулярной мерой экономии стал отказ от выплаты сотрудникам премии ко Дню геолога. Однако численность коллектива удалось сохранить и зарплаты удержать на прежнем уровне. Продолжаем участвовать в крупнейших выставках и конференциях. В частности, приняли участие в MIOGE – 2009.

ВК: Как меняются принципы руководства компанией в условиях кризиса?

Т.Н.: Есть владельцы компании, а есть наемные менеджеры. Эти две группы порой диаметрально различаются по подходам и действиям в нестандартных условиях. Между владельцами и управляющими всегда возникали и будут возникать конфликты, но особенно они обостряются в период нестабильности. Я считаю, что менеджмент в условиях серьезного кризиса не сумеет справиться с управлением компанией без привлечения к этому процессу самих владельцев-инвесторов. Наемному управляющему неинтересно решать проблемы, ему нравится работать в стабильной, процветающей компании, получать высокую зарплату и ощутимые бонусы. И только люди, которые являются совладельцами компании, кровно заинтересованы в том, чтобы бизнес выжил.

ВК: В Вашей компании, насколько мне известно, все обстоит именно так?

Т.Н.: Да, практически все учредители нашей компании активно в ней работают. Когда менеджмент хотя бы частично владеет фирмой, он заинтересован в ее сохранении. Недавно в самолете статью прочла. Там мысль прослеживалась очень интересная: в развитии кризиса виноват менеджмент среднего звена. Нет, конечно, не эти люди генерировали кризис. Суть в том, что негатив, связанный с незаинтересованностью менеджмента, проявляется именно в период кризиса.

ВК: Конфликт между владельцами и управляющими вероятен в равной степени для всех компаний?

Т.Н.: В наибольшей мере для крупных, поскольку именно они отданы на откуп менеджменту.

ВК: Как кризис влияет на Ваши отношения с заказчиками?

Т.Н.: Отношения с заказчиком всегда должны быть хорошие, независимо от ситуации на рынке. А сохранить их хорошими можно только одним способом – оказывать качественные услуги. Понятно, что это условие недостаточное – человеческий фактор никогда нельзя снимать со счетов, – но необходимое. Что касается кризиса, то самая большая проблема в отношениях с заказчиком – это его тендерная политика. Мы пытаемся убедить

necessary. What equipment policy have you adopted with due account for the crisis?

T.N.: Our company holds little attraction to raiders, because our machinery assets are insignificant and do not look tempting to them. We prefer to rent equipment, if necessary. The main assets of Petroviser OOO are its highly qualified staff and equally efficient management.

CTI: What expenses are you cutting down in the period of crisis?

T.N.: It is mainly overhead expenses – rental charges, communication facilities, transportation costs. We have suspended scheduled equipment upgrading and turned down a number of investment projects. Cancellation of the Geologist Day bonus payments got the most unfavourable response from our employees. However, the number of the staff remained the same, so did the wages. We keep taking part in major exhibitions and conferences. Thus, we were the members of MIOGE – 2009.

CTI: How did the crisis change the management policies of the company?

T.N.: There are company owners and there are salaried managers. The approach and operating principles these two groups demonstrate in non-standard circumstances are sometimes exactly opposite. There have always been conflicts between owners and managers, but economic instability makes them even worse. As I see it, in the period of grave crisis management is not able to control the company without owners and investors being involved in the process. Salaried managers lack motivation to settle problems; their only interest is working with a stable and prosperous company, which provides them with a high salary and tangible benefits. Only those who own business are committed to its survival.

CTI: As far as I know, your company may set a vivid example?

T.N.: Indeed, practically all the founders of the company are the active members of its management. When managers own at least part of the business, they are motivated to keep it afloat. The other day I read an article while on board a plane. It came up with a most challenging idea: the crisis expansion was caused by the medium-level management. Naturally, these people didn't generate the crisis. The point is that negative influence caused by managers' lack of motivation shows itself in crisis situations.

CTI: Is the conflict between owners and managers equally probable for all companies?

T.N.: It is much more likely to happen in major companies, because it is these companies that usually employ managers from outside.



*ООО «Петровайзер» участвует в выставке MIOGE – 2009
Petroviser OOO is taking part in MIOGE – 2009*

заказчика, что во главу угла намного эффективнее ставить не стоимость сервисных услуг, а их качество: техническое состояние подрядчика, опыт работы, квалификацию персонала. Но, к сожалению, как показывает опыт, ныне определяющим фактором стала цена предложения, и никакие другие аспекты во внимание не принимаются.

ВК: Какие еще негативные тенденции прослеживаются на рынке сервисных услуг?

Т.Н.: Самые большие потери несет сервис, базирующийся на кредитных средствах. Зачастую это компании, взявшие дорогостоящее оборудование в лизинг. Сокращение объемов работ у заказчика, хронические неплатежи, снижение расценок на услуги, банковские проблемы – все это может привести к банкротству еще недавно благополучной компании. Еще одна тенденция – чтобы не потерять бизнес и персонал, компании хватаются за любую работу, даже в той сфере, для которой не имеется ни должного опыта, ни квалификации, пытаются выполнять «чужие» услуги, тендеры на которые выиграли только благодаря демпингу. Итог, как правило, неутешительный – снижение качества услуг и общее снижение расценок. Мы тоже едва не взялись за проект, совершенно нам не свойственный, но,

СТТ: What is the impact of the crisis on your customer relations?

T.N.: Good customer relations are necessary irrespective of the market situation. The only way to preserve them is to provide services of a certain quality. Of course, this is not the only condition which counts – you can never ignore the human factor – but it is essential. As for the crisis, the biggest problem of customer relations is the policy of tendering. We make our best to persuade the customer that quality of services – the contractor's engineering status, professional experience, and personnel qualifications – is prior to their cost. Unfortunately, in practice the tender price is now the decisive factor, while other aspects are totally ignored.

СТТ: What other negative tendencies can be traced at the services market?

T.N.: Services depending on credit funds suffer the heaviest. Most often, it is companies which have taken expensive equipment on lease. Cutback in customer orders, persistent non-payments, decrease in services rates, bank problems – all that can make a recently successful company a bankrupt. There is also another tendency – for fear of losing business and staff companies grasp at any kind of work, even in the

оценив риски, вовремя остановились. Существует и противоположная тенденция – компания, потерявшая вследствие кризиса объемы, затихает, ложится на дно, предпочитая лучше переждать, чем выполнять дешевые услуги. Результат также неутешительный – выпав однажды из обоймы и потеряв персонал, очень трудно восстановить бизнес.

ВК: Кадры, технологии, практические наработки – как все это богатство не потерять?

Т.Н.: Потери будут обязательно, их не избежать.

ВК: Но можно минимизировать. Вопрос – как?

Т.Н.: Ни в коем случае не останавливаться. И еще – в любом бизнесе никто не действует в одиночку, а создает команду. Если команда на самом деле надежная и активная, она преодолет кризис. Ведь падение обязательно закончится, и непременно снова будет подъем. Это доказывает история.

ВК: В качестве эпиграфа к своей презентации на одной из конференций Вы взяли слова Ли Якокки: «Все хозяйственные операции можно, в конечном счете, свести к обозначению тремя словами: люди, продукты, прибыль. На первом месте стоят люди. Если у вас нет надежной команды, то из остальных факторов мало что удастся сделать». Как Вы оцениваете свой персонал?

Т.Н.: Я верю в свою команду. ☉

Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»

spheres they are neither experienced in, nor qualified for; they set to performing “outside” services winning tenders for them only by means of dumping. As a rule, the result is disappointing – loss of services quality and overall reduction in tariffs. We were close to taking up a project which was absolutely out of our line, but upon assessing the risks, we were reasonable enough to give it up. There is an opposite tendency as well – a company which has suffered decline on account of the crisis, chooses to lie low and wait, rather than offer cheap services. The result is, again, disappointing – once passing out of sight and losing its staff, the company will hardly be able to revive.

CTI: Human resources, professional skills – how not to lose these assets?

T.N.: There will always be losses, they are unavoidable.

CTI: But it is possible to minimize them. How?

T.N.: Keep moving forward, whatever happens. And one more thing – no business is done single-handed, without a team. If the team is truly reliable and dynamic it will overcome any crisis. Where there is a fall, there is a rise. It is on the historical records.

CTI: The epigraph to one of your presentations at a conference quoted Lee Iacocca: “In the end, all business operations can be reduced to three words: people, product and profits. Unless you’ve got a good team, you can’t do much with the other two”. What about your people?

T.N.: I believe in my team. ☉

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

НАША СПРАВКА

ООО «Петровайзер» было образовано в 2004 году. В настоящее время основные направления деятельности компании следующие:

- Проектирование схем разбуривания месторождений. Разработка проектно-сметной документации на строительство скважин.
- Управление строительством скважин. Инженерно-технологический надзор (супервайзинг) при строительстве скважин.
- Геолого-технологические исследования.
- Разработка и внедрение информационных технологий и программного обеспечения для ТЭК.
- Подготовка кадров в области супервайзинга, ГТИ и информационных технологий.

Все направления в настоящее время успешно функционируют.

REFERENCE NOTE

Petroviser OOO was established in 2004. Currently, the principal activities of the company are as follows:

- Field development schemes design. Preparation of well construction design estimates.
- Well construction management. Engineering and technological supervising of well construction.
- Geological and technical study.
- Design and introduction of information technologies and software for fuel and energy industry.
- Staff training in the sphere of supervising, geological and technical study and information technologies. High performance along all the lines.

Опыт применения колтюбингового комплекса МК30Т

Experience of Applying CT Unit MK30T

Сергей ЖУКОВ, РУП ПО «Белоруснефть»
Sergei ZHUKOV, Belarusneft



Необходимость снижения себестоимости добываемой нефти и полной доразработки всех месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» повлекли за собой ряд исследований и разработок в области новых технологий, позволяющих увеличить период эффективной добычи.

Внедрение колтюбинговых технологий здесь началось с середины 2007 года, с поступлением колтюбингового комплекса МК30Т производства СЗАО «Фидмаш». В базовом варианте мобильный комплекс МК30Т оснащен инжектором (механизмом подачи трубы) грузоподъемностью до 36 т и гибкой трубой диаметром 44 мм (рабочая длина 3500 м). После незначительного переоснащения комплекс МК30Т имеет возможность работы с гибкими трубами (ГТ) диаметрами 38 и 50 мм. Областью применения комплекса является проведение ремонтно-восстановительных работ в глубоких скважинах всех типов (вертикальных, горизонтальных, наклонно-направленных и др.), проведение геофизических исследований, увеличение производительности скважин, бурение скважин малого диаметра, боковых и горизонтальных стволов в существующих скважинах, углубление и повторное вскрытие, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт. Общий вид колтюбинговой установки МК30Т в рабочем положении представлен на рисунке 1.

The necessity in bringing down the production cost of the recovered oil and full development of all its fields made the production association Belarusneft undertake a number of researches and developments in the field of new technologies providing for a longer period of high performance.

It launched CT technologies in mid 2007, when CT unit MK30T produced by Fidmash emerged. In its initial variant MK30T has an injector (pipe handling mechanism) with the bearing force of up to 36 tons and a coiled tube with the diameter of 44mm (working length is 3,500 m). Little readjustment enabled MK30T to work with coiled tubes (CT) of 38 and 50 mm. The unit can be applied in repair-and-renewal operations in deep wells of all types (vertical, horizontal and directional wells), geophysical studies, enhanced recovery, drilling slim-hole, sidetracks in the existing wells, deepening and reopening of old wells, including underbalanced drilling. The general view of CT unit MK30T in working condition is presented at Figure 1.

THE MAIN TECHNICAL PARAMETERS OF CT UNIT MK30T:

- Truck length (maximal) 22 m
- Truck width 2.55 m
- Truck height 4.5 m
- Total truck weight (without liquid in CT) 73,000 kg
- Max load per axle 12,500 kg
- Max operational pressure on casing head 70 MPa
- Max traction power of the tractive unit (injector) 36,000 kg

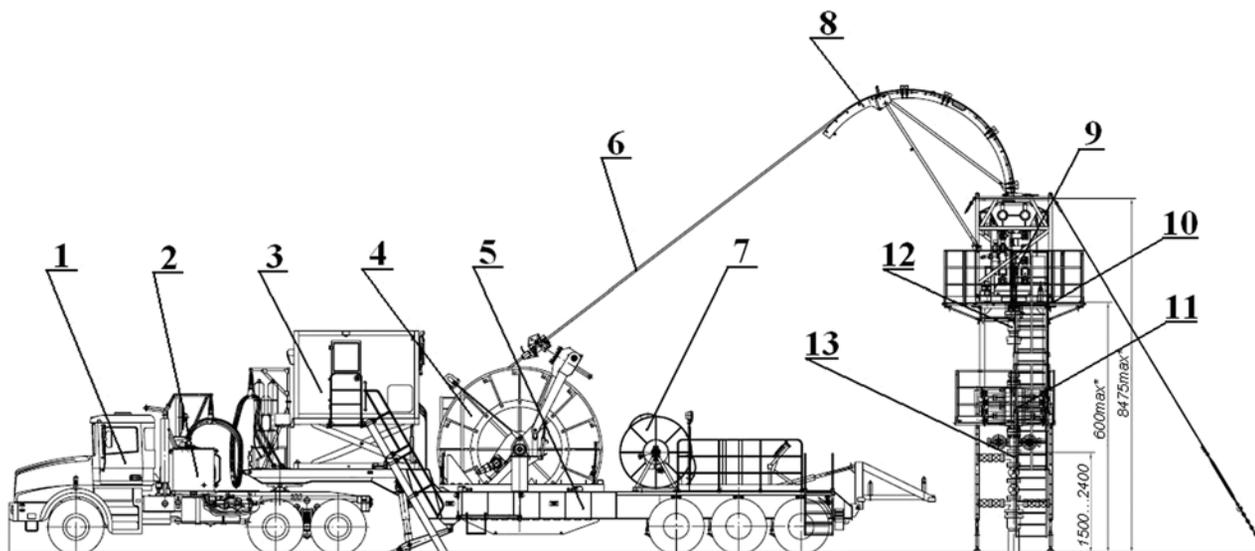


Рисунок 1 – Колтюбинговый комплекс МК30Т в рабочем положении
Figure 1 – CT unit MK30T in working condition

1 – специальный седельный тягач (МЗКТ-74173); 2 – гидравлическая станция; 3 – кабина операторов; 4 – барабан с ГТ; 5 – подрамник полуприцепа (МЗКТ-99892); 6 – ГТ; 7 – барабаны намотки гидравлических рукавов; 8 – желоб направляющий; 9 – инжектор; 10 – устьевое сборное основание; 11 – блок превенторов; 12 – герметизатор; 13 – оборудование устья (фонтанная арматура)

1 – special tractive unit (MZKT-74173); 2 – hydraulic station; 3 – CAB Crens; 4 – spool with CT; 5 – semitrailer underframe (MZKT-99892); 6 – CT; 7 – spools for hydraulic arms; 8 – guiding groove; 9 – injector; 10 – wellhead modular platform; 11 – blowout preventer stack; 12 – sealer; 13 – wellhead equipment (X-mas tree)

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА МК30Т:

- Длина автопоезда (не более) 22,0 м
- Ширина автопоезда 2,55 м
- Высота автопоезда 4,5 м
- Полная масса автопоезда (без жидкости в ГТ) 73 000 кг
- Мах нагрузка на ось 12500 кг
- Мах давление на устье скважины при проведении работ 70 МПа
- Мах тяговое усилие механизма подачи трубы (инжектора) 36 000 кг
- Диаметры ГТ для работы с МК30Т 38, 44 и 50 мм
- Скорость перемещения ГТ при выполнении СПО ... минимальная 0,01 м/с максимальная 0,8 м/с
- Привод исполнительных механизмов гидравл.
- Диаметр проходного сечения герметизатора и блока превенторов 100 мм
- Мах высота фонтанной арматуры, обслуживаемой установкой 2,4 м

На начальном этапе внедрения технологий на базе колтюбингового комплекса МК30Т предусматривалось проведение простых

- Diameters of CT for working with MK30T 38, 44 and 50 mm
- CT conveying speed during the round trip minimal 0.01 m/s maximal 0.8 m/s
- Actuators' drive hydraulic
- Diameter of the passage are in sealer and preventer stack. 100 mm
- Max height of X-mas tree served by the unit 2.4 m

Simple technological operations such as washing bottom holes and tubing were planned to be introduced on the basis of the CT unit MK30T on the first stage. Later, more complicated technologies were launched. Among them is acid treatment of proximity formation zone, gaslift well development with the help of nitrogen compressor unit and integrally designed technologies.

From September 2007 through January 2009 MK30T was engaged in well operations run according to 4 major technological schemes:

- washing bottom holes and the tubing;
- flow stimulation and development;
- washing out proppant after hydrofracturing;
- washing out salt and paraffin plugs.

Division of operations on technological basis is presented at Figure 2.

технологических операций: промывки забоев скважин и НКТ. Позднее стали применять более сложные технологии ремонта, такие как обработка ОЗП кислотными растворами, газлифтное освоение скважин с использованием азотно-компрессорной установки, а также комплексные технологии.

За период с сентября 2007 по январь 2009 года с использованием колтюбингового комплекса МК30Т выполнялись скважино-операции с использованием 4 технологических схем:

- промывка НКТ и забоев скважин;
- интенсификация притока и освоение;
- промывка проппанта после ГРП;
- промывка солевых и парафиновых пробок.

Распределение работ по технологиям представлено на рисунке 2.

Все операции выполнены в полном объеме без осложнений и отклонений от планов работ и технологически считаются успешными – 100%.

Кроме этого, были проведены экспериментальные работы по моделированию подачи через ГТ диаметром 44 мм цементного раствора с целью подготовки к опробованию технологии установки цементных мостов.

Результаты работ по промывкам забоев скважин и НКТ представлены в таблице 1. При проведении работ использовались следующие виды промывочных жидкостей: минерализованная (или пресная) вода с содержанием ПАВ и пена. Приготовление пены осуществлялось на устье скважины путем одновременной прокачки через жидкостно-газовый эжектор пенообразующей жидкости и азота. При промывках на окончании ГТ использовали насадки, представленные на рисунке 3.

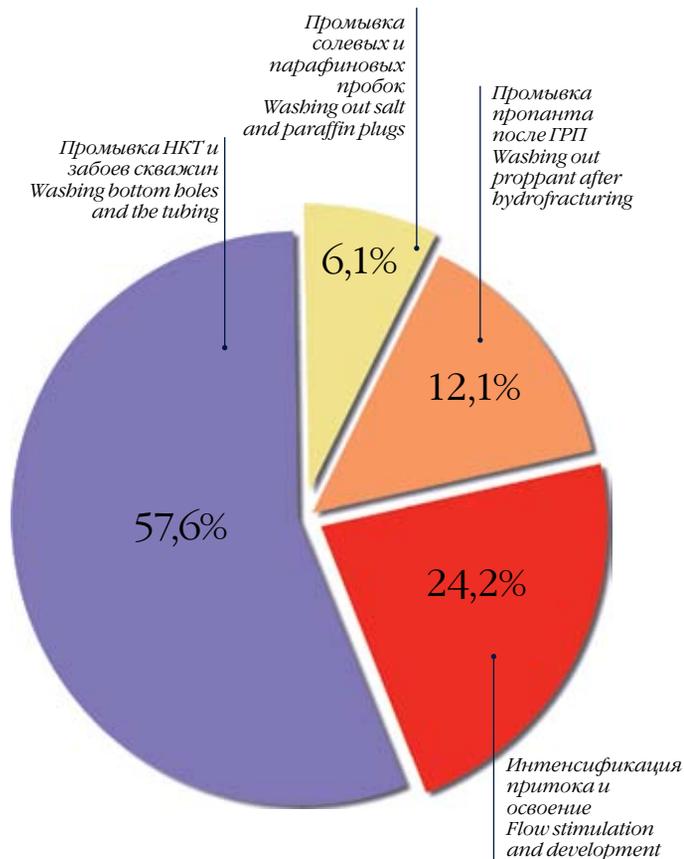


Рисунок 2 – Распределение работ по технологиям
Figure 2 – Division of operations based on type of technology.

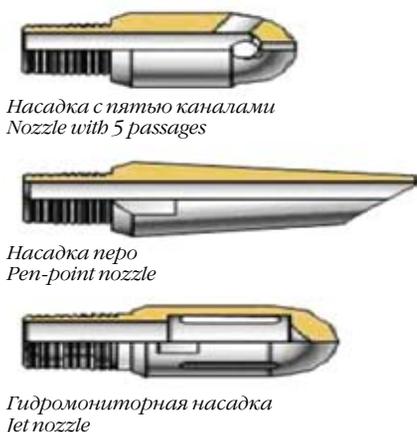


Рисунок 3 – Промывочные насадки на ГТ
Figure 3 – Washing nozzles on CT



Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при проведении работ по промывке пеной
Figure 4 – Scheme of equipment location during foam washing operations

1 – колтубинговая установка МК30Т; 2 – оборудование устья скважины; 3 – эжектор ЭЖТ-2; 4 – азотно-компрессорная установка ПКСА-9/200; 5 – насосный агрегат СИИ-31М; 6 – емкость для запаса пенообразующей жидкости; 7 – гравитационная емкость; 8 – насосный агрегат ЦА-320; 9 – емкость для запаса рабочей жидкости; 10 – сливная емкость; 11 – пена; 12 – пена с продуктами промывки; 13 – ГТ; 14 – НКТ; 15 – ЭК; 16 – продуктивный пласт

1 – coiled tubing unit МК30Т; 2 – wellhead equipment; 3 – ejector EJG-2; 4 – nitrogen compression unit PKSA-9/200; 5 – pumping unit SIN-31M; 6 – capacity for foam-forming liquid reserve; 7 – gravitation capacity; 8 – pumping unit TSA-320; 9 – capacity for working liquid reserve; 10 – dump tank; 11 – foam; 12 – foam with products of washing; 13 – CT; 14 – the tubing; 15 – electrical logging; 16 – productive formation

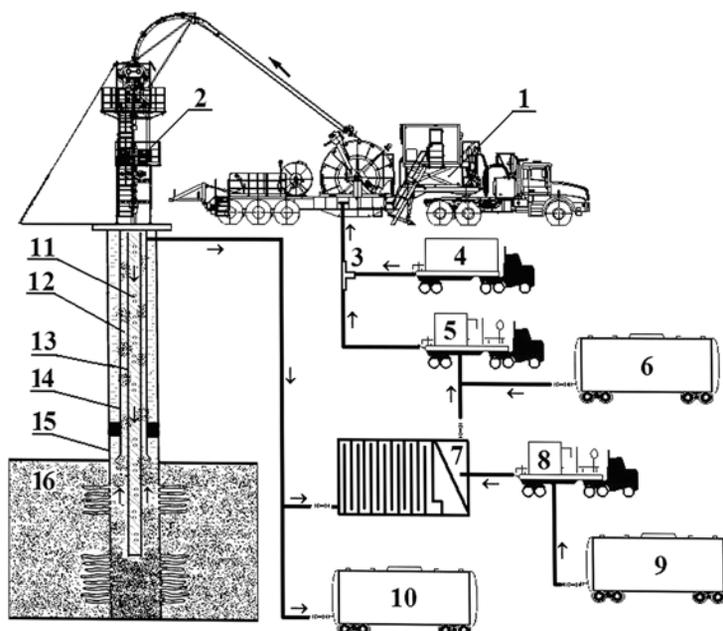


Схема расположения оборудования при проведении работ по промывке пеной представлена на рисунке 4.

В процессе работ производился структурный анализ механических примесей, выносимых с забоев скважин в процессе промывок.

Появление механических примесей на забое скважин обусловлено следующими факторами:

- оседанием частиц породы пласта, выносимых через перфорационные отверстия скважины во внутреннюю полость обсадной колонны;
- оседанием частиц песка после проведения различных технологических операций (гидропескоструйной перфорации, гидравлического разрыва пласта, создания искусственного забоя и др.);
- оседанием частиц окалины и ржавчины, осыпающихся с труб обсадной колонны и эксплуатационного оборудования.

Результаты структурного анализа показали, что наибольшее количество осадков (более 86,6%) представлено частицами окалины и ржавчины (размер частиц менее 0,05 мм), осыпающихся со стенок обсадной колонны и НКТ в процессе эксплуатации скважины. Оставшаяся часть осадков (менее 13,4%) представлена крупными частицами глины, цемента и карбонатов, выпавших на забой в процессе эксплуатации скважины, а также в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Результаты работ по промывкам показали также, что для достижения большей эффективности работ необходимо в совокупности с простыми промывками забоев проводить также мероприятия по увеличению продуктивности скважин, например кислотные обработки пластов.

All the operations are performed in full volume without complications and deviations from the plan and are 100% technologically successful.

Besides, experimental jobs were undertaken in order to model a supply of cement solution through a 44 mm long-length flush joint tube. The operation was meant to prepare for the test of a plugging technology.

The results of the operations of washing the well bottom holes and the tubing are supplied in Table 1. During these jobs the following types of washing liquids were applied: mineralized (or fresh) water with surfactants and foam. The foam was produced at the wellhead by simultaneous pumping of foam producing liquid and nitrogen through liquid and gas ejector. Nozzles presented at Figure 3 were set at the end of the CT during the washing.

The scheme of equipment location during the foam washing is supplied at Figure 4.

Structural analysis of mechanical impurities, carried from the well bottom hole during the washing, was undertaken. The presence of mechanical impurities on the well bottom hole is explained by the following reasons:

- sedimentary of the deposit rock particles, carried through well perforations into the production string interior;
- sedimentary of solids after various technological operations (jet perforation, hydrofracturing, creation of artificial bottomhole, etc);
- sedimentary of particles of blister and rust, falling from the tubes of the productions string and production equipment.

The results of the structural analysis showed that the highest percentage of sediment (over 86.6%) is represented by the particles of blister and rust (the size of particles is less than 0.05 mm), falling from the walls of production string and the tubing during well exploitation. The rest part of the sediment (below 13.4%) is represented by big particles of clay, cement and carbonates that fell on the bottomhole during well exploitation and service operations.

Таблица 1 - Результаты работ по промывкам забоев скважин и НКТ колтюбинговым комплексом МК30Т
Table 1 - Results of washing operations in well bottomboles and the tubing performed by CT complex MK30T

| Номер скважины и месторождение Number of the well and field | Категория Category | Дата ремонта Date of service | Вид работ Type of operation | Тип промывочной жидкости Type of circulating fluid | Насадка на ГТ Nozzle on CT | Интервал перфорации, м Perforation interval, m | Искусственный заводь, м Artificial bottomhole, m | Гор. до работ: остановка прибора, м / Geographical depth of survey tool stop, m | Забой по колтюбингу, м CT bottomhole, m | Гор. после работ: остановка прибора, м / Geographical depth of survey tool after exploration, m | Приемистость до работ Intake rate before operation | | Приемистость после работ Intake rate after operation | |
|--|-----------------------|---------------------------------|---|--|--|---|---|---|--|---|--|------------------|--|------------------|
| | | | | | | | | | | | Q, м ³ сут Q, m ³ day | Р, МПа P, MPa | Q, м ³ сут Q, m ³ day | Р, МПа P, MPa |
| 42, Барсуковское 42, Barsukovskoye | нагн. inject. | 29.09-03.10.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 3242-3273 | 3281 | 3266 | 3281 | 3267 | 30 | 16 | 30 | 16 |
| 88, Барсуковское 88, Barsukovskoye | нагн. inject. | 27.09-29.09.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | 3220-3230 | 3241 | 3228 | 3231 | 3231 | 60 | 2 | 60 | 2 |
| 90, Барсуковское 90, Barsukovskoye | доб. prod. | 28.07-31.07.08 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | 3076-3095 | 3096 | 200 | 3096 | - | Промывка НКТ и забоя фонтанной скважины Washing the tubing and bottomhole of flowing well | | | |
| 12, Барсуковское 12, Barsukovskoye | нагн. inject. | 09.10-13.10.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | 2783-2820 | 2834 | 2806 | 2834 | 2834 | 94 | 19,5 | 110 | 19,5 |
| 32, Вишанское 32, Visbansky | нагн. inject. | 24.12-29.12.07 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Гидромониторная, перо Jet nozzle, mule shoe | 3047-3147 | 3166 | 681 | 2525 | - | 200 | 1 | 200 | 1 |
| 60, Вишанское 60, Visbansky | нагн. inject. | 25.10-31.10.07 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ пена Technical water with DMS, foam | Гидромониторная, перо Jet nozzle | 2890-2920 | 2929 | 2912 | 2923 | 2925 | 46 | 4 | 53 | 4 |
| 70, Вишанское 70, Visbansky | нагн. inject. | 05.12-14.12.07 | Промывка НКТ и забоя СКО Washing the tubing and bottomhole, acid treatment | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Гидромониторная Jet nozzle | 3093-3160 | 3150 | 2600 | 3153 | 3135 | 204 | 3 | 157 | 1,5 |
| 142, Вишанское 142, Visbansky | нагн. inject. | 02.01-10.01.08 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 3058-3078 | 3087 | 3071 | 3081 | 3083 | 230 | 2 | 230 | 2 |
| 21, Дубровское 21, Dubrovskoye | нагн. inject. | 04.07-09.07.08 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2980-3030 | 3030 | 3005 | 3030 | 3032 | 350 | 2 | 350 | 2 |
| 207, Красносельское 207, Krasnoselsky | нагн. inject. | 21.11-26.11.07 | Промывка НКТ и забоя СКО Washing the tubing and bottomhole, acid treatment | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Гидромониторная Jet nozzle | 3455-3484 | 3489 | 3459 | 3495 | 3494 | 200 | 18 | 200 | 16 |
| 210, Красносельское 207, Krasnoselsky | нагн. inject. | 26.11-29.11.07 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Гидромониторная Jet nozzle | 3465-3474 | 3490 | 510 | 3495 | 3452 | 10 | 20 | Остановлена по технологическим причинам Stopped for technological reasons | |
| 133, Н-Давыдовское 133, N-Davydovskoye | нагн. inject. | 14.12-19.12.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2800-2814 | 2814 | 2810 | 2812 | 2813 | 60 | 2,5 | 100 | 2 |
| 140, Н-Давыдовское 140, N-Davydovskoye | нагн. inject. | 19.12-22.12.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | 2786-2830 | 2877 | 2822 | 2875 | 2877 | 78 | 17,5 | 85 | 17 |
| 37, Осташиковичское 37, Ostasbkovichskoye | нагн. inject. | 15.10-19.10.07 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ пена Technical water with DMS, foam | Гидромониторная, перо Jet nozzle, mule shoe | 2760-2875 | 2876 | 2864 | 2877 | 2874 | 420 | 12 | 660 | 12 |
| 39, Осташиковичское 39, Ostasbkovichskoye | нагн. inject. | 04.10-09.10.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2675-2853 | 2857 | 2848 | 2857 | 2789 | 590 | 11 | 590 | 11 |
| | | 28.01-31.01.08 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ пена Technical water with DMS, foam | Насадка с пятью каналами Nozzle with 5 passages | 2675-2853 | 2860 | 2789 | 2860 | 2860 | 590 | 11 | 590 | 11 |
| 222, Осташиковичское 222, Ostasbkovichskoye | нагн. inject. | 31.01-03.02.08 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Насадка с пятью каналами Nozzle with 5 passages | 3188-3198 | 3203 | 3150 | 3203 | 3202 | 50 | 10 | 90 | 10 |
| 273, Осташиковичское 273, Ostasbkovichskoye | нагн. inject. | 19.10-25.10.07 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ пена Technical water with DMS, foam | Гидромониторная, перо Jet nozzle, mule shoe | 3451-3465 | 3477 | 3465 | 3477 | 3476 | 180 | 12 | 180 | 12 |
| | | 11.07-13.07.08 | Промывка забоя Washing bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | 3451-3465 | 3477 | 3462 | 3475 | 3476 | 175 | 11 | Остановлена по технологическим причинам Stopped for technological reasons | |
| 12, Речицкое 12, Rechitsky | нагн. inject. | 12.09-14.09.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2140-2168 | 2169 | 2152 | 2170 | 2171 | 410 | 15 | 420 | 15 |
| 128, Речицкое 128, Rechitsky | нагн. inject. | 08.09-12.09.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2080-2165 | 2167 | 2144 | 2167 | 1789 | 190 | 15 | 190 | 15 |
| | | 23.01-26.01.08 | Промывка НКТ и забоя Washing the tubing and bottomhole | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Насадка с пятью каналами Nozzle with 5 passages | 2080-2165 | 2167 | 1789 | 2167 | 2167 | 218 | 15 | 218 | 15 |
| 250, Речицкое 250, Rechitsky | нагн. inject. | 06.09-08.09.07 | Промывка забоя Washing bottomhole | Пена Foam | Перо Mule shoe | 2564-2589 | 2599 | 2578 | 2597 | 2584 | 40 | 15 | 40 | 15 |
| 141, Ю-Сосновское 141, U-Sosnovskoye | доб. prod. | 10.01-11.01.08 | Промывка НКТ Washing the tubing | Тех. вода с ПАВ Technical water with DMS | Перо Mule shoe | - | - | 717 | 2300 | - | Промывка НКТ до насоса Washing the tubing till the pump | | | |

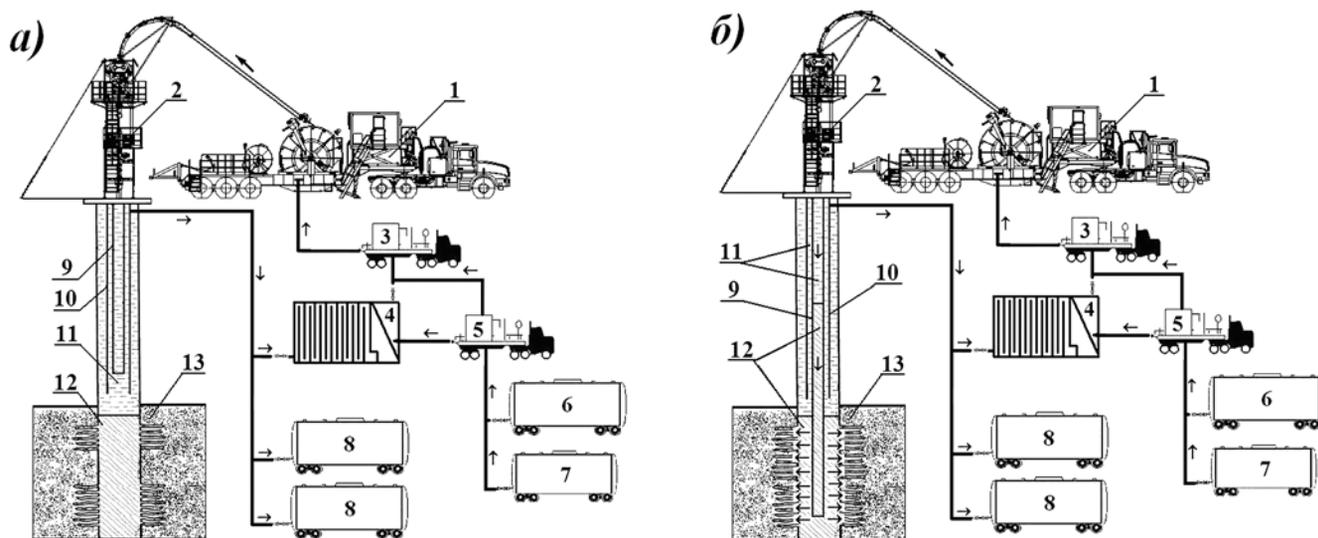


Рисунок 5 – Схемы расположения оборудования при выполнении СКВ и СКО
Figure 5 – Schemes of equipment location during hydrochloric bath and acid treatment

а) – солянокислотная ванна; б) – солянокислотная обработка;
 1 – колтюбинговая установка МК30Т; 2 – оборудование устья скважины; 3 – насосный агрегат СИН31М; 4 – гравитационная емкость; 5 – насосный агрегат ЦА-320; 6 – технологическая емкость для рабочей жидкости; 7 – кислотная емкость; 8 – сливная емкость; 9 – ГТ; 10 – НКТ; 11 – рабочая жидкость; 12 – кислотный раствор; 13 – продуктивный пласт

а – hydrochloric bath; б – acid treatment 1 – CT unit МК30Т;
 2 – wellhead equipment; 3 – pump unit SIN-31M; 4 – gravitation capacity; 5 – pump unit TSA-320; 6 – technological capacity for working liquid; 7 – acid capacity; 8 – dump tank; 9 – CT; 10 – the tubing; 11 – working liquid; 12 – acid liquid; 13 – productive formation

Работы по интенсификации притока и освоению были выполнены с использованием 4 технологических схем:

- ввод скважины из бурения: СКВ, СКО, газлифтное освоение;
- ввод из бурения методом газлифтного освоения;
- газлифтное освоение скважины после СКР;
- отмыв проппанта после ГРП и газлифтное освоение.

Схемы расположения оборудования при проведении работ по названным технологиям представлены на рисунках 5 и 6, а результаты работ – в таблице 2.

Укомплектованный ГТ диаметром 44 мм колтюбинговый комплекс МК30Т не позволил в полной мере осуществить запланированный объем работ по промывкам, увеличению производительности и освоению в связи с конструктивными особенностями фонда скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». В настоящее время закуплена ГТ диаметром 38 мм, использование которой позволит

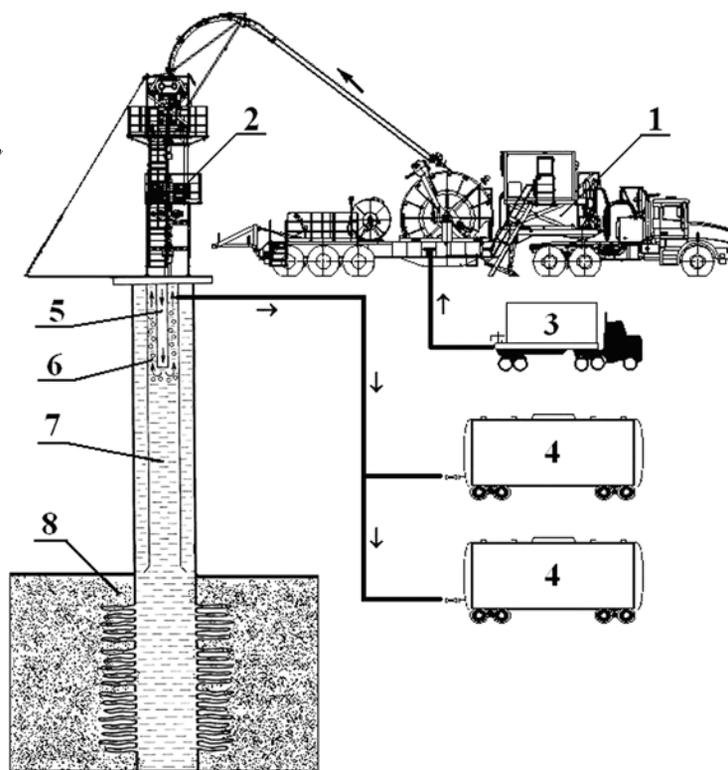


Рисунок 6 – Схема расположения оборудования при выполнении газлифтного освоения
Figure 6 – scheme of equipment location during gaslift development

1 – колтюбинговая установка МК30Т; 2 – оборудование устья скважины; 3 – азотно-компрессорная установка ПКСА-9/200; 4 – сливная емкость; 5 – инертный газ (азот); 6 – смесь азота и жидкости глушения; 7 – жидкость глушения; 8 – продуктивный пласт

1 – CT unit МК30Т; 2 – wellhead equipment; 3 – nitrogen compression unit PKSA-9/200; 4 – dump tank; 5 – inactive gas (nitrogen); 6 – mixture of nitrogen and killing fluid; 7 – killing fluid; 8 – productive formation

| Таблица 2 - Результаты промысловых работ по интенсификации притока и освоению скважин с использованием колтюбингового комплекса МК30Т / Table 2 - Results of industrial operations on flow stimulation and well development performed with a CT unit MK30T | | | | | |
|--|---|--|--|--|--|
| Номер скважины и месторождение / Number of the well and field | Дата ремонта с колтюбингом / Date of CT service | Вид ремонта / Type of service | Технологическая схема проведения работ с колтюбингом / Technological scheme of CT operations | Объемы закачанных химреагентов и отобр жидкости из пласта / Amount of pumped chemical reagents and drainage from formation | Дебит по нефти / Oil rate |
| 254, Осташковичское / 254, Ostasbkovichsky | 31.10-06.11.07 | Ввод из бурения, интенсификация притока, освоение / Commissioning from drilling, flow stimulation, development | Солянокислотная ванна / HCL bath | 2м ³ 18% HCL с ПАВ / 2m ³ 18% HCL with surfactants | Работает ЭЦН, Qн=12 м ³ /сут / Operational ESP well, Qн=12 t/day |
| | | | Солянокислотная обработка / HCL treatment | 14м ³ 18% HCL с ПАВ / 14m ³ 18% HCL with surfactants | |
| | | | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 27 м ³ жидкости / Selected 27 m ³ of liquid | |
| 8, Денисовичское (разведочная) / 8, Denisovsky (pioneer) | 29.11-03.12.07 | Ввод из бурения, освоение / Commissioning from drilling, development | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 86 м ³ жидкости / Selected 86 m ³ of liquid | Остановлена по технич. причинам (фронтанная) / Stopped for technical reasons (flowing well) |
| 9001, Ю-Осташковичское (поисковая) / 9001, South Ostasbkovichsky (search) | 14.01-17.01.08 | Изоляц. работы, СКР, освоение, ГДИ / Isoaltion, HCL fracturing, development, WFT | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 15 м ³ жидкости / Selected 15m ³ of liquid | Передана в ППД / Commissioned |
| 81, Мармовичское / 81, Marmovichsky | 20.01-25.01.08 | Освоение после СКР / Development after HCL fracturing | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 24 м ³ жидкости / Selected 24 m ³ of liquid | Работает ШГН, Qн=5 м ³ /сут / Operational RPW, Qн=5 t/day |
| 95, Давыдовское / 95, Davydovsky | 09.02-11.02.08 | Освоение после СКР / Development after HCL fracturing | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 61 м ³ жидкости / Selected 61 m ³ of liquid | Работает ШГН, Qн=10 м ³ /сут / Operational RPW, Qн=10 t/day |
| 51, Мармовичское / 51, Marmovichsky | 01.02-22.02.08 | Освоение после СКР / Development after HCL fracturing | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 22 м ³ жидкости / Selected 22 m ³ of liquid | Работает ШГН, Qн=9 м ³ /сут / Operational RPW, Qн=9 t/day |
| 56, Мармовичское / 56, Marmovichsky | 11.02-07.03.08 | Освоение после СКР / Development after HCL fracturing | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 50 м ³ / Selected 50 m ³ | Работает ШГН, Qн=9 м ³ /сут / Operational RPW, Qн=9 t/day |
| 236, Речицкое (открытый ствол) / 236, Rechitsky (open shaft) | 06.03-07.03.08 | Освоение после ГРП / Development after hydrofracturing | Отмыв проппанта / Proppant washout | Отмыли 0,5 т проппанта / Washed out 0.5 tons of proppant | Восстановление забоя / Bottomhole restoration / Работает ШГН, Qн=8 м ³ /сут / Operational RPW, Qн=8 t/day |
| | | | Газлифтное освоение / Gaslift development | Отобрано 2 м ³ жидкости (нулевой отток) / Selected 2 m ³ of liquid (zero inflow rate) | |

значительно расширить область применения колтюбингового комплекса МК30Т.

В августе 2008 года с использованием колтюбингового комплекса МК30Т на скважине 109-с3 Золотухинского месторождения с целью опробования технологии установки цементных мостов проведен комплекс модельных исследований по определению гидравлических сопротивлений при прокачке через ГТ цементного раствора. Для проведения исследований была подготовлена модель (утяжеленный глинистый раствор), близкая по технологическим параметрам (растекаемости

The results of washing operations showed that efficient job requires not only simple washing of the bottomhole, but also activities on production enhancement such as acid formation treatment.

4 technological schemes were tried in flow stimulation and well development jobs:

- well commissioning from drilling: hydrochloric bath, acid treatment, GL development;
- well commissioning from drilling with the help of GL development;
- gaslift well development after salt-acid bath ;
- proppant washout after hydrofracturing and gaslift development.

The schemes of equipment location during operations

и плотности) цементному раствору. С целью предотвращения растекаемости цементного раствора в эксплуатационной колонне (при выходе из ГТ) применялись буфера в виде вязкоупругого состава (ВУС). В результате проведенных экспериментов сделаны выводы:

- прокачка модельного раствора с буферами ВУС через ГТ диаметром 44 мм и длиной 3700 м показала высокие потери на трение и опасность образования пробки в ГТ;
- необходимо разработать рецептуру специального состава цементного раствора, обладающего необходимыми технологическими параметрами для прокачки через ГТ;
- опытно-промышленные работы по опробованию и внедрению технологии установки и разбуривания цементных мостов будут продолжены в 2009 году.

По результатам опытно-промышленных работ создан и введен в действие технологический регламент на производство работ с колтюбинговым комплексом МК30Т. В регламенте отражены и подробно изложены технологии очистки забоев скважин и НКТ, освоения и увеличения производительности скважин. Колтюбинговый комплекс МК30Т готов к выполнению операций по названным технологиям.

С целью расширения области применения колтюбинговых технологий в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2009 году запланировано:

- отработать внедренные технологии на скважинах с использованием ГТ диаметром 38 мм, а также опробовать технологию бурения боковых стволов с ГТ диаметром 50 мм и системой направленного бурения Группы ФИД;
- отработать и внедрить технологию очистки скважин от проппанта после операций по гидроразрыву пластов с последующим их освоением;
- провести комплекс опытно-промышленных испытаний установки и бурения цементных мостов;
- разработать и внедрить технологию проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока с применением ВУС;
- разработать и внедрить технологию бурения и освоения разветвленных многозабойных скважин, в том числе горизонтальных. ☉

involving the above-mentioned technologies are supplied in Figures 5 and 6 and their results are presented in Table 2.

The CT unit MK30T, supplied with a 44 mm long-length flush-joint tube, did not allow carrying out the planned volume of operations on washing, production enhancement and development because of the design features of Belorusneft's well stock. A long-length flush-joint tube with the diameter of 38 mm was purchased to expand the scope of MK30T application.

In August 2008 the CT unit MK30T was tried at the well 109-s3 of Zolotukhin Field in order to test CT technologies in placing cement bridges. During this operation a number of model researches were undertaken in order to find out the hydraulic resistance during pumping of cement solution through the CT. A model (heavy mud), similar in technological parameters (flowability and density) to cement solution was prepared. Bumpers in the form of visco-elastic composition (VEC) were applied in order to prevent the flowing of cement solution along the production string (at exit from the CT). The experiment resulted in the following conclusions:

- pumping a model solution with VEC bumpers through the CT with the diameter of 44 mm and the length of 3700 meters resulted in high friction loss and the risk of plugs in the CT;
- it is necessary to develop a recipe of the composition of cement solution, having the necessary technological parameters for its pumping through the CT;
- experimental industrial operations on testing and introduction of cement bridge placing and removing technology will be continued in 2009.

The test works resulted in elaboration of technological procedures for MK30T operations. The procedures specify technologies of washing the bottom holes and the tubing, development and production enhancement. The CT unit MK30T is ready to perform operations related to the above-mentioned technologies.

In order to expand the application of CT technologies in 2009 Belorusneft plans to:

- to complete the technologies based on 38 mm CT and the sidetracking technology based on 50 mm CT and a system of directional drilling produced by FID Group;
- to complete and introduce the technology proppant washout after hydrofracturing in the formations and their further development;
- to hold industrial tests of the unit and cement bridges drilling;
- develop and launch the remedial cementing technology, aimed at limiting the water flow, and application of VEC;
- design and launch the technology and drilling and development of multilateral downhole splitters including the horizontal ones. ☉

МЫ ГОТОВЫ К РАБОТАМ ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ

WE ARE READY FOR JOB OF ANY COMPLEXITY

Время колтюбинга: Владимир Петрович, для начала расскажите, пожалуйста, нашим читателям о Вашей компании.

Владимир Мороз: Компания «Интегра-Сервисы» была создана в 2007 году путем выделения цементируемых активов из ООО «Буровая компания Север» и ООО «Интегра-Бурение». В том же году нами было задействовано новое направление – ГНКТ. В сентябре 2007 года была запущена первая бригада, оказывающая услуги с применением колтюбинговых технологий. В настоящий момент мы располагаем 9 флотами цементирования и 4 флотами ГНКТ.

ВК: Ваша компания уверенно идет вперед по всем показателям. Какие факторы способствуют этому развитию?

В.М.: Прежде всего, современное оборудование и инструмент, позволяющие при ремонте скважин решать задачи различной сложности. Практически все оборудование, которым мы располагаем, за исключением одной колтюбинговой установки, изготовлено в 2007–2008 гг. Наши азотные комплексы вырабатывают азот непосредственно на месте проведения работ. Мы сразу сделали ставку на мембранные агрегаты, и теперь не зависим ни от заводов, производящих азот, ни от дорог в период распутицы, что в условиях Западной Сибири и Поволжья дает немалые преимущества, в частности, способствует мобильности и автономности наших бригад ГНКТ. Плюс ко всему, мы располагаем опытным персоналом, готовым к проведению работ любой сложности. Восемьдесят процентов наших работников имеют десятилетний, и более, опыт работы с ГНКТ. Они являются выходцами из Сургутнефтегаза, который в свое время был пионером развития колтюбинга в России.

ВК: Какой специальной промышленной техникой располагает отдельная бригада, оказывающая услуги с применением колтюбинга?

В.М.: Мы сразу пошли на то, чтобы оснащать бригады исходя из специализации. Каждая из трех наших бригад ГНКТ располагает колтюбинговой установкой МК20Т, насосной установкой Н504 и мобильным азотным комплексом. Четвертая бригада работает без азотного комплекса и пока без насосного агрегата. Колтюбинговые установки смонтированы на шасси



На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает В.П. МОРОЗ, директор департамента ГНКТ ООО «Интегра-Сервисы».

V.P. MOROZ, Director of Coiled Tubing Department of Integra Services Company, answers the questions of the Coiled Tubing Times journal.

Coiled Tubing Times: Vladimir Petrovich, could you please tell our readers about your company?

Vladimir Moroz: Integra Services was created in 2007, when Drilling Company Sever and Integra-Drilling allocated their cementing assets. At the same year, the company tried a new direction – the coiled tubing. In September 2007 the first crew, providing CT services, was launched. At the moment we have 9 cementing fleets and 4 CT fleets.

CTT: Your company is steadily advancing in all indexes. What factors contribute to this development?

V.M.: In the first place, this is modern equipment and instrument, allowing completing tasks of different complexity during well service. Practically all the equipment we have, but for 1 CT unit, was produced in 2007–2008. Our nitrogen units produce nitrogen right on the site. At once we staked at membranous systems. Therefore we depend neither on plants, producing nitrogen, nor on roads in a muddy season. In the conditions of Western Siberia and the Volga Region it gives considerable advantages. For instance, it makes our CT units more mobile and autonomous. Plus, we have experienced personnel, ready to perform the tasks of any degree of complexity. 80% of our employees have 10 and more years of experience in CT operations. Most of them come from Surgutneftegaz, which pioneered CT development in Russia.

МЗКТ (10x10), оснащены барабаном емкостью до 5,5 тыс. метров с диаметром гибкой трубы 38 мм, инжектором с тяговым усилием 27 т и оборудованы штатным краном. Две насосные установки Н504 смонтированы на шасси МАЗ (6x6), одна, применяемая для особо тяжелых дорожных условий, – на шасси МАЗ (8x8). Каждая насосная установка оборудована насосом SPM TWS 600 с рабочим давлением до 70 МПа, проточной системой нагрева рабочей жидкости и компрессором для отдувки ГНКТ. Мобильные азотные комплексы мембранного типа работают от двигателя Caterpillar, рабочее давление до 35 МПа, расход азота до 21 м³ в минуту, чистота азота – до 99%.

ВК: Какие колтюбинговые технологии освоены Вашими бригадами?

В.М.: Нами освоено широкий спектр услуг с применением гибкой трубы:

- ремонтно-изоляционные работы с использованием ГНКТ;
- работы по устранению аварий (ловильные работы в НКТ, хвостовиках вторых стволов);
- переход на другие горизонты, как выше-, так и нижележащие, и приобщение пластов;
- внедрение пакеров-отсекателей;
- работы, связанные с бурением (в том числе с углублением забоев, бурением на депрессии);
- обработка призабойных зон;
- геофизические работы, в том числе прострелочно-взрывные, особенно в горизонтальных скважинах и вторых стволах;
- работы по ликвидации скважин.

На все виды работ у нас имеются и регламенты, и опыт. Наши специалисты готовы к освоению новых технологий, поиску неординарных решений при ремонте скважин.

ВК: Сколько ремонтов было выполнено в прошлом году?

В.М.: В 2008 году мы выполнили около 150 ремонтов скважин. Это не очень много, поскольку в течение всего года мы запускали бригады: начинали с одной бригадой, закончили год с четырьмя.

ВК: Какие работы наиболее популярны у Ваших заказчиков?

В.М.: Наиболее популярно освоение и промывка скважин с азотом после ГРП. На долю таких операций приходится до 70–80% от общего объема работ. Промывка проводится как на технической сеноманской воде, так и по требованию некоторых заказчиков на дизельном топливе. На втором месте по количеству ремонтов работы на фонде ППД; промывка, шаблонирование и обработка призабойных зон в нагнетательных скважинах. В «бестселлерах» также ловильные работы в НКТ и восстановление циркуляции в НКТ спуском ПНКТ-5. ▶

CTI: What special field equipment do the CT crews have?

V.M.: From the very beginning we decided to equip the crews in compliance with their specialization. Three of our CT crews have a CT unit MK20T, a pump unit H504 and a mobile nitrogen unit. The 4th brigade has been working without a nitrogen unit and for the time being without pump unit. The CT units are assembled on MZKT chassis (10x10), have a spool with the capacity of up to 5500 m of CT with diameter of 38 mm, injector pull capacity of 27 tons and a crane. Two H504 pump units are assembled on chassis MAZ (6x6), another one, used in rough-terrain conditions, is assembled on chassis MAZ (8x8). Each pump is equipped with the pump SPM TWS 600 with the working pressure of up to 70 MPa, continuous-flow system for heating the operating fluid and a compressor for CT blowing. The mobile nitrogen units of the membranous type are driven by Caterpillar engine with the working pressure of up to 35 MPa, nitrogen consumption of 21 m³/min and the nitrogen purity of up to 99%.

CTI: What CT technologies have your crews mastered?

V.M.: We have mastered a wide range of services employing CT units:

- CT cement squeeze;
- remedial actions (fishing in the tubing and liners of side tracks);
- switch to another horizons, both upper and lower ones, and formation commingling;
- setting of shut-down valve packers;
- drilling related operations (including bottom-hole deepening and underbalanced drilling);
- bottomhole treatment;
- geophysical activities, including perforation, especially in horizontal bores and side tracks;
- well killing operations.

We have procedures and experience for all types of operations. Our specialists are ready to explore new technologies, explore for innovative well service decisions.

CTI: How many well services did you perform last year?

V.M.: In 2008 we did some 150 well service operations. This is not too many, since we were raising the number of crews from 1 to 4 throughout the year.

CTI: What jobs are especially popular with your clients?

V.M.: The most popular operations are wells development and their cleanout with nitrogen after hydrofracturing. Such operations make up 70–80% of all the jobs. The cleanout is performed on the ▶

ВК: Расскажите, пожалуйста, о неординарных ситуациях, возникших на скважинах.

В.М.: В период работы в предыдущей компании мы неоднократно проводили обработки различного вида в открытых стволах, а также ловильные работы приборов, геофизику, работы по термогазохимическому воздействию в открытом стволе. На нынешнем месте работы мы в открытые стволы не лазали... Проводили работы внутри бурильной трубы... Вспоминается еще, как пришлось заканчивать промывку скважины при температуре – 42 °С. Начинали обработку при – 27 °С, но погодные условия изменились, а трехпластовую скважину глубиной около 3000 м нужно было домыть. Потом, правда, пришлось подлатать оборудование. Вообще-то я бы не рекомендовал работать при температуре ниже – 30 °С.

ВК: Если не секрет, кто Ваши основные заказчики?

В.М.: Роснефть – Юганскнефтегаз, Газпром нефть – Хантос, Салым Петролеум Девелопмент.

ВК: Как влияет на Вашу деятельность не слишком благоприятная ныне экономическая обстановка?

В.М.: В условиях мирового кризиса рынок нефтесервисных услуг сжался и, по моим оценкам, количество имеющихся флотов колтюбинга на 10–15 % сегодня превышает потребность в них. Поэтому очень большую роль стала играть цена предлагаемых услуг. Качество также имеет немаловажное значение, но на первом месте все же цена. И нефтегазодобывающие компании стремятся оказывать активное влияние на ценовую политику сервисных компаний.

ВК: Каковы последствия такой политики?

В.М.: В 2009 году цены сервисных услуг снижены по сравнению с прошлым годом на 10–15%. Очевидно, эти последствия отразились и на предприятиях, производящих оборудование для нефтесервиса: вероятно, заказов на модернизацию установок им поступает сейчас больше, чем на изготовление новых.

ВК: Какие колтюбинговые операции в этих условиях наиболее выгодны?

В.М.: В Западной Сибири колтюбинг, как я уже говорил, в основном применяется для промывки скважин после ГРП. Это главный вид работ. Он есть и будет. Мы всеми силами стараемся расширить применение колтюбинга. Востребованы ловильные работы, такие как извлечение предметов и долот из НКТ. Для одного из заказчиков мы освоили промывку после ГРП на дизельном топливе, внедрили на его месторождениях проработку лифта НКТ с помощью винтового забойного двигателя, проработку хвостовика, перфорацию НКТ.

basis of technical Senoman water and on diesel fuel, when the customers require it. Formation-pressure maintenance funds rank 2nd in terms of the number of operations. Such operations include cleanout, drifting and treatment of bottomhole zones in injection wells. Fishing in production tubing and restoration of circulation by means of through-tubing heat resistant jet perforator are popular as well.

CTT: Could you please tell us about some extraordinary situations that happened on the wells?

V.M.: When we worked for the previous company, we used to do several types of treatment in the open hole wells and fishing of devices, geophysical jobs as well as thermal, gas and chemical treatment operations in open hole wells. At the current site we haven't penetrated in the open holes so far, but had to conduct operations inside the drilling tube. I also recall how we had to flush the well out at a temperature of – 42 °C. The operation started at – 27 °C, but the weather conditions changed. Nevertheless, we had to finish the washing of a triple well, 3,000 meters deep. After that we had to repair the equipment. Generally speaking, I wouldn't recommend anybody working below the temperature of – 30 °C.

CTT: If it's not a secret, who are your main contractors?

V.M.: Rosneft – Ygansk Neftegaz, Gazprom Neft – Hantos, Salym Petroleum Development.

CTT: How do the current unfavorable economic conditions influence your activity?

V.M.: Under the conditions of the world crisis, the market of oil services has got narrower. According to estimates, the existing CT fleets exceed the demand in them by 10–15%. The quality is also very important, but the price stands first. That is why O&G producers make active attempts to influence the price policy of service companies.

CTT: What are the outcomes of this policy?

V.M.: In 2009 the prices on services went 10–15% down as compared to the previous year. Evidently, such consequences affected the enterprises producing equipment for the oil service. At the moment there are obviously more orders for updating the units than for production of new ones.

CTT: What CT operations are the most profitable under these conditions?

V.M.: In Western Siberia the coiled tubing is mainly applied for well cleanout after hydrofracturing. This is the main class of operations that are here to stay. We are doing our utmost to expand the application of the coiled tubing. Fishing, recovering bore bits and other objects from the tubing are in demand as well. We mastered a diesel fuel

Колтюбинговая установка МК20Т
MK20T CT Unit



ВК: А какие колтюбинговые технологии, на Ваш взгляд, получат широкое распространение в недалеком будущем?

В.М.: Наблюдается тенденция к тому, что будет развиваться бурение на гибкой трубе. Сейчас оно производится в России практически в рамках одной компании, но, не сомневаюсь, скоро станет достоянием многих. Думаю, что будет расширяться и спектр работ. Получат распространение обработки призабойной зоны через гибкую трубу, новые виды ловильных работ. Возможно, если будет усложняться конструкция скважин, станут более востребованными геофизические исследования.

ВК: Информации о каких материалах и оборудовании Вам недостает?

В.М.: Хотелось бы получать больше информации об инструменте, а также о химических реагентах. Пока на рынке нет специализированных реагентов для колтюбинга. Приходится приспособлять то, что есть, но не все реагенты подходят. Хотелось бы знать, что подойдет, а что нет, до того, как начинать операцию, а не пользоваться методом проб и ошибок.

ВК: Сейчас в составе Вашего департамента четыре бригады. Планируете ли, несмотря на кризис, расширяться?

В.М.: Пока не буду загадывать, но, думаю, несмотря ни на что, мы будем наращивать количество бригад. Услуги с применением ГНКТ востребованы, и нужно идти вперед. ☺

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

cleanout after hydrofracturing for one of the clients and equipped his fields with such technologies as working out the tubing lift with a downhole drilling motor, working out the liner and tubing perforation.

CTT: And what technologies are going to be widespread in the future?

В.М.: CT drilling shows tendencies of intensive development. Only 1 Russian company currently produces such equipment, but the number of such producers is going to soar soon. I think the range of operations will be expanding as well. CT BHT and new types of fishing jobs are going to spread. Probably, the construction of wells will be more complicated and geophysical studies will be more in demand.

CTT: What kind of information about materials and equipment do you lack?

В.М.: I'd like to receive more information about the tools and chemical reagents. At the moment the market has specialized reagents for the coiled tubing. We are forced to adjust what is available, but not all the reagents suit. We'd like to know what will fit and what will not before we start the operation instead of trial and error method.

CTT: At the moment there are 4 crews in your department. Do you plan to expand the staff in spite of crisis?

В.М.: Let's not make premature plans, but we will try to expand the number of crews in spite of everything. The CT services are in demand and we should go ahead. ☺

Galina BULYKA, Coiled Tubing Times

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

CT TECHNOLOGIES IN WELL SERVICE AT YAMBURGSKOYE FIELD

¹В.Б. ОБИДНОВ, ¹В.Н. ХОЗЯИНОВ, ¹С.Р. МАСАЛИМОВ,

²Д.А. КУСТЫШЕВ, ³Ж.С. ПОПОВА,

¹ООО «Газпром северподземремонт»,

²ООО «ТюменНИИгипрогаз», ³ТюмГНГУ

¹V.B. OBIDNOV, ¹V.N. KHOZYAINOV, ¹S.R. MASALIMOV,

²D.A. KUSTYSHEV, ³J.S. POPOVA,

¹Gazprom Servicepodzemremont, ²Tyumen Giprogaz R&D

Institute, ³Tyumen State O&G University

В процессе капитального ремонта скважин на Ямбургском месторождении более 30% работ проводятся с помощью колтюбинговых установок (одна бригада – с помощью M10 и еще одна бригада – с помощью M20). Основными видами ремонтных работ, проводимых с применением колтюбинговых установок, являются:

- восстановление искусственного забоя скважин методом удаления песчаной пробки с M10;
- вызов притока и восстановление забоя скважины после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) с M20.

Технология восстановления искусственного забоя заключается в следующем. Первоначально готовится технологический раствор на основе пенообразующей жидкости (ПОЖ), в который добавляется для повышения стабильности пенной системы и снижения температуры замерзания хлорид кальция (CaCl_2), а также карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), неонол, вода и метанол. Для сеноманских газовых скважин обычно приготавливают 25 м³ ПОЖ. На устье скважины устанавливается колтюбинговая установка, которая через тройник, выполненный в виде эжектора, обвязывается с компрессором (СДА-5/220) и насосной установкой (ЦА-320). В обвязку в обязательном порядке включают теплообменник. Затем в остановленную скважину спускается гибкая труба до головы песчаной пробки, после чего скважина пускается в работу через факельную линию. Для поддержания заданного противодавления на конце факельной линии монтируется штуцер диаметром 20–25 мм.

В гибкую трубу подается приготовленный технологический раствор, поддерживая расход на уровне 3–4 л/с. Подача раствора осуществляется порциями (200 л), одновременно в гибкую трубу подается азот в течение 20–30 мин. При снижении температуры раствора ниже 40 °С раствор подогревается паром от ППУ через теплообменник.

Углублением гибкой трубы с поддержанием заданных параметров промывки (расход 3–4 л/с, давление 10–12 МПа) осуществляется разрушение песчаной пробки и выброс выносимой жидкости вместе с разрушенными частицами на факел. Углубление гибкой трубы проводится до искусственного забоя или до жесткой посадки.

После восстановления забоя для эффективности его

Мore than 30% of well workover operations at Yamburgsky Field are done with the help of CT units (1 team working with M10 and 1 team with M20). The main types of service operations performed with CT units include:

- restoring artificial bottomhole by sand bridge removal with the help of M10;
- flow stimulation and restoring bottomhole after hydrofracturing (HF) with M20.

The artificial bottom-hole restoring technology envisages the following method. At first the technological liquid is produced on the basis of foam-forming liquid (FFL). Calcium chloride (CaCl_2) is added into the medium for augmenting the stability of a foam system and reducing the congelation temperature. CM cellulose, neonol, water and methanol are added as well. 25 m³ of FFL is prepared for Cenomanian gas wells. A CT unit is set on the well mouth. The unit is connected with compression facility (СДА-5/220) and pump unit (ЦА-320) via T-branch in the form of an ejector. The connection necessarily includes a heat-exchanging apparatus. Then CT is lowered into the shut-in well till the top of the sand-bridge. After that the well is passed through the flare-line. A nose-piece with the diameter of 20–25 mm is mounted on the end of the flare-line in order to maintain the required back pressure.

The technological fluid is supplied into the coiled tubing with the consumption of 3–4 l/s. The supply is carried out portionwise (200 l). Simultaneously, nitrogen is supplied in to the coiled tube during 20–30 minutes. When the temperature of the solution is below 40 °C, it is heated from steam generation unit through heat-exchange apparatus.

The destruction of sand bridges and discharge of fluid and destroyed particles on the flare is carried out by deepening the coiled tubing with the constrained parameters of washing (consumption 3–4 l/s, pressure 10–12 MPa) maintained. The CT is deepened till artificial bottomhole or impact landing.

After the bottomhole is restored, nitrogen is supplied into the well within 3 hours to dry it up properly. Only after that the CT is lifted and the well is left for “technological stand” (at least 3 hours).

осушки продолжается подача азота в скважину в течение 3 ч. Только после этого гибкая труба приподнимается и скважина оставляется на технологическую выстойку (не менее 3 ч). После завершения выстойки гибкая труба вновь опускается до забоя с целью определения фактического текущего забоя скважины. При неполучении заданной глубины забоя работы повторяются.

Технология вызова притока и восстановления забоя скважины после проведения ГРП заключается в следующем. Первоначально осуществляется обвязка колтюбинговой установки с внешним источником газа (компрессором, скважиной-донором, установкой нагнетания газа – УНГ-8/15). Затем в скважину до головы пропантовой пробки спускается гибкая труба, в которую подают азот. Азот вытесняет скважинную жидкость из скважины, по мере углубления гибкой трубы поинтервально (через каждые 200 м), снижая ее уровень в стволе скважины до получения устойчивого притока газа с выбросом на факел, оборудованный штуцером. Для предотвращения гидратообразования при работе скважины на факел осуществляется ее ингибирование путем закачивания в гибкую трубу метанола в объеме 0,3–0,5 м³.

После вызова притока газа проводится подъем гибкой трубы до устья и начинается обработка скважины на факел в течение 72 часов. При сохранении гидратного режима работы скважины в процессе обработки проводят закачивание дополнительного объема метанола (0,5–1,0 м³) с последующим оставлением скважины на технологическую выстойку, после чего скважину вновь пускают на обработку на факел.

В случае невыхода скважины на рабочий режим проводятся работы по удалению оставшейся (не вымытой и не вынесенной на поверхность) пропантовой пробки. Для удаления остатков пропантовой пробки готовят промывочные растворы. В качестве таких растворов можно использовать инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) с добавлением в него 12% отработанного моторного масла (ОММ). Для удаления пропантовой пробки из газоконденсатных скважин достаточно 25 м³ такого раствора с плотностью 980 кг/м³ и условной вязкостью 40–60 с.

Также для этих целей можно использовать 2–3%-й полимерный раствор КМЦ или КЕМ-ТРОН на основе водного раствора хлорида натрия (NaCl) плотностью 1170 кг/м³, в объеме 5 м³, вязкостью 80–120 с.

Возможно применение водометанольного раствора (ВМР) с добавлением поверхностно-активного вещества (ПАВ). Температуру этих растворов необходимо поддерживать на уровне 40–45°C.

После обвязки насосной установки (ЦА-320) и компрессора (или УНГ-8/15 со шлейфом) с колтюбинговой установкой (М20) проводится спуск гибкой трубы до посадочного седла пакера высокого давления, используемого при проведении ГРП. Для предотвращения гидратообразования в гибкую трубу проводится подкачивание метанола и подача азота.

После проработки интервала седла пакера гибкая труба опускается до текущего забоя. Без прекращения подачи

After the stand the coiled tube is lowered again in order to define the actual current bottomhole of the well. In case the required depth of bottomhole is not obtained the operation is repeated.

The flow stimulation and restoring bottomhole after hydrofracturing envisages the following technology.

CT unit is tied up with outer gas source (compressor, donor well, gas injection unit – УНГ-8/15). Then nitrogen supply CT is lowered into the well till the top of the proppant bridge. The nitrogen forces out the well fluid from the well. Every 200 m of the CT run the level of the fluid in the well shaft is reduced until a stable gas flow and emission on the flare, equipped with nose-piece, is obtained. In order to prevent hydrating during well flaring the well is inhibited by means of 0.3–0.5 m³ of methanol pumped into the CT.

After gas stimulation the CT is lifted till the mouth and the well is flared during 72 hours. When the hydrate mode of well operation is applied, additional portion of methanol is pumped (0.5–1.0 m³). Then the well is left for a technological stand and flared once again.

In case the well fails to become operational, further efforts on removing the remaining (not washed out to the surface) parts of the proppant bridge should be taken. The washing solutions are prepared for removing the remains of the proppant bridge. Such solutions may include the invert emulsion mud (IEM) with 12% of scavenge lubricant (SL). 25 m³ of such a solution with the density of 980 kg/m³ and relevant viscosity of 40–60 s is necessary for removing the remains of the proppant bridge from a gas-condensate well.

One may also try 2–3% polymer CMC solution or KEM-TRON based on sodium salt (NaCl) water solution with the density of 1170 kg/m³, volume 5 m³ and viscosity 80–120 s.

Water methanol solution (WMS) with surfactant added may be applied as well. The temperature of such solutions should be kept at the level 40–45 °C.

After the pump unit (ЦА-320) and compressing facility (or УНГ-8/15 with plume) are connected to the coiled tubing unit (М20) the CT is lowered till the catching baffle of a high pressure packer used in HF. Methanol and nitrogen are supplied into the CT to prevent hydrating.

After the given interval of the packer baffle is done the CT is lowered till the current bottomhole. Without stopping nitrogen supply the CT is lowered 5–8 m deeper with the load on the tube under 30 kN and the consumption of 3 l/s. After that the tube is lifted 20 m above the bottomhole. Without stopping nitrogen supply they pump 0.3–0.4 m³ of IEM (or CMC viscous solution, or KEM-TRON). The nitrogen is supplied until the liquid and proppant are completely removed. IEM and polymer solutions

азота осуществляется углубление гибкой трубы на 5–8 м при нагрузке на гибкую трубу не более 30 кН и расходе 3 л/с. После этого проводится приподъем гибкой трубы на 20 м от забоя и без прекращения подачи азота осуществляется закачивание в нее 0,3–0,4 м³ ИЭР (или вязкого раствора КМЦ или КЕМ-TRON). Подача азота продолжается до полного выноса жидкости и проппанта. При этом не допускается поглощение ИЭР и полимерных растворов (КМЦ или КЕМ-TRON) в призабойную зону пласта.

Углубление гибкой трубы осуществляется циклически (по 5–8 м) и продолжается до достижения требуемой глубины или до ее «жесткой» посадки. В случае использования всего объема промывочного раствора промывка пробки прекращается, гибкая труба приподнимается, запас промывочного раствора восполняется и только после этого разрешается дальнейшее проведение работ по удалению пропантовой пробки.

При отсутствии углубления гибкой трубы в скважину последовательно закачивается 0,2 м³ стабильного газового конденсата, 1,0 м³ 10% раствора плавиковой кислоты (HF), 3,0 м³ стабильного газового конденсата. После этого скважина останавливается на технологическую выстойку (не менее 4 ч) и лишь по ее окончании начинается отработка скважины на факел. Обычно скважину обрабатывают на факел в течение 6 ч.

После восстановления забоя до требуемой глубины или «жесткой» посадки проводится приподъем гибкой трубы на 100 м выше текущего забоя и скважина оставляется на технологическую выстойку не менее 3 ч. Далее спуском гибкой трубы проводится отбивка забоя.

В заключение осуществляется отработка скважины на факел в течение 72 ч (не более) со сменой штангеров. При гидратном режиме работы скважины проводится подкачка ингибитора гидратообразования (0,5–1,0 м³ метанола) и после окончания периода технологической выстойки (2 ч) отработка скважины продолжается до выхода ее на температурный режим.

Применение такой технологии вызвано рядом причин, достаточно хорошо освещенных в научных публикациях А.В. Кустышева, В.Б. Обиднова, Р.В. Ткаченко [1, 2]. Опыт проведения работ по ГРП показал, что на первом этапе, при отработке скважины на факельную линию, происходит «самоочищение» ствола скважины от проппанта, на втором этапе, при работающей скважине, проводится «доочистка» и восстановление забоя.

Все работы по удалению проппанта осложнены наличием в скважине не «разложившегося» геля ГРП и посторонних предметов (резина уплотнения устьевого протектора, применяемого для защиты фонтанной арматуры в процессе ГРП, остатки перфораторов и др.), а также наличием в лифтовой колонне опрессовочного седла пакера, сужающего проходное сечение, что вызывает посадки и прихваты гибкой трубы в процессе проведения работ. В то же время применение в процессе ГРП жидкости разрыва на водной основе вызывает интенсивное гидратообразование на начальном этапе отработки скважины при ограниченных возможностях закачивания ингибитора.

Именно такие осложнения наблюдались на скважинах

(CMC or KEM-TRON) are not allowed to penetrate to the bottomhole zone.

The CT is lowered cyclically (5–8 m) until the necessary depth is reached or until the impact landing. In case the whole volume of the washing solution is used, the sand washing is stopped, the tube is lifted and the stock of washing solution is refilled. Only after that the removal of the proppant bridge can be continued.

When CT can't be deepened into the well, 0.2 m³ of stable gas condensate and 1.0 m³ of 10% solution of hydrofluoric acid (HF) and 3 m³ of stable gas condensate are successively pumped into the well. After that the well is left for a technological stand (at least 4 hours) and only then it can be flared. Usually the well is flared within 6 months.

After restoring the necessary depth of the bottomhole or impact landing the CT is lowered 100 m above the current bottomhole. Then the well is left for at least 3 hours of the technological stand. Then the tube is lowered for tagging.

Finally the well is flared for 72 hours (not longer) with nose-pieces changed. Hydrate mode of well operation implies pumping hydrating inhibitor (0.5–1.0 m³ of methanol). After technological stand (2 hours) the well is flared till the necessary temperature is reached.

A number of reasons explain the use of such a technology. They are well described in the scientific studies of A.V. Kustyshev, V.B. Obidnov, R.V. Tkachenko [1, 2]. The experience of HF operations shows that at the first stage of well performance the well cleans itself from proppant. Further cleaning and restoration of the bottomhole takes place on the second stage.

All proppant removing operations are complicated by the presence of undercomposed HF gel and foreign bodies (mouth protector backing rubber used to protect Xmas tree during HF, remains of perforators, etc.) in the well. They are also complicated by the pressure packer baffle narrowing the flow area of the string and bringing about CT landing and sticking during the operations. At the same time the use of water-based breakdown fluid during HF provokes intensive hydrating on the initial stage of well performance with limited capacity for pumping the inhibitor.

Such complications were observed in the wells № 31003 and 31006 of Yamburgskoye Field. The nature of these complications can be hardly explained from the point of traditional HF technology.

After finishing the HF, Tumenburgaz sent a well workover team to do the following operations at Yamburgskoye Field. The CT was lowered till the top of the proppant bridge at the depth of 3096 m (according to M20 counter). The fluid was leveled down and nitrogen was supplied from the

№ 31003 и 31006 Ямбургского месторождения. Причем природа этих осложнений трудно объяснима с позиции классической технологии ГРП.

Так, после завершения ГРП силами ЦЦС ООО «Тюменбурггаз» бригадой КРС Ямбургского УИРС были проведены следующие работы. Гибкая труба была спущена в голову пропантовой пробки до глубины 3096 м (по счетчику М20). Был проведен вызов притока из пласта снижением уровня жидкости подачей азота от компрессора. Скважину пустили в отработку на факел. В течение 100 ч на разных режимах скважина работала с постоянным выносом техногенной жидкости ($P_{тр} = 5,3$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 14,5$ °С, $\Phi_{шт} = 12$ мм; $P_{тр} = 4,5$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 15$ °С, $\Phi_{шт} = 15$ мм). В скважину спустили гибкую трубу до глубины 3096 м. При вымыве техногенного осадка произошла поломка колтюбинговой установки. Был осуществлен аварийный подъем гибкой трубы и ремонт колтюбинговой установки. Оработку скважины вели в течение 162 ч. Тем не менее скважина работала с низкими устьевыми параметрами и выносом жидкости ($P_{тр} = 5,3$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 16$ °С, $\Phi_{шт} = 12$ мм; $P_{тр} = 4,5$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 17$ °С, $\Phi_{шт} = 15$ мм).

Провели повторный спуск гибкой трубы с гидравлической насадкой диаметром 40 мм до глубины 3049,5 м. Произошел прихват нижней части гибкой трубы. Проведенные работы по расхаживанию гибкой трубы с одновременным закачиванием 5 м³ трансформаторного масла через гибкую трубу и метанола через трубное пространство и последующей технологической выстойкой результатов не дали. После закачки в лифтовую колонну (73 мм) 500 л глинокислотного раствора и двухчасовой технологической выстойки удалось освободить гибкую трубу, но при аварийном подъеме на глубине 2500 м вновь произошел ее повторный прихват. Лишь повторное закачивание глинокислотного раствора позволило окончательно извлечь гибкую трубу из скважины. Причем все аварийно-восстановительные работы проводились при работающей скважине.

После извлечения гибкой трубы скважину отработали на факел в течение 48 ч. Скважина работала с выносом жидкости при следующих устьевых параметрах: $P_{тр} = 4,5$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 13$ °С, $\Phi_{шт} = 15$ мм.

Для вывода скважины на проектный режим провели глинокислотную обработку внутренней поверхности лифтовой колонны (две операции по 0,5 м³) и после трехчасовой технологической выстойки осуществили отработку скважины с выбросом продуктов реакции на факел. Результат отрицательный.

Провели интенсификацию притока газа путем закачивания в скважину 5,2 м³ раствора 20% плавиковой кислоты с 3% ПАВ с продавливанием кислотной композиции в пласт азотом от компрессора (СДА- 5/220) в течение 6 ч. После отработки скважины на факел устьевые параметры скважины составили: $P_{тр} = 5$ МПа, $P_{зтр} = 0$ МПа, $T = 11$ °С, $\Phi_{шт} = 15$ мм.

Спустили в скважину гибкую трубу с насадкой типа «перо» до глубины 2850 м с постоянной подачей ИЭР (порции по 300 л) и азота от компрессора. В интервале

компрессора to stimulate the well. After that the well was flared. During 100 hours and at different modes the well performed with steady outflow of the production fluid (with friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 14.5 °C, diameter 12 mm; friction pressure 4.5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 15 °C, diameter 15 mm). A CT was lowered into the well till the depth of 3096 m. A breakdown of the CT unit occurred during the cleanout of the production sediment. Emergency hoisting of the CT service of the unit was undertaken. The well flow operations took 162 hours. Nevertheless the well performed with poor mouth parameters and liquid outflow (friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 16 °C, diameter 12 mm; friction pressure 4.5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 17 °C, diameter 15 mm).

Once again a CT with 40-mm hydraulic nozzle was lowered in to the well 3049.5 meters deep. The lower section of the CT got stuck. The operations on working the tubing to free and simultaneous pumping of 5 m³ of condenser oil through the CT and methanol through the tube side with further technological stand brought no results. After pumping 500 l of mud acid solution into the string and 2 hours of technological stand they managed to release the coiled tubing, but during the emergency spooling it got stuck again at the depth of 2500 meters. Only after another portion of mud acid solution it became possible to completely extract the CT from the well. All the emergency recovery work was done while the well was on production. After recovery the well was flared for 48 hours. The well performed with poor fluid outflow under the following mouth parameters: friction pressure 5.3 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 13 °C, diameter 15 mm.

In order to make the well correspond to the construction conditions the inner side of the production string was treated with mud acid solution (0.5 m³ for each of two operations). After 3 hours of the technological stand the well was cleaned up with the reaction products flared. The result was negative.

After that gas influx was stimulated by pumping 5.2 m³ of 20% HF solution with 3% of surfactants and squeezing acid composition into the formation with nitrogen coming from the compressor (СДА-5/220) during 6 hours. After flaring the mouth parameters of the well were: friction pressure 5 MPa, friction Pwf drop 0 MPa, temperature 11 °C, diameter 15 mm.

Then a CT with a mule shoe was lowered into the well 2850 m deep with continuous supply of IEM (portions of 300 l) and nitrogen from the compressor. In the interval 2730–2850 m there were landings of the CT up to 20 kN over the weight of the instrument and up to 40 kN of weight of the instrument during the shoot. The pressure in the CT

2730–2850 м наблюдались посадки гибкой трубы до 20 кН сверх веса инструмента, при подрыве – до 40 кН сверх веса инструмента и рост давления в гибкой трубе до 20 МПа. Осуществили аварийный подъем гибкой трубы. После извлечения насадки обнаружено, что она забита веществом темно-коричневого цвета с включениями мелкозернистого песка светло-коричневого цвета, активно реагирует с плавиковой кислотой. Проба отправлена на химический анализ. Однозначного ответа о генезисе осадка по данным химического анализа установить не удалось.

Смесь активно реагирует с плавиковой кислотой, хуже реагирует с соляной кислотой и совсем не реагирует со щелочью. Можно предположить, что данный налет образовывается во время отработки скважины на факел и состоит из геля, использованного при ГРП, и песчинок из пласта БУ83, подвергнутого гидроразрыву.

Нагрели и закачали в лифтовую колонну (73 мм) 9 м³ стабильного газового конденсата, провели спуск гидравлической насадки диаметром 42 мм на гибкой трубе до глубины 2500 м, после чего провели подъем гибкой трубы во избежание ее повторного прихвата.

Следует отметить, что подверженный ГРП пласт БУ83 находится в интервале 3079–3103 м и только подошвенная часть этого пласта в интервале 3096–3103 м присыпана проппантом. С точки зрения авторов, приобщение данного интервала существенно не повлияет на дебит скважины в целом, т.е. причина низкого дебита скважины кроется, скорее всего, в качестве проведенного ГРП. Именно поэтому дальнейшие работы следует прекратить как бесперспективные и аварийноопасные.

В этой связи интересны результаты ГРП на скважине № 31009 этого же месторождения. ГРП был проведен на тот же пласт БУ83 (интервал 3108–3120 м) силами ООО «Нефтегазтехнология». ГРП проведен на водной основе и в скважину закачено 39 т проппанта, количество почти в два раза большее, чем было закачено в скважину № 31003. При этом для выхода скважины на технологический режим не потребовалось проводить работы по удалению проппанта с помощью колтюбинговой установки.

Возможно, что первоначально поставленная задача – провести маломощный ГРП на углеводородной основе с целью недопущения вскрытия газовой контактной зоны – не совсем оправдана в данной ситуации. Ведь в скважине № 31009 газовой контактной зоны не вскрыли, но это совсем не означает, что в скважине № 31003 при применении более мощного ГРП газовой контактной зоны не мог оказаться вскрытым. Ябургское месторождение отличается от других рядом расположенных месторождений сложным строением и рядом расположенные скважины, даже в одном кусте, могут иметь разные геологические характеристики. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ причин обрыва гибкой трубы при промывке скважины после ГРП / В.Б. Обиднов [и др.] // Время колтюбинга. –2007. – №2. – С. 30–33.
2. Некоторые сложности вымывания проппанта из скважин после гидравлического разрыва / В.Б. Обиднов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. –2008. – № 4. – С. 20–25.

grew up to 20 MPa. After the emergency spooling of the CT and extraction of the nozzle it was revealed that it is filled with substance of dark brown color with inclusions of light brown fine-grained sand actively reacting with HF. A sample was sent for chemical testing. Yet, the chemical analysis didn't produce an unambiguous answer on the origin of the sediment.

The mixture actively reacts with HF, underreacts with hydrochloric acid and doesn't react at all with the caustic. One can assume that the bloom appeared during the flaring and consisted of gel applied in hydrofracturing and particles from the formation BU83 that was fractured.

9 m³ of stable gas condensate was heated and pumped into the production string (73 mm), then a 42 mm hydraulic nozzle was lowered into the well till the depth of 2500 m. After that the CT was lifted in order to prevent it from getting stuck once again.

It should be noted that the fractured formation BU83 is located in the interval 3079–3103 m and only the bottom part of this formation in the interval 3096–3103 m is covered with the proppant. The authors believe that commingling of these intervals is not going to influence the total debit of the well. It means the low well debit is mainly explained by poor quality of hydrofracturing. That is why further operations should be stopped as, they are futureless and hazardous.

In this respect the results of hydrofracturing at the well №31009 of the same field are interesting. Hydrofracturing was made in the same formation BU83 (interval 3108–3120 m) by Neftegaztehnologia. Hydrofracturing was made on the water basis of 39 tons of proppant pumped in the well. This is 2 times more than the amount of proppant pumped in well №31003. While bringing the well to technological production there was no need in proppant cleanout with a CT unit at all.

Probably, the initial objective of making light-duty hydrocarbon-based hydrofracturing that was supposed to prevent the uncovering of gas-water contact was not quite suitable to the situation. In the well №31009 the water-gas contact was not uncovered, but it doesn't mean that in the well №31003 it couldn't be opened by more powerful hydrofracturing. Yamburgskoye Field stands out from the rest of the neighboring wells by complex geology. Even the adjoining wells, located in one pad, can have different geological structure. ☉

REFERENCES

1. CT Failure Cause Analysis for Washover Operations after Hydrofracturing / V. B. Obidnov [et alias] // The Coiled Tubing Times. –2007. – №2. – P. 30–33.
2. Some Problems of Proppant Wash-out after Hydrofracturing / V.B. Obidnov [et alias] // Science and Technology in Gas Industry. –2008. – №4. – P. 20–25.

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



«Лёгкий» клапан для кабеля, лубрикатор и сальник

- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора



«Лёгкий» клапан для кабеля

- Переходник для экспресс-испытания

- Ловушка для инструмента

- Переходник для лёгкого клапана для кабеля

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



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



ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК: вопросы специалистам COILED TUBING UNITS OPERATION: Questions to Specialists

На вопросы наших читателей отвечают Рэндал ГРЕЙВЗ, Стив СКИННЕР, Ричард РАССЕЛ (NOV Hydra Rig) и Эд СМОЛИ (NOV CTES).

Randal GRAVES, Steve SKINNER, Richard RUSSELL (NOV Hydra Rig) and Ed SMALLEY (NOV CTES) are answering our readers' questions.



Какой существует опыт по прокладке кабеля в гибкую трубу традиционными методами и с использованием специального оборудования?

Рэндал ГРЕЙВЗ, коммерческий директор NOV Hydra Rig: Существуют два основных способа прокладки кабеля в гибкую трубу без специального оборудования. Во-первых, если речь идет о достаточно глубокой скважине, можно сначала спустить в нее всю колонну гибких труб, а затем осуществить ввод кабеля. Во-вторых, можно разложить трубу на длинной ровной поверхности и закачать кабель внутрь с помощью пыжа. Это способ, которым все пользовались до того, как группа CTES разработала кабельный инжектор.

Эд СМОЛИ, генеральный директор NOV CTES: Группа CTES разработала уникальную патентованную систему, которая позволяет оснащать кабелем колонну гибких труб в смотанном состоянии. Потребители такой системы получают ряд преимуществ:
1) стоимость прокладки кабеля сокращается по

What is the experience of installing cable into coiled tubing with and without special equipment?

Randal GRAVES, Director of Sales NOV Hydra Rig: There are two ways to install the cable into coiled tubing without special equipment. One is that you have a well deep enough to drop the entire tubing string down and then you can drop the wireline in. Or second, you can lay the tubing down a very long straight rode and you can pump the wireline in with a pig. That is the method that everyone used for installing wireline in long coiled tubing strings prior to CTES developing the cable injector.

Ed SMALLEY, General Manager NOV CTES: CTES has developed a unique, patented system that pumps cable into and out of coiled tubing while it is still on the reel. Customers enjoy numerous benefits as a result of using this cable injector system, including; 1) cable installation cost is reduced when compared to either vertical or horizontal installations options, and 2) the cable is installed without reducing the available fatigue life of the

**Установка для радиального бурения
Radial Drilling Unit**

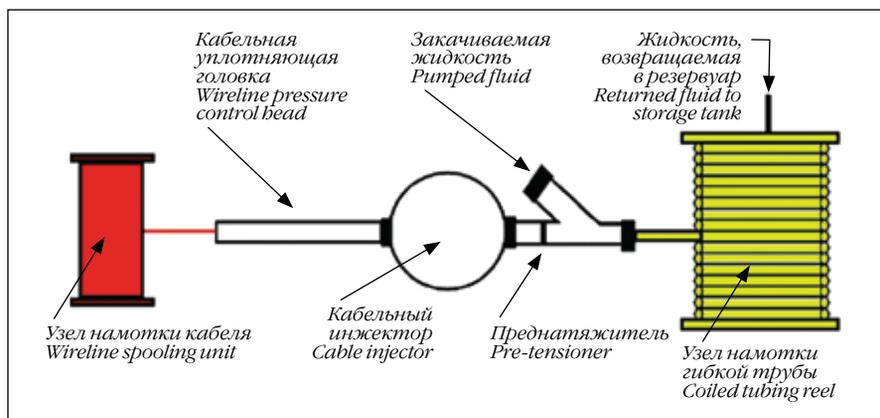


сравнению с вертикальным или горизонтальным методом и 2) процедура установки кабеля не уменьшает срок усталости гибкой трубы. При использовании данной системы кабель прокладывается быстро: средняя скорость 60 м/мин. Инжекторная система позволяет устанавливать не только стандартный каротажный кабель, но и кабель с пластмассовым покрытием, а также капиллярные трубы малого диаметра.

Ключевым компонентом кабельного инжектора является кабестан (лебедка с вертикальной осью) внутри корпуса высокого давления. Кабель направляется в корпус через кабельную уплотняющую головку, делает несколько оборотов вокруг кабестана, а затем выходит из корпуса кабельного инжектора и прокладывается в гибкую трубу. Работой кабестана управляет гидродвигатель, который осуществляет движения кабеля через кабельную уплотняющую головку. Вода с высоким расходом закачивается в гибкую трубу, что позволяет протянуть кабель внутрь. Распространенное заблуждение относительно кабельного инжектора заключается в том, что на конце кабеля якобы должен находиться пьж для того, чтобы физически направлять кабель в гибкую трубу. Это не так. Кабестан направляет кабель в область, где вода закачивается вместе с кабелем с высоким расходом. Таким образом, за счет трения жидкости кабель «плавает» внутри гибкой трубы.

coiled tubing. Cable can be installed quickly with the system, with installation rates up to 200 ft/minute. In addition to installation of standard wireline cable, the cable injector can also be used to install plastic-coated cable and small-diameter capillary tubes.

The key component of the cable injector system consists of a capstan wheel inside a high-pressure housing. The cable enters the housing through a wireline pressure control head, makes multiple wraps around the capstan wheel, and then exits the cable injector housing and enters the coiled tubing. A hydraulic motor drives the capstan wheel that pulls the cable through the pressure control head. Water is pumped at a high flow rate through the coiled tubing and flushes the cable through. A common misconception with the cable injector system is that a 'pig' must be present on the end of the cable to physically pump the cable into the coiled tubing – this is not true. The capstan wheel



**Схема работы кабельного инжектора (вид сверху)
Cable Injector Cartoon (top view)**

Для чего применяются колтюбинговые установки с гибкими трубами очень малого диаметра?

Рэндал ГРЕЙВЗ, коммерческий директор NOVHydra Rig: Установки с трубами малого диаметра (как правило, 7,93 мм, 11,11 мм, 12,7 мм) называются капиллярными. Самая распространенная область их применения – закачка химреагентов. С помощью небольшого инжектора колонна гибких труб малого диаметра опускается в скважину. Затем инжектор разъединяется, чтобы убрать из него колонну капиллярных труб. Таким образом, можно оставить колонну труб размещенной в скважине без необходимости обрезать ее при удалении колонны гибких труб. Через оставшуюся в скважине колонну гибких труб малого диаметра в устье закачиваются химреагенты, позволяющие улучшить нефтеотдачу или сохранить ее на прежнем уровне.

Достаточно новой областью применения миниколтюбинга является радиальное бурение.

Стив СКИННЕР, специалист по международным техническим продажам NOVHydra Rig (Канада): Для радиального бурения (или радиального гидравлического бурения) применяются колтюбинговые установки с гибкими трубами разных диаметров. Недавно на предприятии Hydra Rig в Калгари (Канада) была создана установка для гибких труб диаметром 12,7 мм. Конечный пользователь имеет возможность бурения боковых стволов, которые устраняют любую закупорку пор призабойной зоны путем прокачки жидкости в скважину через трубы под большим давлением. Целью радиального гидравлического бурения является дренирование пласта. Это безопасный и экономически эффективный метод интенсификации притока. Для наших заказчиков в Канаде было произведено несколько таких установок.

Как бы Вы посоветовали бороться с изменениями, которые возникают, если колтюбинговая установка остается на площадке скважины на ночь?

Ричард РАССЕЛ, руководитель технического обслуживания в условиях эксплуатации NOVHydra Rig: Обычно на заводе мы заполняем гидравлическую систему индикатора веса трансмиссионной жидкостью, но большинство наших заказчиков в процессе эксплуатации меняют эту жидкость на раствор этиленгликоля. Изменения, которые возникают в системе контроля веса, если колтюбинговая



**Кабельный инжектор
Cable Injector**

pulls the cable into the area where water is being pumped past the cable at a high flow rate, and the viscous shear drag from the water passing the cable serves to 'float' the cable through the coiled tubing.

What is the application purpose of special coiled tubing unit with a very small-diameter tubing?

Randal GRAVES, Director of Sales NOVHydra Rig: Very small-diameter units with 5/16, 7/16 or maybe 1/2 inch diameter tubing are called capillary units. The most common purpose is for chemical injection. They take that small diameter string of coiled tubing, use a small injector and put it down into the well. Then they split the injector to remove the capillary string from inside the injector head so they can leave the string deployed into the well without having to cut it to remove the coiled tubing unit. The capillary string is then left in place in the well to pump various chemicals into the wellbore to help improve or maintain production levels from that well. It can also be used for the radial drilling. This is a relatively new development in capillary coiled tubing.

Steve SKINNER, International Technical Sales, NOVHydra Rig (Canada): Radial drilling or radial jetting uses different sizes of tubing. The unit recently built by Hydra Rig's Calgary, Canada, facility utilizes 1/2" stainless steel coiled tubing. The end user has the ability to drill laterals that extend past any wellbore damage with fluid by pumping the fluid downhole through the tubing at high pressure. The purpose of radial jetting is to increase wellbore drainage, and is a safe, cost effective method of stimulation. We have manufactured several of these units for customers in Canada.

NOV CTES

NOV CTES® помогает снизить затраты на замену гибких труб и издержки, связанные с авариями при использовании ГНКТ в полевых условиях, за счёт применения ПО, отслеживающего усталостные нагрузки на колонну, систем сбора данных и специализированных датчиков, ПО для моделирования внутрискважинных работ. NOV CTES также поставяет высокотехнологичные продукты и оказывает консалтинговые услуги, призванные помочь специалистам нефтегазовой отрасли достичь поставленных перед ними задач в кратчайшие сроки и при минимальных затратах.

ПО Cerberus™ компании NOV CTES является мировым лидером среди коммерческих пакетов для индустрии колтюбинга. С учётом растущих технических требований, на сегодняшний день Cerberus является оптимальным ПО для моделирования внутрискважинных работ с использованием гибких труб, канатно-кабельных технологий и составных колонн.

В списке справа приведены основные характеристики пакета Cerberus. За дальнейшей информацией обращайтесь на сайт компании или в группу по развитию бизнеса NOV CTES.

Моделирующее ПО Cerberus

- Cerberus для внутрискважинных работ
- Cerberus для канатно-кабельных приложений
- Cerberus для ГНКТ
- Cerberus для составных колонн
- Cerberus для расчёта усталости каната
- Cerberus для анализа методом конечных элементов и моделирования спуско-подъёма труб под давлением

Инструменты и оборудование

- Система сбора данных Orion™
- Измерительное устройство Zeta™
- Система измерения глубины DMS™
- Прибор для измерения диаметра и овальности гибких труб CT-DOG™
- Инжектор для кабеля
- Система калибровки индикатора веса WICS™

Для получения бесплатного 30-дневного доступа к демо-версии программного обеспечения обращайтесь к сотрудникам отдела развития бизнеса компании NOV CTES

9870 Pozos Lane
Conroe, Texas 77303 USA
Телефон: +1 936 521 2200
www.nov.com/ctes
CTESsales@nov.com

© 2009 National Oilwell Varco
DOI001961-MKT-001 Rev. 02

установка остается на площадке скважины на ночь, вызваны термическим расширением жидкости в системе индикатора. В дневное время под воздействием более высокой температуры или прямых солнечных лучей жидкость расширяется, а ночью, когда температура ниже и нет солнца, – сужается. Чем больше колебания температур, тем хуже становятся условия в гидравлической системе. Мы используем трансмиссионную жидкость, потому что она менее подвержена изменениям, чем гидравлическая жидкость, а раствор этиленгликоля обладает даже большей стабильностью, чем трансмиссионная жидкость. Повышение температуры на 38 °C вызывает расширение трансмиссионной жидкости на 5%. Низкие температуры создают другую проблему: вязкость любой жидкости повышается, приводя к тому, что показания индикатора веса значительно ухудшаются или по меньшей мере замедляется процесс снятия показаний. Водный раствор этиленгликоля способен справиться с этой проблемой, так как он является достаточно устойчивым к замерзанию. ☺

How would you advise to cope with changes that typically occur if a CT unit stays on the well site over the night?

Richard RUSSELL, Field Service Manager NOV Hydra Rig:

We normally fill our weight indicator loop with Automatic Transmission Fluid (ATF) here, but a large majority of our customers change them out to a Glycol water mix when they receive them. The difference you see in the weight system when left rigged up overnight is caused by thermal expansion of the fluid in the weight loop. In the day time with higher temps or direct sunshine the fluid expands and at night with cooler temps or no sunshine the fluid contracts. The higher the temps swing, the worse the conditions become in the weight loop. We use ATF because it is more stable than hydraulic fluid, but the Glycol mixture is even more stable than the ATF.

The ATF will expand about 5% per 100 Degrees rise in temp. Severe cold temps create another problem: any type oil viscosity goes way up causing the weight readings to be off drastically or at the least very slow to register. The Glycol water mixture will correct that problem as long as the mixture used is strong enough to not freeze. ☺

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящимся в эксплуатации.

MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA

| | | | |
|-----------------------------------|--|--|----------------------|
| Фидмаш | Фидмаш | Фидмаш | Hydra Rig |
| Fidmash | Fidmash | Fidmash | Hydra Rig |
| МК10Т | МК20Т | МК30Т | – |
| МК10Т | МК20Т | МК30Т | – |
| Легкий | Средний | Тяжелый | Средний |
| Light Weight | Medium Weight | Heavy Weight | Medium Weight |
| МАЗ 631708 (6X6) | МЗКТ 652712 (8x8) | МЗКТ 65276 (10x10) | KENWORTH C-500 (6x6) |
| MAZ 631708 (6X6) | MZKT 652712 (8x8) | MZKT 65276 (10x10) | KENWORTH C-500 (6x6) |
| ЯМЗ-7511 | ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar) | ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar) | CUMMINS |
| YAMZ-7511 | YAMZ-7511 (option Caterpillar) | YAMZ-7511 (option Caterpillar) | CUMMINS |
| 400 | 400 | 400 | 475 |
| 400 HP | 400 HP | 400 HP | 475 HP |
| 150 | 270 | 270 | 270 |
| 30,000 lbs | 60,000 lbs | 60,000 lbs | 60,000 lbs |
| 0,9–48 | 0,3–48 | 0,9–48 | 1,2–80 |
| 3–157 | 3–157 | 3–157 | 4–265 |
| 19,05–38,1 | 19,05–50,8 | 19,05–50,8 | 25,4–44,45 |
| $\frac{3}{4}$ "–1 $\frac{1}{2}$ " | $\frac{3}{4}$ "–2" | $\frac{3}{4}$ "–2" | 1"–1 $\frac{3}{4}$ " |
| 70 | 70 | 70 | 70 |
| 10,000 psi | 10,000 psi | 10,000 psi | 10,000 psi |
| 2 600 | 4 200 | 5 500 (по отдельному заказу до 6 200) | 4 000 |
| 8,200 ft | 13,800 ft | 18,000 ft (option 20,300 ft) | 13,200 ft |
| 10 900 | 13 000 | 15 100 | 13 000 |
| 430" | 512" | 595" | 510" |
| 2 500 | 2 550 | 2 550 | 2 700 |
| 100" | 100" | 100" | 106" |
| 4 000 | 4 450 | 4 450 | 4 500 |
| 157" | 175" | 175" | 177" |
| 33 700 | 46 000 | 59 000 | 40 000 |
| 74,250 lbs | 101,300 lbs | 130,000 lbs | 88,000 lbs |
| 6 | 10 | 10 | 15 |
| 13,200 lbs | 22,000 lbs | 22,000 lbs | 34,000 lbs |

* Not less than ten units, currently being operated.

СИСТЕМА ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ПОВРЕЖДЕННОЙ ЛИНИИ УПРАВЛЕНИЯ ЧЕРЕЗ КОЛОННУ ТРУБ

DAMAGED CONTROL LINE REPLACEMENT SAFETY VALVE SYSTEM, THRU – TUBING



Джефф Л. БОЛДИНГ, BJ Services
Jeff L. BOLDING, BJ Services

Джефф Болдинг – руководитель производства группы по нефтепромысловой химии компании BJ Services. Имеет 19-летний опыт управленческой работы в нефтегазовой промышленности. Окончил Техасский технический университет, где получил степень бакалавра естественных наук. До работы в BJ он сотрудничал с компаниями Acid Engineering, Nowsco Well Service и Dyna-Coil.

Jeff Bolding is a product line manager in the chemical services group at BJ Services Company. He has 19 years of experience in oil and gas production management. He has a BS degree in construction engineering from Texas Tech University. Before joining BJ, he worked at Acid Engineering, Nowsco Well Service and Dyna-Coil.

Управляемые с поверхности внутрискважинные отсекающие клапаны (УПВОК) являются неотъемлемой частью общей системы безопасности на любой подводной скважине. С появлением их в промышленности в 1970-х гг. они стали важной составляющей обеспечения охраны труда и экологической безопасности. Их использование было единогласно одобрено соответствующими органами как в районе Мексиканского залива, так и в большинстве других стран.

Существуют 2 вида УПВОК: извлекаемые с помощью труб (ИТ) и извлекаемые на канате (ИК). И те, и другие работают с помощью линии управления малого диаметра, расположенной на внутренней стороне эксплуатационной колонны. Линия управления устанавливается в процессе заканчивания скважины или во время капитального ремонта.

УПВОК очень надежны, но при утрате целостности линии управления они становятся нерабочими. В прошлом было предпринято несколько безуспешных попыток создания технологии восстановления линии управления. Чтобы не прибегать к капитальному ремонту, можно установить предохранительный клапан или клапан-отсекатель, закрывающийся при заданном дебите. Однако подобные

SCSSVs are an integral part of the overall safety system of any offshore well. Since their industry adoption in the 1970s, SCSSVs have saved lives and the environment. In the Gulf of Mexico and most international locations, the local governing bodies have unanimously mandated their use.

SCSSVs types fall into one of two categories: tubing-retrievable (TR) or wireline- retrievable (WR). Both are operated by a small-diameter control line, which is located on the annular side of the production tubing. The control line is installed during completion or in a workover.

SCSSVs have been very reliable, but losing control line integrity renders them inoperable. Several techniques to repair a backside control line have been attempted in the past with inconsistent results. To avoid a workover, operators may run a storm choke or velocity valve, but these temporary solutions are less than ideal because they eliminate surface control.

The technical challenges and method to prove up a thru-tubing retrofit solution is the subject of this paper.

временные решения далеки от совершенства, поскольку исключают контроль с поверхности.

Темой данной статьи являются технические средства и метод, обеспечивающие решение данной проблемы.

ВИДЫ КЛАПАНОВ-ОТСЕКATEЛЕЙ

Клапаны-отсекатели призваны перекрыть поток в случае серьезной аварии (Болдинг и др., 2007). Они устанавливаются на эксплуатационной колонне, и их присутствие на большинстве подводных скважин и некоторых наземных скважинах является обязательным.

Такие клапаны удерживаются в открытом положении с помощью гидравлического давления, нагнетаемого с поверхности, управление которым осуществляется с помощью линии, расположенной в межтрубном пространстве. На рисунке 1 изображено стандартное расположение УПВОК и линии управления. При потере давления в линии управления, вызванного, например, аварийной остановкой или обрывом линии, клапан закрывается для обеспечения безопасности.

ИТ УПВОК устанавливается внутри эксплуатационной колонны. Эти клапаны призваны полностью перекрывать ствол скважины. В связи с этим их внешний диаметр больше диаметра эксплуатационной колонны, что обеспечивает возможность размещения внутренних подвижных компонентов. На ИТ УПВОК распространяется стандарт API 14a, а после переоборудования они могут оснащаться дополнительным вставным клапаном (ИК УПВОК). Многие нефтедобывающие компании используют эту возможность при механическом повреждении оригинального ИТ УПВОК.

ИТ УПВОК может быть использован в качестве гидравлического ниппеля. Для этого проводятся две операции на вспомогательном канате. Сначала в скважину спускается блокирующий инструмент для приведения ИК УПВОК в постоянно открытое положение. На втором этапе к гидравлической системе, соединенной с линией управления в межтрубном пространстве, подключается средство коммуникации.

ИК УПВОК – клапаны-отсекатели, которые спускаются и поднимаются на канатах и часто используются в качестве резервных при применении ИТ УПВОК. Они состоят из стопорного зажима, надежно закрепляющего клапан в нужном положении, двух внешних призматических набивок или уплотнений, позволяющих плотно накрыть и закупорить порт гидравлической связи, и затвора.

НАРУШЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ ЛИНИИ УПРАВЛЕНИЯ

Нормальное функционирование УПВОК зависит от гидравлической системы. Обычно гидравлическое давление регулируется с поверхности с помощью расположенной в межтрубном пространстве линии управления диаметром 6,35 мм. Однако эти линии могут закупориться или дать течь.

Проблема может быть решена несколькими традиционными способами:

1. Вакуумная изоляция – малая вероятность удаления пробки.

TYPES OF SAFETY VALVES

SCSSVs are designed to stop flow in the event of a catastrophic failure (Bolding et al., 2007). They are installed in the production tubing and are mandatory in most offshore wells and some land wells.

These valves are held in the open position by positive hydraulic pressure from surface, transmitted through a control line in the annulus. Figure 1 depicts the typical layout of an SCSSV and annular control line. If pressure in the control line is lost, such as during an ESD (Emergency Shut Down)

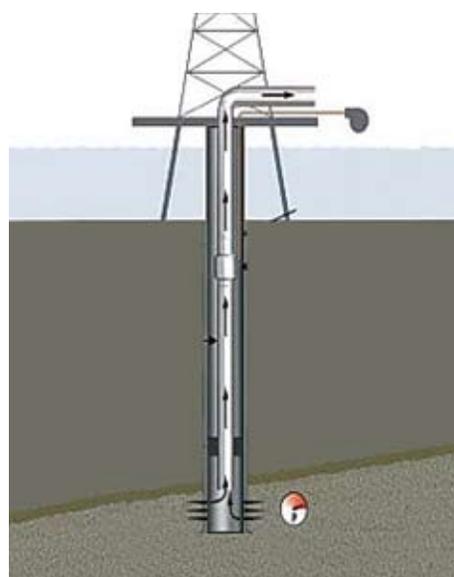


Рисунок 1 – Типичная скважина с УПВОК
Figure 1 – A typical well with SCSSV

or if the line is cut, the valve will close and revert to its fail-safe closed position.

A TRSCSSV is a component installed within the production string. These valves are designed to have full bore ID to the production pipe drift; thus, their OD is greater than the production pipe to accommodate the internal moving parts. TRSCSSVs are regulated under API 14a and can receive a secondary insert valve (a WRSCSSV) after a conversion procedure. This capability proves advantageous for many operators when the primary TRSCSSV experiences mechanical problems.

To convert the TRSCSSV to a hydraulic nipple equivalent, two wireline steps occur. First, a lockout tool is deployed to permanently lock open the TRSCSSV. The second step is to deploy a communication tool that penetrates the hydraulics connected to the control line in the annulus.

WRSCSSVs are safety valves deployed and retrieved using wireline and are often run as backups to TRSCSSVs. They consist of a lock to firmly secure the valve in its desired location, two external “V” packing sets or seals that engage

2. Наложение герметика – их действие временно и не всегда эффективно.
3. Извлечение колонны – дорогостоящая операция, к которой прибегают лишь в исключительных случаях.
4. Установка клапана-отсекателя, закрывающегося при заданном дебите.

КЛАПАНЫ-ОТСЕКАТЕЛИ, ЗАКРЫВАЮЩИЕСЯ ПРИ ЗАДАННОМ ДЕБИТЕ

Это внутрискважинные клапаны, работающие на перепаде давления. Когда дифференциальное давление в районе расположения клапана превышает силу механического или газового сжатия в клапане, он закрывается, блокируя скважину. Для того чтобы клапан снова открылся, необходимо убрать перепад давления.

Среда, в которой функционирует скважина, постоянно меняется. Такие клапаны-отсекатели часто закрываются самопроизвольно из-за изменения параметров потока в скважине. По этой же причине они могут и не закрыться в нужный момент, что делает их непредсказуемыми и ненадежными. При турбулентном или снарядном режиме потока в скважине оператор может потратить значительное время и средства на то, чтобы извлечь и снова спустить эти устройства после подстройки пружины или перезарядки газовых камер.

Оптимальным решением, устраняющим необходимость в столь дорогостоящих и небезопасных операциях, является замена линии управления через колонну.

НОВАЯ ЛИНИЯ УПРАВЛЕНИЯ

Разработка ИК УПВОК, спускаемой через НКТ, и методики замены линии управления стала результатом усилий компании BJ Services по созданию капиллярных систем, обеспечивающих капиллярное закачивание реагентов через НКТ при одновременном функционировании УПВОК. Система состоит из трех ключевых компонентов: адаптивного ИК УПВОК, запасной контрольной линии со стыковочным переводником и устьевого переходника. На рисунке 2 изображена развернутая схема системы восстановления управления УПВОК - Reconnect™.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ИК УПВОК

Модифицированный ИК УПВОК, использованный на опытной скважине, функционировал аналогично другим ИК УПВОК. Имея ту же внешнюю форму и те же внутренние компоненты, модифицированный клапан отличается только отсутствием внешнего гидравлического порта, что обусловлено необходимостью соединения с обычной открытой гидравликой в межтрубном пространстве.

Вместо этого клапан был снабжен модифицированным удлинителем верхней трубы для соединения с внутренним приемным гнездом полированного штока (ПГПШ), напрямую соединенным с поршневой камерой. На рисунке 3 показано ПГПШ, отсоединенное от клапана.

Гидравлический поршень уравнивается за счет давления в забое скважины, приложенного снизу. Если



Рисунок 2 – Система восстановления управления УПВОК Reconnect™
Figure 2 – SCSSV Reconnect™ system

a smooth-polish bore to straddle and seal the hydraulic communication port, and a flapper/closure assembly.

CONTROL LINE INTEGRITY LOSS

SCSSVs rely on the hydraulic system for proper function. Typically, a ¼-in. control line in the annulus provides hydraulic pressure from the surface. However, these lines can become plugged or develop leaks.

Typical solutions to these problems are:

1. Control line vacuum – A low percentage for success in dislodging a plug.
2. Control line sealants – These are temporary and occasionally effective.
3. Pulling the completion – An expensive option, rarely chosen.
4. Installing a velocity valve.

VELOCITY VALVES

Velocity valves are subsurface valves that operate based on pressure differentials. When the differential pressure across the valve exceeds the force of a mechanical spring or gas chamber in the valve, the valve closes, shutting in the well. To reopen the valve, the pressure differential must be eliminated.

The environment of a flowing well is ever changing. Velocity valves often close unintentionally due to a change in the well flow characteristics or may not close for the same reason, making them unpredictable and unreliable. If a well has erratic or slugging flow, an operator could spend substantial time and money on operations to pull and rerun these devices for resizing the springs or recharging gas chambers.

The ability to install a replacement control line thru-tubing eliminates this potentially expensive – and dangerous – issue.

NEW CONTROL LINE

The development of a thru-tubing WRSCSSV and control line replacement came about as the result of previous work by BJ Services on capillary systems that allowed capillary injection to occur, thru tubing, while maintaining a fully

во время добычи стыковочный переводник необходимо передвинуть, внутрискважинное давление не позволит клапану открыться.

СТЫКОВОЧНЫЙ ПЕРЕВОДНИК И ЛИНИЯ УПРАВЛЕНИЯ

ПГПШ принимает стыковочный переводник, который доставляется и опускается как часть запасной линии управления. После соединения нижняя часть переводника закрепляется зажимным патроном, из-за чего для извлечения стингера требуется значительно большее усилие. Благодаря защитной крышке обеспечивается необходимый уровень защиты переводника от внутрискважинного давления при спуске. При соединении с ПГПШ крышка смещается назад и снимается. Если переводник нужно достать из скважины, крышка устанавливается на место с помощью спиральной пружины и патронов, закрепленных на центраторе.



Рисунок 3 – Приемное гнездо полированного штока для стыковочного переводника
Figure 3 – The polish-bore receptacle for the stinger

УСТЬЕВОЙ ПЕРЕХОДНИК

Гидравлические линии для контроля УПВОК заканчиваются у фонтанной арматуры. Линия управления либо проходит через трубодержатель, либо присоединяется к нему, закрепляясь между двумя подвесками держателя.

Для выключения линии управления между устьевым переходником лифтовой колонны и основанием фонтанной арматуры устанавливается переходная катушка. Впервые подобная система была применена в прошлом году для капиллярной системы (Болдинг и др., 2008).

Переходная катушка состоит из трех частей: фланцевой катушки, расположенной между устьевым переходником и нижней фонтанной задвижкой (или фонтанной елкой – в случае одноблочной арматуры); мандрели и подвески капиллярной трубы. В набор также включается дополнительная труба обратного давления. На фланце сделано отверстие для контроля герметичности и отверстие для закачки химических реагентов, снабженное игольчатый клапаном. Игольчатый клапан закрывается одновременно с запорным скважинным клапаном, установленным против потока в капиллярной трубе.

Мандрель располагается внутри фланца и обеспечивает первичное герметизирующее уплотнение за счет противодействия. Она имеет наружное уплотнение, которого касается игольчатый клапан. Таким образом, устанавливается сообщение между отверстием для закачки химических реагентов и капиллярной трубной подвеской, закрывающееся внутри мандрели. Это

functional SCSSV. The system comprises three key components: an adaptive WRSCSSV, a replacement control line with stinger, and a wellhead adapter. Figure 2 shows the full SCSSV Reconnect™ system.

MODIFIED WRSCSSV

The modified WRSCSSV used in the subject well functions identically to other WR SCSSVs. With the same exterior shape and dimensions and the same internal parts, the modified valve lacks only an external hydraulic port to receive the typical annular “hold open” hydraulics.

Instead, this valve was equipped with a modified upper extension tube to incorporate an internal polished-bore receptacle (PBR) which acts directly with the piston chamber. Figure 3 shows the PBR section disassembled from the valve.

The hydraulic piston is balanced, experiencing actual wellbore pressure on the bottom. If the stinger were to become dislodged during production, wellbore pressure would not open the valve.

STINGER AND CONTROL LINE

The PBR receives a stinger, which is deployed and landed as part of the replacement control line. Upon “sting in,” a collet engages the bottom point of the stinger, dramatically increasing the force necessary to retract the stinger. A sheath on the stinger maintains the required barrier of pressure protection while running in the hole. Upon engagement in the PBR entry, the sheath is forced backwards and off the stinger. If the stinger must be removed from the well, a coil spring and collets on the centralizer wings push the sheath back into place.

WELLHEAD ADAPTER

Hydraulic lines for SCSSV control terminate at the production tree. The control line either penetrates thru the tubing hanger or is connected to the tubing hanger and exits between two seals on the OD of the hanger.

To enable through-tubing control line termination, an adapter spool is installed between the tubing head adapter and the base of the tree. Such a system was first deployed for a capillary system the previous year (Bolding et al., 2008).

The new adapter comprises three parts: a flanged spool between the tubing head adapter and the lower master valve (or tree, in the case of single-block trees); a mandrel; and a capillary hanger. An additional backpressure thread profile is provided as well. The flange incorporates an inspection port to test seals and a chemical injection port with an integral needle valve. The needle valve closes with the downhole check valve against production through the capillary string.

устройство имеет иглодержатели и лубрикатор (или тросовые инструменты), аналогичные используемым в клапанах обратного давления, которые применяются для изоляции фонтанной арматуры.

Из-за устьевого переходника, изготавливаемого согласно стандарту API 6а, высота устьевого арматуры увеличивается на 11,25 дюйма. Уравнение с высотой трубопровода достигается за счет добавления к нему фланцевого соединения аналогичной высоты. (Во избежание поднятия фонтанной арматуры и трубопровода стандартный устьевого переходник или другой компонент фонтанной арматуры может быть заменен другим, со специальным отверстием для закачки реагентов).

Капиллярная подвеска сконструирована таким образом, чтобы она могла входить в мандрель и закрепляться в ней. Подвеска имеет 2 затвора, которые закрывают отверстие для закачки химических реагентов. Откачка нефти идет через полость почковидной формы.

Данный набор модификаций фонтанной арматуры содержит все необходимые компоненты для поддержания технического состояния фонтанной арматуры или ее замены.

ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

На скважине в Мексиканском заливе в контрольной трубе УПВОК произошла утечка. Попытка ликвидировать утечку с помощью герметизирующих составов оказалась безуспешной. Сначала компания планировала установить клапан-отсекатель, закрывающийся при заданном дебите, но затем решила, что применение системы Reconnect™ имеет ряд преимуществ перед этим решением.

После установки клапан-отсекатель был протестирован. Как оказалось, он функционирует и удерживает давление в полном соответствии с требованиями Службы управления минеральными ресурсами.

После установки компания смогла увеличить добычу с 1 до 5,2 млн кубических футов, при этом не понесла никаких затрат на капитальный ремонт. Также она смогла провести обязательное тестирование внутрискважинного клапана-отсекателя без дополнительных расходов на подъемное судно, требовавшееся ранее из-за отсутствия крана и ограниченного пространства на палубе. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Джефф Л. Болдинг, Ларри Э. Хартман, Стив Дж. Шимчак (2007). Восстановление подводной скважины по добыче газа низкого давления: закачка пены с помощью капиллярной трубной системы и специального ИК УПВОК. Доклад № SPE 110086, представленный на Ежегодной технической конференции и выставке Общества инженеров-нефтяников, прошедшей в 2007 году в г. Анахайм, Калифорния, США.
2. Джефф Л. Болдинг, Стив Дж. Шимчак, Ларри Э. Хартман и Бриан Эриксон (2008). Новая система капиллярной закачки восстанавливает добычу газа из морских скважин. World Oil (Май 2008). С. 93–98.

The mandrel sits inside the flange and engages the tubing hanger's original backpressure threads to provide a primary seal. It has external seals that straddle the needle valve, providing communication from the chemical injection port to the capillary tubing hanger that locks inside the mandrel. It is deployed with the same rods and lubricator (or wireline tools) used in installing a backpressure valve for tree isolation.

The adapter, manufactured to API 6a standards, adds 11.25 in. to the height of the wellhead assembly. Flowline height mating is accomplished by adding a spool of the same height on the vertical flowline. (To avoid raising the tree and flowline, the standard tubing head adapter or other tree component could be replaced with one that incorporates an injection port.)

The capillary hanger is designed to land inside the mandrel and lock into position. The hanger has two seals that straddle the chemical inlet port. Production flows through a kidney-shaped cavity.

This set of tree modifications allows full compliance for upper tree maintenance or replacement, if needed.

CASE HISTORY

A well in the Gulf of Mexico developed a leak in the SCSSV control line. An attempt to seal the leak with sealants was unsuccessful. The operator considered installing a velocity valve but decided that the Reconnect™ system offered many advantages.

After installation, the safety valve was tested and found to function and hold pressure, meeting MMS regulations.

Since the installation, the operator has had the ability to adjust production rates from 1 to 5.2 MMcf/D without the expense of performing workovers to adjust the velocity valve settings. The operator has been able to do mandatory testing of the down hole safety valve without the added cost of a liftboat previously required due to the facility's, lack of crane and limited deck space. ☉

REFERENCES

1. Bolding, Jeff L., Hartman, Larry E., Szymczak, Steve J. (2007) Resurrecting a Low-Pressure Gas Well Offshore: Through-Tubing Foamer Injection via a Capillary Tubing System and a Specialized WRSCSSV. Paper SPE 110086 presented at 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Anaheim, Calif.
2. Bolding, Jeff L., Szymczak, Steve J., Hartman, Larry E., and Erikson, Brian. (2008) Novel Capillary Injection System Restores Production in Offshore Gas Wells. World Oil (May 2008). P. 93–98.

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия



13-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

21-25 июня 2010

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия)

«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



www.neftegaz-expo.ru

КОГДА ВЫ ЗНАЕТЕ, ЧТО ПРОИСХОДИТ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ, ВЫ УВЕРЕНЫ В СВОИХ ДЕЙСТВИЯХ

WHEN YOU KNOW WHAT'S HAPPENING DOWNHOLE, YOU CAN ACT WITH CONFIDENCE

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Шлумберже
Kirill OVTCHINNIKOV, Schlumberger

Реагируя на тенденции рынка, добывающие компании на Ближнем Востоке стремятся к оптимизации цены добычи нефти вкупе с повышением нефтедобычи. Оперировав широким портфолио горизонтальных скважин, при выполнении операций по стимуляции пласта они предъявляют высокие требования к качеству и точности. Высокие показатели финансовой отдачи инвестиций являются конечной оценкой эффективности принятых решений и примененных технологий.

Помимо прочих приемов стимуляции пласта, успешный результат кислотных обработок в горизонтальных стволах зависит:

- от идентификации наиболее перспективной зоны ствола;
- правильного выбора стимуляционной жидкости;
- наиболее эффективной техники обработки перспективной зоны.

Идентификация перспективной зоны и правильный выбор компонентов стимуляции выполняются с помощью лабораторных и инженерных изысканий.

Что касается техники стимуляции, возможны варианты закачки с головки скважины или использование ГНКТ как более точечного способа. В недавнем прошлом при кислотной обработке с помощью ГНКТ инженеры ориентировались на данные давления и расходов, полученных с датчиков на поверхности. Далее, принимая данные с поверхности как вводные для расчета, вычислялись параметры давления, температуры на забое. В наши дни процесс кислотной обработки вовлекает высокие технологии при проектировании работ: использование ACTive* – ГНКТ с возможностью получения призабойных данных онлайн. Применение ACTive* на Ближнем Востоке



Responding to the current market conditions, oil producers in the Middle East have the objective to optimize their lifting cost and maximize their production. With a number of horizontal wells on their portfolio, they have high expectations when it comes to performing a stimulation treatment on their wells. A high return on investment (ROI) is always the objective for the well stimulation treatment.

Performing a matrix acid stimulation treatment in horizontal wells requires, among other things, a keen knowledge of:

- correctly identifying the target interval;
- proper identification of the most suitable treatment fluid(s);
- the most efficient and save way to place the fluid at the intended target interval.

The reservoir target identification and fluid selection process are done in the office or laboratory environment with a meticulous engineering process. Fluid placement at the well bore can be done either through a bull heading process or more precise placement using coiled tubing (CT). The fluid placement process use indirect surface indicators, given by the available surface pressure and volume readings. However, today, the process have evolve to a more intelligent way of placing the fluid precisely where the design called for, using the ACTive* live downhole CT services. Examples of different type of work performed using ACTive technology are discussed; they are precise zonal isolation and selective stimulation in the Middle East.

The ACTive CT service utilizes fiber optic technology with a standard CT unit. This fiber optic, which acts as a medium between an engineered downhole tool and the surface acquisition unit, is placed in the coiled tubing. It is enclosed and protected in a flexible and durable carrier. The fiber optic carrier has 1.8 mm outer diameter, lightweight (1/20th of the weight of an electric cable), can withstand corrosive and harsh bottom hole condition and

Schlumberger

сфокусировано на операциях по изолированию и выборочной стимуляции интервалов стволов с высокой точностью.

Технология ACTive* базируется на использовании канала передачи призабойных данных на поверхность в реальном времени с помощью оптоволоконна, расположенного внутри полости стандартного ГНКТ. Оптоволоконно располагается в легком, гибком, устойчивом к воздействию кислот tubing диаметром 1,8 мм по схеме «труба в трубе». К примеру, по сравнению с кабелем, используемым в коротажных операциях с ГНКТ,



Рисунок 1 – Оптоволоконно в tubing

Figure 1 – Fiber optic inside of the coiled tubing

tubing с оптоволоконном в 20 раз легче, выдерживает коррозионное воздействие и температуру до 149 °C.

Оптоволоконно передает данные с призабойного инструмента:

- по глубине, получаемые с помощью локатора муфтовых соединений обсадной колонны (CCL);
- внутреннему давлению в ГНКТ на забое;
- давлению в стволе скважины на забое;
- температуре.

Ранее традиционные операции ГНКТ проектировались с помощью расчетов призабойного давления. Аккуратность расчета зависит от того, насколько велики погрешности потерь на трение в ГНКТ, плотность жидкости в стволе, эффект охлаждения при закачке и т.д. Как показывает практика, зачастую расчеты не отражали реальной картины призабойных параметров во время операций ГНКТ по причине изменений притока пластовой жидкости, температурного воздействия и др. Точный контроль глубины также являлся затруднительным в большинстве операций ГНКТ. Специальный запуск ГНКТ для корреляции глубины и нанесение меток на ствол ГНКТ часто включались в проект работы для физического подтверждения точной работы механических и электронных счетчиков и правильности ввода стартовой глубины.

Технология ACTive* – шаг, в корне изменяющий операцию ГНКТ, так как получение критически важных данных с забоя и достижение точного контроля глубины инструмента теперь осуществимы.

temperature of up to 300 °F.

Coupled with the fiber optic technology, is the downhole measurement tool (Figure 2), which is able to collect the following bottomhole information:

- depth, using the built in casing collar locator (CCL) tool;
- CT internal pressure;
- CT external pressure;
- temperature.

Past CT intervention relied on a calculated bottom hole pressure (BHP) based on surface pressure reading and an assumption of the hydrostatic pressure in the wellbore. This practice was proven to be inaccurate and unreliable, as downhole condition changes due to production fluctuations, temperature effect and other conditions that may occurred during the treatment.



Рисунок 2 – Призабойный инструмент, используемый в технологии ACTive*

Figure 2 – ACTive tool

Accurate depth control has also been the challenge in many CT interventions. Dedicated run for depth correlation and sometime marking the CT pipe, were part of the treatment program to ensure that depth control process are in place while ensuring that the mechanical and/or electronic depth counter are properly maintained and calibrated. ACTive service is a step change in CT operations, as obtaining accurate information such as “tool depth” and “downhole pressure and temperature” is now possible.

The following case study demonstrates the use of ACTive CT service in the Middle East, for the well as described in Table 1.

The lower 500 ft of the perforated interval is a low producer and needs to be stimulated.

A treatment objective for well “A” was to:

- isolate the lower zone using a retrievable packer;
- stimulate the lower zone;
- retrieve the packer and produce the well.

A pre-treatment analysis indicates risks of asphaltene depositions in well bore based on previous CT treatment experience in this particular field and the need of accurate setting depth for the packer due the 15 ft interval between the lower and upper producing zones with a possibility of setting the packer across the perforations.

A CoilFLATE* coiled tubing through tubing inflatable packer (as seen in Figure 3) will be run to isolate the lower and upper perforations.

Таблица 1 – Данные скважины «А» на Ближнем Востоке

Table 1 – Object well “A” in the Middle East

| | |
|--|---|
| Тип скважины Well Type | Нефтяная скважина Well Type |
| Тип пласта Formation Type | Карбонат Formation Type |
| Пластовое давление Reservoir Pressure | 8,400 psi |
| Интервал перфорирования Perforated Interval | 12,385–13,375 ft (990 ft long) and 13,400–13,900 ft (500 ft long) |
| Температура на забое BHT | 230 deg F BHT |
| Измеренная глубина (фактическая вертикальная глубина) PVTД | 13,925 ft (11,335 ft) |
| Обсадная колонна Casing | 5" @ 13,925 ft |
| Эксплуатационная НКТ Tubing | 3 ½" @ 11,557 ft |

Следующий пример демонстрирует результаты применения АСТive* для скважины на Ближнем Востоке в таблице 1.

Нижний интервал длиной 500 футов идентифицирован как зона с малым дебитом и является целью стимуляции.

Этапы операции по стимуляции:

- а) изолирование нижнего интервала посадкой пакера с помощью ГНКТ;
- б) кислотная обработка;
- в) снятие пакера и отработка скважины.

Анализ предстоящей операции выявил возможность значительных асфальтиновых отложений в НКТ скважины. Это подтверждает и опыт прошлых операций. Точный контроль глубины посадки пакера являлся необходимым требованием

During the CT intervention, depth correlation was done as the CT was run in the hole. Information from the CCL was used to confirm that the CT depth was accurate. As can be seen from Figure 4, the actual CT depth was found to be 6 feet different from true tool depth and had to be corrected using information provided by the CCL. The screen shows several blue dots underneath the red line. Each blue dot represents a casing collar (information provided by a previously run wireline log) and the spikes in the red, blue and green lines indicate that the CCL has passed a casing collar.

Information that is also critical during this intervention was the true bottomhole pressure and temperature around the CoilFLATE* packer during inflation. When the S inch ball is seated at the packer to initiate the packer inflation, a pressure spike of 1,200 psi was seen



Рисунок 3 – CoilFLATE* – наддувной пакер на ГНКТ (слева направо: спуск в скважину, процесс посадки пакера, полная посадка на ствол скважины)

Figure 3 – CoilFLATE packer conveyed on CT (from left to right: RIH, setting in progress, fully set)

Schlumberger

по причине малого интервала между нижней и верхней зонами (15 футов) и возможностью посадки пакера на отверстия перфорации. Для изоляции зон предложен CoilFLATE® – надувной пакер на ГНКТ.

В процессе спуска ГНКТ была выполнена корреляция глубины. Данные локатора муфтовых соединений обсадной колонны использованы для подтверждения точности глубины призабойного инструмента ГНКТ. Как показано на рисунке 4, размер погрешности глубины составил 6 футов и был скорректирован перед началом изоляции нижней и верхней зон перфорации. На экране показаны графики красного цвета, на которых отмечено несколько синих точек. Синие точки – это ссылки на верные месторасположения муфтовых соединений (информация взята из предыдущих каротажных работ в скважине). Пики на графике красного, синего и зеленого цветов показывают, что локатор идентифицировал муфтовое соединение. Объединение точек муфтовых соединений, полученных с помощью каротажа, и пиков на графике, полученных во время спуска ГНКТ с локатором, представляет собой простой и надежный процесс корреляции глубины.

Еще одна важная информация во время операции – это реальное давление и температура вокруг пакера в процессе посадки его на ствол. После того как ½-дюймовый шар прокачан через ГНКТ и создан перепад давлений для начала процесса надувания пакера, на забое в полости ГНКТ идентифицирован скачок давления в 1200 psi (синяя линия на рисунке 5).

Если использовать традиционную колонну ГНКТ, персонал должен произвести вычисления с учетом гидростатики в стволе, чтобы определить реальный перепад давлений. Таким образом, технология ACTIVE® играет важную роль контроля качества в процессе посадки пакера. Четкие и быстрые данные по созданию перепада давлений +/- 400 psi на пакере CoilFLATE® позволили плавно начать процесс посадки. Далее последовательные увеличения давления на пакере шагами по 400 psi обеспечили плавную посадку пакера на ствол скважины. Процесс посадки пакера был завершен проверкой с помощью тянущего усилия ГНКТ в 1000–2000 фунтов.

После удостоверения надежной и правильной посадки пакера начата обработка нижнего интервала перфорации с Mud and Silt Remover®, Visco-elastic Diverting Agent®- and Super X Emulsion (SXE)®-кислотами. На рисунке 6 зеленая и красная линии – давления на поверхности и ниже пакера на забое показывают эффект от закачки реагента отвода кислот. Расход закачки при стимуляции постоянный, на уровне 1,8 барреля в минуту, ►

downhole (blue line in Figure 5). If ACTIVE® is not used, the CT operator will have to rely on a derived/calculated value of this pressure and not the actual pressure in the CT annulus. ACTIVE® played a critical role when operating downhole packer for quality assurance. During displacement of the ball, nearly 400 psi was placed on the CoilFLATE®, allowing it to set smooth initially. Once the ball seated, 400 psi increments were used to ensure the CoilFLATE® is set properly. An anchor test of setting down 1000–2000 lbs performed to confirm packer setting, CT weight was then set back to neutral.

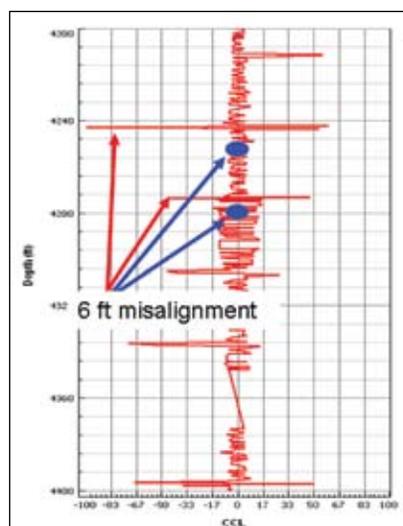


Рисунок 4 – Процесс корреляции глубины
Figure 4 – Depth correlation process

Once the packer was set, the stimulation treatment for the lower perforated zone below the CoilFLATE packer started with pre flush then followed by stages of Mud and Silt Remover®, Visco-elastic Diverting Agent® and Super X Emulsion (SXE)® acids. The last two stages were displaced by diesel fuel. In Fig. 6 below, the pressure at surface and below the packer indicates pressure responses coming from the effect of pumping diverting agents (green and red lines). Pump rates were held constant at 1.8 bbl/min. ►

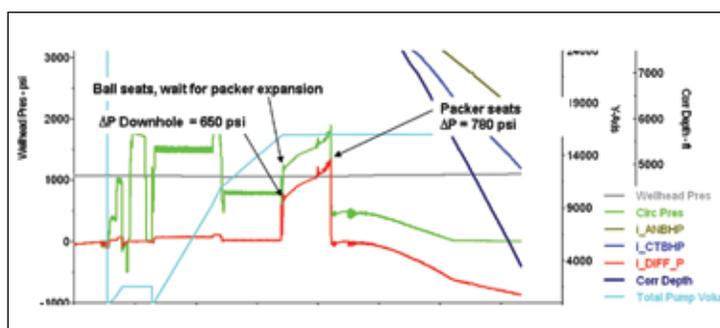


Рисунок 5 – График параметров процесса посадки пакера
Figure 5 – Details of CoilFLATE inflation process

для точной идентификации давления при закачке в пласт с минимальной погрешностью от изменения расхода и потерь на трение. Плотная изоляция зон перфорации отслеживается по данным постоянного давления в стволе скважины выше посадки пакера, полученным от датчиков призабойного инструмента ACTive*. Таким образом гарантируется контроль качества операции.

Когда процедура закачки кислоты завершена, натяжка ГНКТ в 10 000 фунтов применена, чтобы снять пакер со ствола скважины. Во время подъема на поверхность вес ГНКТ с пакером соответствовал изначальному весу во время спуска.

ВЫВОДЫ

- Технология ACTive* позволяет сократить время операции, так как не требуется дополнительный запуск ГНКТ для корреляции глубины.
- Повышен контроль качества во время операции путем получения данных по глубине, давлениям и температуре в реальном времени.
- Стимуляция с использованием комбинации MSR*, SXE*, and VDA* обеспечила ровную обработку на протяжении всего нижнего интервала перфорации.
- Осмотр пакера CoilFLATE* после завершения работ выявил овальность изолирующего элемента (рисунки 7 и 8), что важно иметь в виду при проектировании других операций в плане успешного прохождения сужений диаметра НКТ. Результатом стимуляции с использованием технологий ACTive* и CoilFLATE* для изоляции интервалов явилось повышение дебита скважины с 3500 до 7000 баррелей нефти в день. Стопроцентный успех операции отразился в 100% увеличении дебита. ☉



Рисунок 7 – CoilFLATE* изолирующий элемент со следами посадки на отверстия перфорации

Figure 7 – CoilFLATE* sealing element indicates packer seated on a perforation hole



Рисунок 8 – CoilFLATE* пакер после подъема на поверхность

Figure 8 – CoilFLATE* packer after the job

This is to ensure that the pressure responses monitored were coming from the formation, not from changes in pump rates or friction. Isolation by the packer is verified by constant pressure above the packer, from the ACTive annular BHP. The ACTive system confirmed isolation by packer.

Once the treatment was complete, a 10,000 lbf pull was applied to deflate the packer. This weight was less than anticipated due to the abrupt nature of the inflation process. While pulling the CT pipe out of hole, normal weight loads were experienced as compared to initial runs in hole.

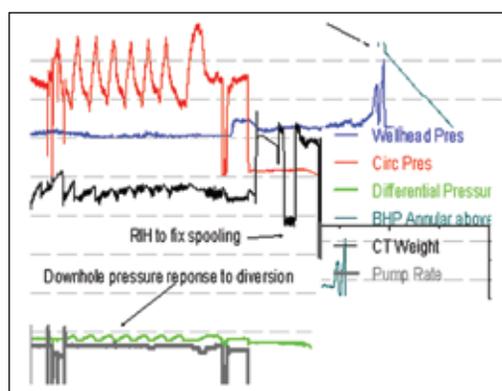


Рисунок 6 – Графики параметров кислотной обработки

Figure 6 – Stimulation treatment pumping schedule

LESSON LEARNED

- ACTive* technology saves time as a calibration run for packer setting operation is not required.
- Quality assurance during the intervention process is ensured through the available real time depth, pressure and temperature information.
- The matrix acid treatment, using MSR*, SXE*, and VDA* combination delivered penetration and diversion, ensuring uniform treatment along the whole lower perforations interval.
- Once the CoilFLATE* packer were retrieved back to surface, the shape of the ovaled packer sealing element (Figure 7 and Figure 8) gives important finding for future operations with respect to minimum restrictions in the wellbore. The result of ACTive* isolation using CoilFLATE* and matrix acidizing treatment in this well is production increase from 3,500 to 7,000 bbl/day of oil. A 100% success for the wellbore intervention that yields 100% production increase. ☉

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.
НЕПРЕВЗОЙДЁННЫЙ СЕРВИС.

ВАШ НОВЫЙ ВЫБОР ГИБКОЙ ТРУБЫ



Компания Global Tubing производит гибкие трубы и осуществляет их сервисное обслуживание на своем новом современном заводе. За счет привлечения лучших и опытейших специалистов отрасли компания Global Tubing применяет новейшие технологии и осуществляет непревзойденный сервис для реализации подхода, при котором на первом месте стоят интересы клиента.

Одной из новых технологий, использующихся в компании, является ротационная сварка трением, применяемая для соединения концов штрипса. Этот запатентованный процесс позволяет повысить надежность сварных соединений и усталостную прочность трубы при значительном снижении восприимчивости к гальванической коррозии. Кроме того, на производстве используется новейшее оборудование для сварки с регулируемой частотой, позволяющее получать гарантированный провар по всей толщине металла, а также самая мощная в отрасли система отжига и самые современные средства контроля.

Global Tubing производит и поставляет широкий ассортимент гибких труб различного диаметра, с различной толщиной стенки, использует новейшие технологии и обеспечивает высочайший уровень обслуживания клиентов. Дополнительную информацию можно получить на сайте www.global-tubing.com или по тел. +1-713-265-5000.



ADVANCED TECHNOLOGY.

UNSURPASSED SERVICE.

YOUR NEW CHOICE FOR COILED TUBING



Global Tubing is now producing and servicing coiled tubing at its new, state-of-the-art facility. With some of the best, most experienced people in the industry, Global Tubing combines advanced technology and unmatched customer service to create customer value second to none.

One of Global Tubing's advanced technologies is friction stir welding, used to join strip ends. This patent-pending process is designed to improve joint reliability and fatigue life while significantly reducing susceptibility to galvanic corrosion. Other mill advances include a variable frequency seam welder for superior welds across all thicknesses; the industry's most powerful annealing system and the latest in-line inspection capabilities.

Producing coiled tubing products in the widest range of outside diameters and wall thicknesses with the latest, most advanced technology and comprehensive customer service...Global Tubing delivers. Visit www.global-tubing.com or call +1-713-265-5000.



КОМПАНИЯ «ШЛЮМБЕРЖЕ» – БОЛЕЕ 10 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ УСЛУГ С ГНКТ

SCHLUMBERGER – MORE THAN 10 YEARS OF SUCCESSFUL OPERATIONS IN RUSSIA WITH COILED TUBING

А.Ю. РУДНИК, технический руководитель по реализации сервисных услуг с ГНКТ, Хьюстон, США

А.М. БОКОР, руководитель по реализации сервисных услуг департамента внутрискважинных технологий и интенсификации добычи

К.В. БУРДИН, менеджер по развитию бизнеса с ГНКТ

A.Yu. RUDNIK, MTE Coiled Tubing NGC

A.M. BOKOR, WS SLR Sales Manager

K.V. BURDIN, Business Development Manager

Шлюмберже – международная сервисная компания, которая является признанным лидером на рынке нефтяной и газовой промышленности и крупнейшим в мире поставщиком услуг, решений и технологий в этой области. Компания «Шлюмберже» имеет огромный мировой опыт в области применения ГНКТ. Первые работы были проведены еще в начале 1970-х гг. В настоящее время по всему миру компания проводит более 15 000 скважино-операций в год.

В России работы с использованием ГНКТ начали проводиться с 1997 года. В настоящий момент компания «Шлюмберже» осуществила более 2000 скважино-операций на территории РФ. География работ включает в себя практически всю территорию от Астрахани до Сахалина. Естественно, наибольшая активность приходится на Западную Сибирь. Предоставляются услуги с ГНКТ для скважин глубиной до 7000 м по стволу как с аномально низкими пластовыми давлениями, так и аномально высокими. Все операции проводятся с применением оборудования, специально разработанного для российских условий, и это позволяет достигнуть наилучших результатов на ключевых российских месторождениях от Каспия до Дальнего Востока. Работы с ГНКТ выполняются с использованием системы сбора и регистрации данных (CCAT), дающей возможность следить за критическими параметрами в режиме реального времени, вести их запись с высокой степенью точности

Schlumberger – is recognized as a leader in the international oil and gas industry as the largest service, solutions and technology provider in the world. Schlumberger has experience in Coiled Tubing application worldwide. The first Coiled Tubing operations were carried out in the beginning of 1970's. Currently Schlumberger execute more than 15,000 operations per year.

In Russia Coiled Tubing operations were implemented in 1997. To date Schlumberger has performed more than 2000 well intervention operations in Russia. Operational geography includes all areas from Astrakhan to Sakhalin. Coiled Tubing Services are conducted for wells up to 7000 m measure depth, with extremely low formation pressures as well as with extremely high. All operations are conducted with equipment, made to achieve the best results in severe conditions from Caspian to the Far East. Coiled Tubing operations are performed with system of data collecting and registering (CCAT) usage, that allows us to follow critical parameters in real time, recording with high accuracy and reliability. All personnel are trained in the engineering, execution of operations in one of our 3 Training Centers, located in Russia, UAE and US. Schlumberger Research Centers are situated all over the

и надежности. Персонал компании проходит обучение и подготовку в трех учебных центрах компании, расположенных в России, ОАЭ и США. Научные и технологические центры Шлюмберже расположены по всему миру, в том числе и в России. В них проводятся исследования по усовершенствованию существующих и разработке новых технологий. Подразделение ГНКТ представляет интегрированные решения поставленных задач путем тесного взаимодействия с другими технологическими подразделениями компании (ГРП, ГФИ, «Освоения и испытания», «Заканчивания скважин», «Стимуляции и цементирования»), объединяя различные технологии и отражая потребности рынка услуг в комплексных и интегрированных услугах. Так, например, комплексное решение освоения скважин после ГРП позволило не только снизить время вывода скважин на режим и повысить МРП УЭЦН в несколько раз, но и сохранить продуктивность скважин более чем на 15%. Исследовательская лаборатория клиентской поддержки, открытая в Тюмени в 2005 году, проводит исследования в соответствии с пожеланиями и запросами заказчика. Сегодня на территории России успешно освоены и предоставляется практически весь спектр технологий с использованием ГНКТ, среди которых наибольшей популярностью пользуются следующие.

PowerCLEAN – это комплексная, интегрированная система эффективной и качественной промывки забоя скважин. Позволяет оптимизировать параметры промывки скважин с использованием ГНКТ и обеспечивает высокоэффективное удаление различных типов отложений, включая проппант, пластовый песок и другие отложения. Она показала свою эффективность для скважин с большим отходом от вертикали и в горизонтальных участках.

Система включает в себя:

- программное обеспечение для проектирования работ CoilCADE;
- промывочную форсунку, существенно улучшающую качество промывки;
- специальный состав жидкостей с улучшенными выносящими способностями;
- систему мониторинга твердых частиц на поверхности.

JetBLASTER позволяет высокоэффективно удалять различные типы твердых корок и отложений с поверхностей и конструкций любого профиля с использованием вращающейся гидромониторной насадки и абразивных материалов. Свою эффективность JetBLASTER



world to secure improvement of existing technologies and development of new technologies. Schlumberger Coiled Tubing operation Russia provides integrated solutions by close interaction with other technological departments: Fracturing, Wireline, Well Testing, Well Completion, Cementing, combining different technologies and react to the clients' and integrated services market needs. For example, integrated approach to post-frac kick off the well allows not only to decrease time to production and increase minimum working capacity of ESPs in several times, but also keeps the efficiency of well for more than 15%. The Schlumberger Client Support Laboratory, opened in Tyumen in 2005, conducts the testing in accordance to the client's needs and requirements. Here in Russia Schlumberger Coiled Tubing Services provides all the technologies developed, the most popular in use at this time are listed below:

PowerCLEAN – this is an integrated system of effective and qualitative clean-out of the well. It allows optimizing well clean-outs parameters with CT and provides high performance removal of different types of debris including proppant, formation sand and other debris. PowerCLEAN system showed its efficiency for high deviated and horizontal wells.

The system includes:

- software for job design CoilCADE;
- clean-out nozzle, considerably improving clean-out quality;
- special fluid composition with improved carry-out properties;

неоднократно подтверждал при размыве песчаных пробок и удалении сульфатных отложений в НКТ.

CoilFLATE HPHT – это надежный надувной пакер для селективной обработки, отсечения и изоляции пластов как в обсаженных стволах, так и в открытом забое. Система CoilFLATE может использоваться в трех различных конфигурациях в зависимости от поставленной задачи: как пакер, мостовая пробка или цементировочный пакер с обратным клапаном. Система CoilFLATE позволяет решать задачи, связанные с обработкой призабойной зоны кислотами и прочими растворителями, селективных цементно-изоляционных работ, контроля поступления песка, водоизоляции, а также других скважинных операций, требующих селективного воздействия. Использование CoilFLATE снижает стоимость ремонта скважины, так как не требуется извлечения НКТ и глушения скважины.

AbrasiFRAC – технология поэтапного ГРП многопластовых скважин по эксплуатационной колонне с применением гидropескоструйной перфорации через ГНКТ. Цикл ввода новых трех пластовых скважин в эксплуатацию по технологии AbrasiFRAC составляет в среднем 7–10 суток. На данный момент компанией «Шлюмберже» в России уже успешно закончены 20 скважин и проведены ГРП на 60 зонах.

ACTive – технология, предоставляющая возможность получать забойные данные (давление, температуру, локатор муфт, а также распределение температуры по стволу скважины) в реальном времени на поверхности через оптоволоконный канал связи с компоновкой низа колонны ГНКТ. Сегодня возможны следующие интегрированные сервисы:

- ACTive Промывка;
- ACTive Стимуляция;
- ACTive Перфорация;
- ACTive Изоляция;
- ACTive Освоение;
- ACTive Профилирование.

Система ACTive требует минимум дополнительного оборудования и совместима с многими известными забойными компоновками и технологическими растворами, что позволяет оптимизировать процесс широкого диапазона ремонтов скважин в реальном времени наиболее эффективно как в техническом, так и в экономическом плане.

HPHT Coiled Tubing представляет собой интегрированную систему оборудования,

- system of monitoring and control of solid particles on the surface (SMS).

JetBLASTER – allows high performance removal of different types of solid crusts and scales from any profile surfaces and constructions by using rotating jet tool and abrasive materials.

CoilFLATE HPHT – this is reliable multi-set packer that is used for selective treatment, formation shut-off and isolation in cased holes as well as in open holes. CoilFLATE system can be used in 3 different configurations depends on the task: as packer, as bridge plug and as cement plug with check valve. CoilFLATE allows to solve the problems related to near wellbore acid and other solvents treatment, selective cement-insulation jobs, sand control, water shut-off, and all other well operations, requiring selective treatment. CoilFLATE application decreases workover cost due to not necessity of pooling out of Tubing and kill the well.

AbrasiFRAC – the technology of step-by-step fracturing of multi-layer wells on the casing by using sandjet perforation through CT. The cycle for bringing new well into production is 7–10 days average per AbrasiFRAC technology. Now in Russia it has been completed 20 wells and 60 zones were fractured.

ACTive – the technology that gives an opportunity to receive real time data (pressure, temperature, CCL and temperature distribution along the well) on the surface by means of optic fiber channel and CT BHA. Today there is following integrated services allowable:

- ACTive CleanOut;
- ACTive Stimulation;
- ACTive Perforation;
- ACTive Shut-off;
- ACTive Kick-off;
- ACTive Wireline.

ACTive system requires minimum of equipment and compatible with different known tools and technological solvents, that allows process optimization of wide range of workover in real time most effective as technically and economically.

HPHT Coiled Tubing is an integrated system of equipment, tools, engineering, real time process monitoring, Coiled Tubing string



*Вынгапуровский флот на Ямбурге
Vyngapur coiled tubing units at Yamburg*

инжиниринга, забойных компоновок, мониторинга процесса в реальном времени, управления сроком службы колонны ГНКТ и обученный персонал для работы в условиях высоких температур и давлений (устьевое давление до 680 атм.).

VDA и OilSEEKER – самоотклоняющаяся система для кислотных обработок.

VDA – самоотклоняющаяся кислота на основе вязкоупругих ПАВ для карбонатных коллекторов. По результатам многолетнего опыта применения VDA в России был получен прирост продуктивности от 30% до 300% – в зависимости от возраста и состояния скважины.

OilSEEKER безполимерный закупоривающий агент на основе вязкоупругих ПАВ для интенсификации в скважинах с высокой обводненностью, производит избирательное закупоривание водонасыщенных зон, позволяя кислоте воздействовать на зоны с высокой нефтенасыщенностью.

ГФИ и перфорация с ГНКТ – проведение исследований на труднодоступных участках, горизонтальных скважинах, работы с высокими устьевыми давлениями, спуск компоновок ГФИ или перфоратора практически неограниченной длины. Так, на Сахалине проведена рекордная перфорация на ГНКТ 576 м за один спуск. ☉

life management and trained personnel for working in high pressure-high temperature conditions (Wellhead Pressure up to 680 atm).

VDA и OilSEEKER – diverting system for acid treatments.

VDA is a diverting acid based on viscoelastic SAS for carbonate reservoirs. As a result of long-term experience of VDA application in Russia it was obtained the production increase from 30% to 300% depending on well age and condition.

OilSEEKER non-polymeric shutting agent, also based on viscoelastic SAS, for intensification of wells with high water cut, creates selective shut-off in water zones, allowing for acid to effect on high oil saturation zones.

Wireline and Perforation through CT – conducting researches of zones with difficulties for access, horizontal wells, high wellhead pressure jobs, use of wireline tools or perforation guns practically non-limited lengths. For example on Sakhalin record Coiled Tubing perforation 576 m was performed. ☉

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17. факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Представительство в России «ФИДсервис»,
тел.: +7 (916) 281 15 53



Колтюбинговое,
азотное и насосное
оборудование
Coiled Tubing,
Nitrogen and Pumping
Equipment

NOV **Fidmash.**

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033. Belarus. Minsk. Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17, fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidrtashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НАРАБОТКИ В ПРОИЗВОДСТВЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ СКВАЖИННОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

BEST TECHNOLOGICAL PRACTICES IN PRODUCTION AND APPLICATION OF DOWNHOLE TOOLS FOR COILED TUBING UNITS

Е.Н. ШТАХОВ, Ю.Н. ШТАХОВ (ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»)
И.И. ЛЕВКУЛИЧ, А.П. МОГИЛЬНЫЙ (ООО ОП «Интегра-Сервисы»)

E.N. SHTANOV, Yu.N. SHTANOV (RosTEKtechnologies)
I.I. LEVKULICH, A.P. MOGILNY (Integra Services)

Более чем десятилетний опыт использования колтюбинговых установок на месторождениях Российской Федерации и за рубежом свидетельствует о высокой эффективности этой техники и связанных с ней технологий.

Применение спецтехники, современных материалов и реагентов, а также различного скважинного инструмента при ремонте скважин с использованием колтюбинга позволяет расширять и совершенствовать технологические операции: от размыва пробок до проведения ловильных работ. Сервисные компании используют собственные или модернизированные технологии применительно к условиям работы на конкретных месторождениях и требованиям заказчика. Условия рынка – конкуренция, кризисные ситуации в отрасли и в мире – требуют уменьшения стоимости услуг и сроков выполнения работ, повышения качества и сложности операций. Одной из важных составляющих эффективного использования колтюбинговой техники является применение надежного и сравнительно недорогого скважинного инструмента, позволяющего охватывать необходимый спектр операций.

Компании, эксплуатирующие колтюбинговые установки, большое значение придают сотрудничеству с отечественными предприятиями, занимающимися разработкой и производством инструмента, комплектующих и самих установок с целью замещения импортных быстроизнашивающихся комплектующих, что преследует следующие цели:

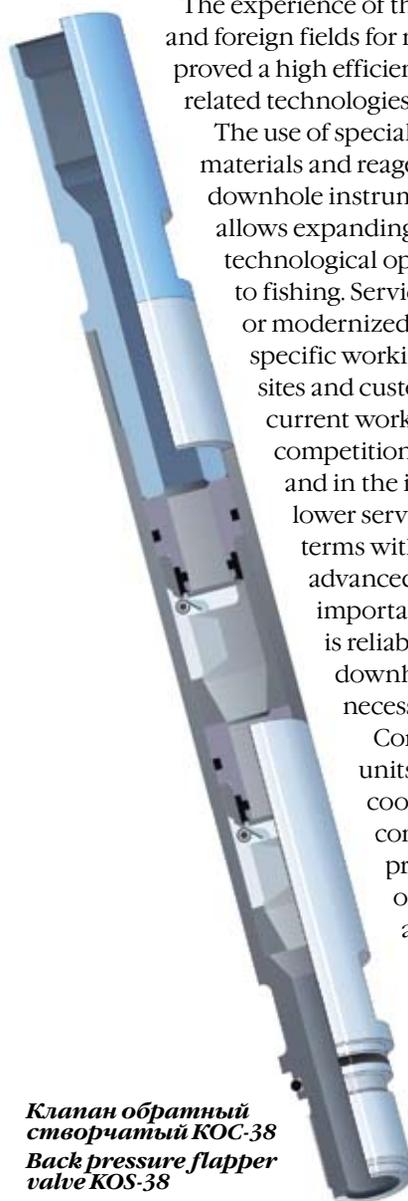
- значительно снизить стоимость закупаемой продукции и, соответственно, затрат на ремонт скважины;
- существенно сократить срок поставки;
- поддержать отечественного производителя.

The experience of the use of CT units at Russian and foreign fields for more than last ten years has proved a high efficiency of this equipment and related technologies.

The use of special equipment, modern materials and reagents as well as various downhole instruments for CT well service allows expanding and improving various technological operations, from sand washing to fishing. Service companies use their own or modernized technologies applied to specific working conditions of individual sites and customer's requirements. The current working conditions include competition, crisis situation in the world and in the industry. All of it requires lower services costs and shorter terms with improved quality and advanced operations. One of the most important aspects of CT performance is reliable and comparatively cheap downhole tools providing for the necessary range of operations.

Companies applying CT units give a high priority to cooperation with domestic companies engaged in production and development of instruments, spare parts and units. It allows replacing the imported high-wearing spare parts and achieving the following goals:

- substantially reducing the cost of equipment and well services expenses;
- largely reducing the terms of supply;
- supporting the domestic producer.



*Клапан обратный створчатый КОС-38
Back pressure flapper valve KOS-38*

В настоящее время ряд компаний в России и Белоруссии производит и поставляет колтюбинговые установки, комплектующие и скважинный инструмент как на внутренний рынок, так и за рубеж.

ООО «НПП «РосТЭКтехнологии», являясь разработчиком и поставщиком, производит достаточно большой спектр технологического скважинного инструмента для проведения различных операций при ремонте скважин.

Номенклатура выпускаемого инструмента для работы с колтюбинговыми установками представлена следующим перечнем:

- 1) переводники для безмуфтовой длинномерной трубы;
- 2) клапаны обратные;
- 3) разъединители аварийные;
- 4) переводники различного назначения;
- 5) ловильный инструмент;
- 6) центраторы механические и гидравлические;
- 7) труборезки гидромеханические;
- 8) насадки размывочные;
- 9) скребки механические;
- 10) ясы механические и гидравлические;
- 11) штанги грузовые;
- 12) комплект инструмента для подъема аварийной трубы;
- 13) клапаны циркуляционные;
- 14) специальный инструмент.

Размерный ряд инструмента позволяет производить следующие основные виды ремонтных работ в насосно-компрессорных трубах (НКТ) диаметрами 60–114 мм: ликвидацию гидратно-парафиновых пробок, ловильные работы, освоение скважин, обработку призабойной зоны, водоизоляционные работы.

За сравнительно небольшой период деятельности предприятия значительно выросли объемы поставок для сервисных компаний, работающих на месторождениях ОАО «Газпром», ОАО «НК-Роснефть», ОАО «Газпром нефть», а также в странах ближнего зарубежья. В результате модернизации и совершенствования технологий производства инструмента увеличены показатели надежности обратных створчатых клапанов и ловильного инструмента, что позволило на отдаленных месторождениях на нескольких скважинах производить работы без смены инструмента, его обслуживания и замены изнашиваемых деталей.

Опыт работы с колтюбинговой техникой ООО ОП «Интегра-Сервисы» на месторождениях ОАО «НК-Роснефть» и ОАО «Газпром нефть» с различными компоновками инструмента при проведении ремонтных работ в скважинах позволяет сделать вывод о соответствии технических характеристик инструмента ООО «НПП «РосТЭКтехнологии» требованиям качественного и эффективного проведения технологических операций. Достаточно жесткие требования к надежности применяемых

At the moment a number of Belarusian and Russian companies produce and supply CT units, spare parts and downhole tools for the domestic and foreign markets.

“RosTEK Technologies” develops and supplies a wide range of technological downhole tools for various well service operations.

The list of instruments for CT operations include the following items:

- 1) CT adapters;
- 2) backpressure valves;
- 3) emergency breaks;
- 4) adapters of various application;
- 5) fishing tools;
- 6) mechanical and hydraulic casing centralizers;
- 7) hydromechanical casing cutters;
- 8) jet nozzles;
- 9) scrapers;
- 10) spang and hydraulic jars;
- 11) rods;
- 12) tool kit for emergency tubing ROOH;
- 13) circulating valves;
- 14) special tools.

The tool size standard provides for the following type of service operations in CT with the diameter of 60–114 mm: elimination of hydrate-paraffin plugs, fishing, well development, formation treatment, isolation jobs.

In a comparatively short period of time the company augmented its supplies for firms servicing the fields of Gazprom, NK-Rosneft, Gazprom neft and to the CIS states. As a result of modernization and up-dating the production technologies for flapper-type float valves and finger grips became more reliable. Now the operations at several wells of the remote fields can be performed without changing tool, replacing and servicing the worn-out details.

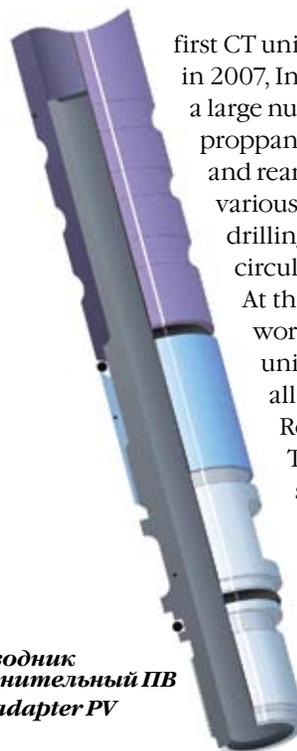
The Integra-Services' experience of applying CT technologies with various instrument arrangements for well service at NK-Rosneft and Gazprom neft's fields proved that the tools of RosTEKtechnologies do correspond to the requirements of quality and effective technological operations. Tough requirements to the reliability of the equipment and their cost bring about the necessity in regular modernization of the supplied tools. From the moment of launching its



*Переводник
предохранительный
Saver adapter*

технических средств и их стоимости обуславливают необходимость постоянной модернизации поставляемого инструмента и совершенствование технологий его производства. С момента запуска первой колтюбинговой установки в 2007 году на Южно-Приобском месторождении ООО ОП «Интегра-Сервисы» освоено значительное количество операций: промывка скважин от проппанта, ловильные работы, фрезерование и проработка лифта НКТ различного диаметра с использованием винтовых забойных двигателей, восстановление циркуляции путем перфорирования НКТ и др. В настоящее время работают 4 бригады, дополнительно закуплена еще одна колтюбинговая установка. Практически все установки укомплектованы инструментом производства ООО «НПП «РосТЭКтехнологии», некоторый опыт применения которого указан в таблице.

В заключение можно сделать вывод, что опыт тесного и непрерывного сотрудничества сервисных компаний с производителями технических средств и материалов позволяет создавать новые технические решения, в короткие сроки их разрабатывать и внедрять. Предлагаемый скважинный инструмент для колтюбинговых установок является надежным, технологичным и относительно недорогим. ☉



Переводник соединительный ПВ
Joint adapter PV

first CT unit in South Priobski field in 2007, Integra Services introduced a large number of new operations: proppant washover, fishing, milling and reaming the tubing lift of various diameter with downhole drilling motors, restoration of circulation via tubing perforation. At the moment there are 4 teams working and one more CT unit was acquired. Practically all units are equipped with RosTEK technologies' tools. The table below specifies some experience of their application.

A conclusion may be drawn that the experience of close and continuous cooperation of service companies with producers of equipment and materials results in new technical decisions and

shorter terms of their design and introduction. The offered downhole tools for CT units are reliable and comparatively inexpensive. ☉

| Наименование, марка Equipment type, brand | Результаты работы Work results |
|---|--|
| <i>Переводники соединительные ПВ и ПСТ</i> <i>Joint adapters PV, PST</i> | <i>Осевые нагрузки 17–19 т, избыточное давление при работе до 25 МПа</i> <i>Axial load of 17-19 tons, overpressure up to 25 MPa</i> |
| <i>Овершот ОН-57</i> <i>Overshot ON-57</i> | <i>Извлечение аварийной ГНКТ, компоновки мандрелей с нагрузкой до 19–20 т</i> <i>Retrieving of emergency CT, mandrel assembly with load up to 19-20 tons</i> |
| <i>Устройство для подъема аварийной трубы УПТ</i> <i>Tool for emergency ROOH UPT</i> | <i>Подъем аварийной ГНКТ с пакером, нагрузка до 17 т</i> <i>Removal of emergency CT with packer, load up to 17 tons.</i> |
| <i>Разъединитель РА-54</i> <i>Break RA-54</i> | <i>Использовался в компоновке с двигателями Д-55, Д-54, нагрузка до 18 т</i> <i>Was used with engines D-55, D-54, load up to 18 tons</i> |
| <i>Разъединитель РА-45</i> <i>Break RA-45</i> | <i>Использовался в компоновке с двигателями Д-43, нагрузка до 12 т</i> <i>Was used with engines D-43, load up to 12 tons</i> |
| <i>Тросоловители ТЛ1, ТЛ2</i> <i>Wire line fishing tool TL1, TL2</i> | <i>Извлечение проволоки, тросов с глубины до 2800 м, нагрузка от 10 до 18 т</i> <i>Retrieving of rope, wire line from depth of up to 2800 m, load of 10 to 18 tons</i> |
| <i>Клапан обратный створчатый КОС-38</i> <i>Back pressure flapper valve KOS-38</i> | <i>Проведение не менее трех операций в различных компоновках без обслуживания и замены деталей</i> <i>At least three successful operations without additional service or replacement of parts</i> |



6 - 9 октября

2009

Казахстан, Алматы

ufi
Approved
Event

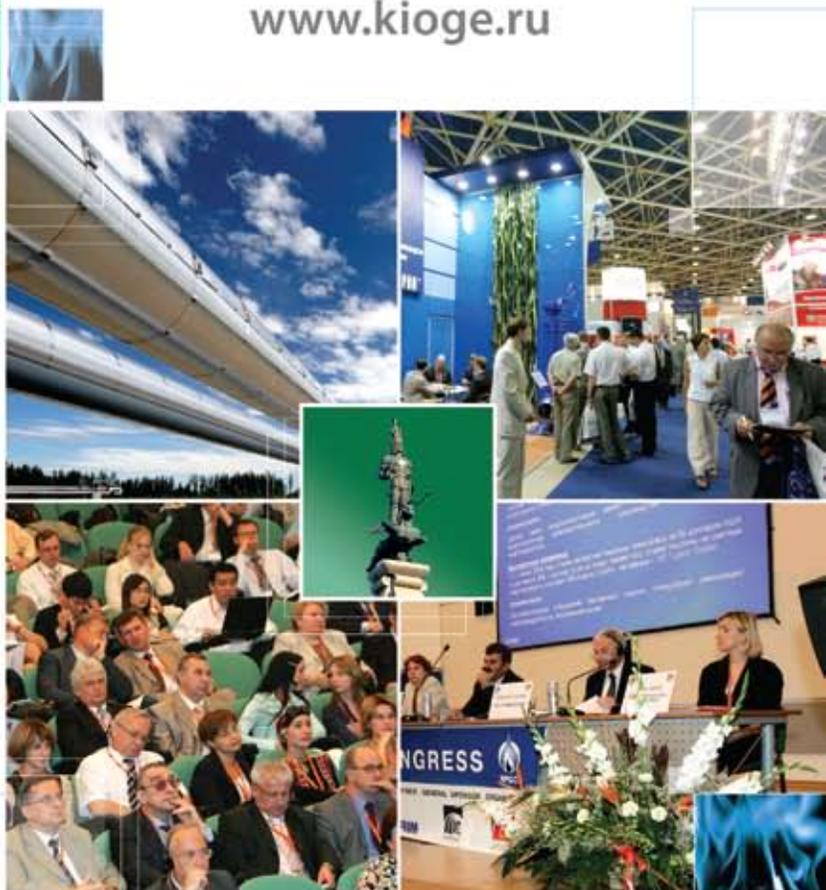
17-я Казахстанская
Международная Выставка
и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



KIÖGE



Официальная
поддержка:



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY / QAZMUNAIGAS COMPANY



Министерство энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

Организаторы:



ITE LLC Moscow
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc
Тел.: +44 (0) 207 596 5000
Факс: +44 (0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ КОМПАНИИ ITE

2009 • 2010



KIOGE

17-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 - 9 октября 2009
Алматы, Казахстан



**OILTECH
ATYRAU**

4-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

6 - 7 апреля 2010
Атырау, Казахстан



**MANGYSTAU
OIL & GAS**

4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА
МАНГИСТАУ»

3 - 5 ноября 2009
Актау, Казахстан



16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ ГАЗУ

18 - 21 апреля 2010
Оран, Алжир



**OILTECH
MANGYSTAU**

1-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

3 - 4 ноября 2009
Актау, Казахстан



6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

27 - 29 апреля 2010
Новосибирск, Россия



**OGT
2009**

14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

17 - 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан



OGU

14-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

11 - 13 мая 2010
Ташкент, Узбекистан



TUROGE

9-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

16 - 18 марта 2010
Анкара, Турция



**CASPIAN
OIL & GAS**

17-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

1 - 4 июня 2010
Баку, Азербайджан



GIOGIE

9-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ,
ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»

24 - 25 марта 2010
Тбилиси, Грузия



МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2010»,
ПАВИЛЬОН ITE

21 - 25 июня 2010
Москва, Россия



**ATYRAU
OIL & GAS**

9-я СЕВЕРО-КАСПИЙСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА АТЫРАУ»

6 - 8 апреля 2010
Атырау, Казахстан



RPGC

8-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
В РАМКАХ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ 2010»

22 - 24 июня 2010
Москва, Россия



ОРГАНИЗАТОРЫ



ITE LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 129164, Москва,
Зубарев пер., дом 15, корп. 1
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

INSTRUMENT FOR TECHNOLOGICAL OPERATIONS PERFORMED WITH THE HELP OF COILED TUBING UNITS

Андрей ВЕКВЕРТ, СЗАО «Фидмаш»
Алексей ХОРУЖКО, «Время колтюбинга»

Andrei VEKVERT, Fidmash
Alexei KHORUZHKO, Coiled Tubing Times

Сегодня на рынке предлагается широкий ассортимент современного инструмента для проведения внутрискважинных работ. Потребитель прежде всего принимает во внимание его универсальность, технические характеристики и надежность. Эти параметры имеют большое значение для проведения любой операции, будь то ловильные работы или работы с использованием промывочного инструмента. В данной статье мы рассмотрим некоторые виды инструментов, которыми СЗАО «Фидмаш» может комплектовать свои колтюбинговые установки по требованию заказчика.

Прежде всего это всевозможные соединители с гибкой трубой:

- соединитель под вальцовку;
- соединитель с лунками;
- соединитель клиновой внутренней;
- соединитель клиновой наружной.

Предназначены для соединения с трубой с наружным диаметром от 31,75 мм до 73,025 мм.

*Соединитель клиновой внутренней
Torconnect internal slip connector*

*Соединитель клиновой наружной
Torconnect external slip connector*

Потребитель может заказать разнообразный технологический инструмент:

- для вальцовки и отрезки трубы;
- удаления сварочного шва с внутренней поверхности трубы;
- подготовки внутренней поверхности трубы под установку внутренних соединителей;
- изготовления лунок под соединители.

Возможна также комплектация широким ассортиментом клапанов с наружным диаметром от 42,86 мм до 79,375 мм, предназначенных для контроля

The modern market offers a wide assortment of modern well intervention tools. The customer mainly takes into account their versatility, technical characteristics and reliability. These parameters are vitally important for any operation including jobs with fishing and wash tools. The article describes some samples of the equipment. Fidmash can add these tools to the produced CT units at the order of the customer.

In the first place various coiled tubing connectors can be supplied:

- roll-on connector;
- hole connector;
- torconnect internal slip connector;
- torconnect external slip connector.

They are meant for connecting with the tube of the outer diameter of 31.75 mm–73.025 mm.

The customer may also order various technological tools:



- for rolling and cutting tubes;
- removal of the weld bead from the internal bore of the tube;
- preparing of the internal bore of the tube for installing internal connectors;
- making holes for connectors.

A wide assortment of pressure control valves with the diameter of 42, 86 mm–79,375 mm is available as well:

- twin flapper check valve;
- ball check valve;
- twin ball kelly cock valve.

давления:

- тарельчатый сдвоенный обратный клапан;
- шариковый обратный клапан;

*Тарельчатый сдвоенный обратный клапан
Twin flapper check valve*

*Двойной шаровой запорный клапан
Twin ball kelly cock valve*

двойной шаровой запорный клапан. Аварийные разъединители предназначены в случае возникновения аварийной ситуации для отсоединения компоновки инструментов, находящейся под разъединителем.

- разъединитель аварийный на срезных штифтах;
- разъединитель аварийный гидравлический.

*Разъединитель аварийный на срезных штифтах
Shear release joint*

*Разъединитель аварийный гидравлический
Heavy duty hydraulic disconnect*

42,86 мм до 79,375 мм.

Вниманию потребителя предлагается также надмоторная компоновка, которая включает в себя вышеперечисленные компоненты, кроме соединителя:

- клапан обратный сдвоенный створчатый;
- разъединитель аварийный гидравлический;

*Надмоторная компоновка
Acquiring an over pressure release joint*

клапан циркуляционный сдвоенный. Промывочный инструмент используют при необходимости очистки скважины от асфальто-смоло-парафинистых отложений или очистки призабойной зоны. Предлагаются:

- индексирующий инструмент, управляемый расходом;
- многоструйная промывочная насадка;
- вращающаяся промывочная насадка;

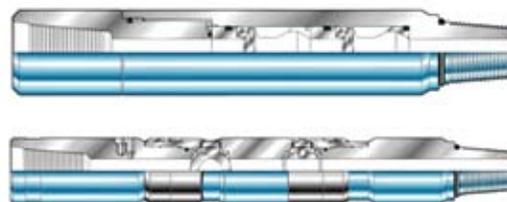
*Многоструйная промывочная насадка
Multi-jet wash tool*

*Вращающаяся промывочная насадка
Rotary jet wash tool*

*Компоновка для промывки скважины
Slim hole jetting assembly*

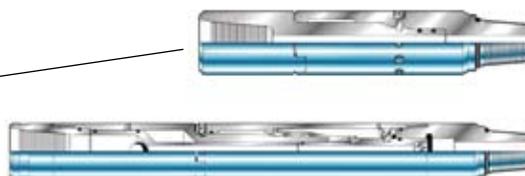
компоновка для промывки скважины. Особо следует остановиться на ловильном инструменте. Ловильные работы через НКТ – это современные рентабельные решения, которые дают существенный выигрыш в производительности, поскольку сокращают время, затрачиваемое на проведение работ. К ловильным операциям относятся извлечение из скважины аварийной гибкой трубы и

Emergency disconnects are meant for releasing tools located under disconnects in the emergency situations.



- shear release joint;
 - heavy duty hydraulic disconnect.
- The outer diameter of the disconnects is 42.86 mm–79.375 mm.

The customer may also consider acquiring an over pressure release joint, which includes the following



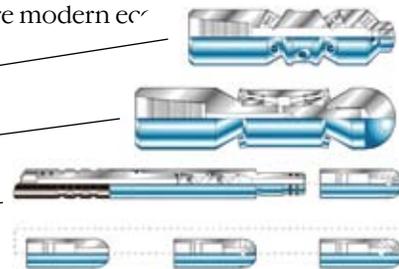
- components:
- twin flapper check valve;
 - heavy duty hydraulic disconnect;
 - dual circulation valve.

Wash tool is used for of asphalt, resin and paraffin removal or bottom hole cleaning. The following tools



- are offered:
- flow activated hydraulic jetting indexing tool;
 - multi-jet wash tool;
 - rotary jet wash tool;
 - slim hole jetting assembly.

A high priority should be given to the fishing tools. CT fishing tools are modern ec



solutions, giving substantial advantage in production capacity, since they save your time and operational expenses. Fishing operations include retrieving the emergency CT and retrieving tools from the well bore. The following tools are used to this end:

- fishing grab;
- flow activated alligator grab;
- hydrostatic bailer;

извлечение инструмента. Для этих целей используется следующий инструмент:

- захват для геофизического кабеля;
- захват, управляемый потоком;
- гидростатический уловитель;
- труболовка отсоединяемая, управляемая потоком;

Гидростатический уловитель
Hydrostatic bailer

Труболовка отсоединяемая, управляемая потоком
Flow activated releasable fishing/bulldog spear

Овершот отсоединяемый, управляемый потоком
Flow activated coiled tubing releasable overshot

- овершот отсоединяемый, управляемый потоком.
- Для проведения ловильных операций предлагаются также вспомогательные инструменты: гидравлические однонаправленные и двойного действия ясы, ускорители ясов, вращающиеся ударные буры для проведения разбуривающих операций на забое и ускорители ударного бура.

Предлагается также вспомогательный технологический инструмент:

- система спуска компоновок под давлением, длина которых превышает длину лубрикаторных секций. Включает быстроразъемное соединение, двойной шаровой клапан и переходную штангу, диаметр которой соответствует диаметру гибкой трубы;
- шарнирные отклонители, в том числе с возможностью передачи крутящего момента;
- вращающийся переводник;
- центраторы всевозможных конструкций (муфтовые, пружинные, скользящие);
- якоря, управляемые потоком.

Быстроразъемное соединение
Self-aligning connector

Двойной шаровой клапан
Dual ball kelly cock valve

Переходная штанга
Deployment bar

Также может быть поставлена компоновка для проведения геофизических исследований, в составе которой:

- кабельная головка;
- быстроразъемное соединение;
- сдвоенный тарельчатый обратный клапан с каналом для кабеля;
- гидравлический разъединитель;
- клапан циркуляционный;
- электрический разъем.

Компоновка изготовлена из нержавеющей стали и может использоваться в агрессивной сероводородной среде. ☉

Компоновка для проведения геофизических исследований
Tool string for geophysical studies

- flow activated releasable fishing/bulldog spear;
 - flow activated coiled tubing releasable overshot.
- Auxiliary tools are offered for fishing operations: up-stroke hydraulic jars, down-stroke hydraulic jars,



up-stroke intensifiers, down-stroke intensifiers, roto-hammer (TM) impact drill jars for reaming operations, roto-hammer (TM) intensifiers.

Supplemental drilling supply is offered as well:

- deployment system used where the toolstring length exceeds the capacity of the lubricator section. It includes a self-aligning connector, a dual ball kelly cock valve and deployment bar matched to the size of the coiled tubing;
- knuckle joints enabling rotation of the tool;
- swivel joint;
- centralizers of various design (fluted, bow spring, slip over);
- flow activated anchors.

Tool string for geophysical studies is also available.

It includes:

- cable anchor sub;



- coiled tubing quick connect;
- twin flapper-check valve with cable by-pass;
- hydraulic disconnect;
- circulation control valve;
- electric connectors.

The tool string is made of stainless steel and may be used in aggressive hydrocarbon environment. ☉



Американское общество инженеров-механиков отмечает заслуги Hughes Cristensen в разработке буровых долот

Американское общество инженеров-механиков (АОИМ) назвало двухшарочное буровое долото Hughes Christensen важной вехой в истории машиностроения. Эта технология для бурения признается одним из важнейших национальных достижений отрасли. АОИМ официально вручило награду компании Baker Hughes на церемонии, посвященной 100-летию регистрации патента на двухшарочное буровое долото, которая 10 августа 2009 г. состоялась в технологическом центре компании в г. Вудлендс, Техас. Экспозиция, отражающая историю производства двухшарочных буровых долот, была представлена в вестибюле центра.

«Проектирование двухшарочных буровых долот положило начало компании Hughes Tool. Эта технология возвестила о новой эре дешевого, имеющегося в изобилии топлива и заложила основу для успешной Т-Модели Генри Форда и века автомобилей, – заявил Скот Шмит, управляющий серией продукции Hughes Christensen компании Baker Hughes. – Мы весьма польщены тем, что АОИМ оценил эту по-настоящему революционную технологию, и испытываем гордость за то, что уже более ста лет обеспечиваем наших клиентов товарами и услугами наивысшего качества».

До 1909 года буровое долото лопастного типа при эксплуатации скребло породу и быстро изнашивалось. Вращающиеся движения двухшарочного бурового долота Hughes дробили твердые породы, позволяя бурильщикам достигать обширных нефтяных коллекторов глубоко под землей. В 1933 году компания Hughes Tool усовершенствовала концепцию бурового долота, представив трехшарочную модель Tricone™. В 1987 году произошло слияние компаний Hughes Tool и Baker International, в результате чего появилась компания Baker Hughes Incorporated. Hughes Christensen – серия продукции Baker Hughes, специализирующаяся на буровых долотах, продолжает лидировать в исследовании и развитии новых технологий в отрасли.

Благодаря алмазным и трехшарочным долотам, специалисты компании внедряют технологии,

Hughes Christensen Drill Bit Designated Historic Engineering Landmark by American Society of Mechanical Engineers

Baker Hughes Incorporated announced in July that The American Society of Mechanical Engineers (ASME) will designate the Hughes Christensen Two-Cone Drill Bit as a Historic Mechanical Engineering Landmark. The award recognizes this drilling technology as one of the nation's most important mechanical engineering

achievements. ASME officials presented Baker Hughes with the Historic Mechanical Engineering Landmark designation during a ceremony at the Baker Hughes drill bit technology facility in The Woodlands, Texas, on August 10, 2009 – the 100th anniversary of the two-cone drill bit patent. An early production two-cone drill bit will be permanently displayed in the lobby at this facility.

“The Hughes two-cone drill bit launched Hughes Tool Company. Perhaps more important, many experts view it as a key technology that ushered in a new era of abundant,

inexpensive fuel and laid the foundation for Henry Ford's successful Model-T and the automobile age,” said Scott Schmidt, president of Baker Hughes' Hughes Christensen product line. “We are honored the ASME is recognizing this truly game-changing technology and we are proud to have provided our customers with the highest quality products and services to enhance their drilling programs for over 100 years.”

Prior to 1909, the traditional fishtail bit scraped the rock and quickly dulled in service. The Hughes two-cone bit's revolutionary rolling action crushed hard-rock formations, allowing drillers to tap vast oil reservoirs deep below the surface. In 1933, Hughes Tool Company enhanced the two-cone bit concept with the Tricone™ three-cone drill bit. In 1987, Hughes Tool Company merged with Baker International to form Baker Hughes Incorporated. Hughes Christensen, the Baker Hughes drill bit product line, continues to lead the industry in new technology research and development.



Кейт Б. Тейер (справа), бывший президент АОИМ, вручает Дереку Мэттьесону (слева), руководителю подразделения продукции и технологий Baker Hughes, награду за достижения в истории машиностроения.

Keith B. Thayer, past president of ASME (right), presents to Derek Mathieson, Baker Hughes President of Products & Technology (left), the ASME Historic Mechanical Engineering Landmark award.

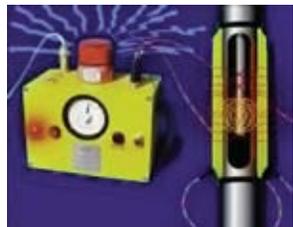
которые позволяют бурить быстрее, эксплуатировать внутрискважинный инструмент в устье скважины дольше и сокращать стоимость метра проходки. Трехшарочные долота MX и GX, а также алмазное долото Genesis XT пользуются наибольшим спросом в России, сообщает отдел маркетинга в регионе.

Система специальных сенсоров MDET-S компании AnTech выявляет бурильные замки в вертикальных трубах

Компания AnTech Ltd. объявила о разработке сенсорной системы по заказу одной из крупных сервисных нефтяных компаний. Эта система будет использоваться для проведения внутрискважинных работ на нефтяном месторождении у берегов штата Луизиана в Мексиканском заливе. Освоение этого месторождения высокого давления, находящегося на

глубине 1830 м, происходит с использованием заякоренного полупогружаемого основания для бурения.

Система MDET-S была разработана для улучшения безопасности и эффективности размещения гибких труб под давлением.



Для этого компания-заказчик разработала систему ремонта скважины под давлением. Система располагается под полом буровой вышки и снабжена механизмом компенсации вертикальной качки, который обеспечивается за счет установки на вышке устройства натяжения водоотделяющей колонны. Система РСД обеспечивает высокопрочный метод транспортировки, используемый на плавучих основаниях для работы в коллекторах, находящихся на большой глубине и при высоком давлении. Оборудование для РСД совместно со специально сконструированным набором противовыбросовых превенторов (ПВП) используется для размещения гибких труб под давлением.

Новая система MDET-S имеет две основных особенности: 1) три набора по два сенсора в каждом, 2) блок управления. Сенсоры фиксируют изменения в окружающем магнитном поле, возникающие при прохождении мимо бурильного замка. Устройство улавливает искажения в поле, вызванные дополнительной толщиной металлических замков. При этом не требуется нанесения меток на стыках труб. Всякий раз, когда оно выявляет сдвиг в магнитном поле такого характера, сенсор испускает электрический сигнал, передавая его на блок управления. Блок управления получает сигнал и передает аналоговый и цифровой сигналы на внешнюю систему сбора данных, которая записывает



АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка

изготовление

поставка

консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru

www.akmash.ru

With diamond and Tricone products, Hughes Christensen staff creates technology that drills faster, stays in the hole longer, and lowers cost-per-foot drilled. MX and GX Tricone Drill Bits and Genesis-XT diamond bit are the main bit products that Baker Hughes sells in Russia, according to the Hughes Christensen marketing director for that region.

AnTech's MDET-S Detects Tool Joints in Risers with Special Sensors

AnTech Limited announced it has designed a customised sensor system for a major oil service company for use in a well intervention operation being carried out offshore Louisiana in the Gulf of Mexico. The deepwater, high-pressure field is situated in over 6,000 feet of water, and is being developed using a permanently moored semi-submersible production and drilling facility.

The new Triple Sensor Tool Joint Detection System - or MDET-S was developed to improve the safety and efficiency of deploying tubing strings under pressure. To achieve this, AnTech's client developed a hydraulic workover (HWO) system to support the deepwater GOM field. The system is located under the rig floor with heave compensation provided by the rig's riser tensioning system. The HWO solution provides a high-strength conveyance method to intervene and operate

эти данные в файл на ноутбуке техника. Техник может затем анализировать эти данные и продолжать работу, удостоверившись, что бурильный замок достиг места назначения.

Halliburton выпускает GEM – новый инструмент для элементного анализа

Компания Halliburton объявила о выпуске инструмента для элементного анализа GEM™, с помощью которого операторы смогут быстро и точно оценивать продуктивные пласты с комплексным минералогическим составом. Прибор GEM является новейшим дополнением к спектру технологий оценки продуктивного пласта Halliburton и может использоваться вместе с существующими системами элементного анализа горных пород, применяемыми в процессе бурения. Сочетание с программным обеспечением сбора данных Halliburton предоставляет клиентам возможность быстро и точно визуально представлять данные элементного анализа пласта как на месте проведения работ, так и удаленно.

«Представленная инновационная система позволяет получить наиболее точное количественное представление о комплексных карбонатах и сланцах для наших клиентов», – отметил Джонатан Льюис, вице-президент Halliburton (подразделение кабельного и перфорационного оборудования).

Инструмент GEM улучшает измерение содержания магния в карбонатах и алюминия в глинах и сланцах. До сих пор эти элементы было труднее всего обнаружить и измерить, однако они являются наиболее важными для определения свойств продуктивного пласта. Впервые в истории отрасли создан инструмент, позволяющий измерить концентрацию марганца, который обычно входит в состав карбонатов и слоистых силикатов. Благодаря тому что удается измерять содержание трех дополнительных элементов – магния, алюминия и марганца, получают более точные данные о минералогическом составе, в частности, улучшаются представления о пористости, насыщенности, проницаемости, механических свойствах породы, расположении разбухающей глины. Таким образом, операторы получают возможность более точно оценивать продуктивные пласты, разрабатывать оптимальные заканчивания и максимально увеличивать добычу.

Прибор GEM может быть дополнен системой охлаждения или изолирующим баллоном, что позволяет осуществлять более длительную эксплуатацию при температуре до 177°C и давлении до 138 МПа. Меньшее количество спуско-подъемных операций сокращает издержки и уменьшает время передислокации инструмента.

under pressure from a floating vessel in deep, high pressure reservoirs. Special rig-assist HWO equipment, combined with a purpose-built BOP stack, are being used to deploy the tubing strings under pressure.

The MDET-S is comprised of two primary features: 1) three sets of two sensors, 2) the control unit. The sensors detect changes in the surrounding magnetic field when a tool joint passes by. The device senses the distortion caused by the additional thickness of the metal joint. No markers are required on the pipe joints. Whenever it detects a shift of this nature in the magnetic field, the sensor emits an electrical signal, transmitting it to the control box. The control box receives the signal and responds by indicating that a tool joint has passed by a pair of sensors. The control box also transmits digital and analogue signals to an external data acquisition system that transfers the readings produced to a file located on the technician's laptop. The technician can then analyse this data and proceed, secure in the knowledge that the tool joint has reached its target destination.

Halliburton Releases GEM Tool as New Elemental Analysis Solution

Halliburton has released the GEM™ Elemental Analysis tool, which offers rapid and precise evaluation of formations with complex mineralogies. As the newest addition to Halliburton's portfolio of formation evaluation technologies, the GEM tool offers operators a complete elemental analysis solution for complex reservoirs and complements Halliburton's existing

cuttings evaluation service performed while drilling. When combined with Halliburton's real-time data acquisition software, it offers customers onsite and remote visualization of formation elemental data quickly and accurately.



“The innovative system design allows the GEM tool to provide the most precise quantitative understanding

of complex carbonates and shales for our customers,” said Jonathan Lewis, vice president of Wireline and Perforating, a Halliburton product service line.

The GEM tool improves the measurements of magnesium in carbonates and aluminum in clays and shale – until now the most difficult elements to measure but among the most important needed

ПРОСТОТА. ЭФФЕКТИВНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ.

Продукты SWELLFIX лидируют на мировом рынке разбухающих эластомеров – динамичное, но в то же время простое решение по разобщению пластов и контролю проявлений в процессе бурения в горизонтальных и вертикальных скважинах.

Компания помогает своим клиентам значительно повысить экономическую эффективность производства за счет повышения добычи и снижения водопритока.

Более 5 000 внедрений, выполненных на сегодняшний день в самых разнообразных условиях как на суше, так и на море, и отсутствие нареканий относительно качества, а также практически полная надежность делают SWELLFIX естественным выбором для разобщения пластов. Простота, эффективность, надежность – SWELLFIX.



SPEAK TO EXPERTS. SWELLFIX.COM
Москва 495 518 9721 ext.2501. info@swellfix.com

Сочетания высочайшей чувствительности инструмента GEM на вертикальных участках и системы оценки LaserStrat® Halliburton на горизонтальных участках позволяют оценить минералогический состав во всей скважине. Данное сочетание также может быть использовано для улучшения контроля параметров бурения горизонтальных стволов.

Downhole Products создала систему для бурения высокой производительности

Компания Downhole Products, Ltd. (DHP) недавно анонсировала свою последнюю инновацию – систему для бурения высокой производительности (СБВП). Это запатентованное оборудование решает проблемы, связанные с крутящим моментом, сопротивлением и прохождением через слои шлама при бурении с увеличенным отклонением от оси скважины.

Билл Бэррон, управляющий DHP, отметил, что компания DHP инвестировала значительные средства в исследование и разработку того, в чем нуждается отрасль. «Нефтедобывающие фирмы делились с нами своими проблемами, а мы изучали,

to describe the reservoir. Also available for the first time in the logging industry, the GEM tool measures manganese, a common constituent of carbonates and sheet silicates. Use of these three additional elements – magnesium, aluminum and manganese – to determine mineralogy improves estimates of porosity, saturation, permeability, detection of swelling clays and rock mechanical properties. Operators obtain more accurate estimates of their reserves, design optimal completion and stimulation programs, and maximize production.

The GEM tool's attachable cooling system and insulating flask allow the tool to run for long periods downhole operating in conditions up to 350 degrees F and 20,000 psi. Fewer trips downhole reduces operating costs and improves tool redeployment time.

Combining the superior sensitivity of the GEM tool in the vertical sections of wells with Halliburton's LaserStrat® cutting evaluation service in the horizontal sections provides operators with an understanding of reservoir mineralogy for the entire well. The two services can also be used in conjunction to improve geosteering of horizontal sections.

оценивали и разрабатывали методы их решения более шести лет. Вся эта энергия была направлена на создание СБВП, которая, по существу, сочетает в себе функции различных бурильных колонн», – объяснил Бэррон.

«Существует много опасностей, связанных с добавлением все большего числа компонентов к одной бурильной колонне. Мы пытались помочь нашим клиентам модернизировать их КНБК, сохранив при этом преимущества инструментов по промывке ствола, уменьшению крутящего момента и смещению колебаний», – добавил Бэррон.

СБВП является multifunctional устройством, которое обеспечивает выполнение следующих операций: удаление шлама, уменьшение «затяжки» и крутящего момента бурильной колонны, недопущение выпучивания труб, предотвращение прихвата труб, уменьшение износа обсадной колонны и аксиальных, поперечных и крутильных колебаний.

Rubberatkins представляет новые элементы пакера

Компания Rubberatkins анонсировала выпуск новейших деталей для пакера, отличающихся способностью выдерживать особо высокие уровни температуры и характеризующихся повышенной производительностью. При изготовлении деталей компания использовала специально разработанный исходный материал, содержащий в своем составе эластомер AFLAS®. Благодаря этому, детали способны выдерживать давление величиной более 69 МПа, непрерывный уровень температуры до 232 °С, кратковременный уровень температуры до 282 °С. По мнению представителей компании, новые детали пакеров AFLAS® могут успешно применяться как при постоянной, так и при сменной изоляции оборудования для заканчивания скважин.

Элементы пакера обладают высоким сопротивлением сероводороду, пару, сильным кислотам и обеспечивают поддержание оптимальной функциональности в условиях отдельно взятой совокупности характеристик среды.

Rubberatkins также представила вниманию свои новейшие разбухающие материалы, которые в настоящее время все еще в стадии разработки. «Мы разработали эластомерные соединения, разбухающие в нефти и воде, способные служить простым пассивным герметиком, – рассказывает Ник Аткинс, руководитель Rubberatkins. – Изолирующий слой, создаваемый при помощи данных разбухающих эластомеров способен выдержать температуру величиной более 150 °С. В настоящее время мы испытываем параметры рабочего давления в пределах 69 МПа». ©

Downhole Products Previews New Drilling Enhanced Performance

Downhole Products, Ltd. (DHP) recently previewed their latest innovation - the Drilling Enhanced Performance System Tool (DEPS). This patent pending tool provides solutions for torque, drag and cuttings bed challenges in extended reach and ultra reach drilling.

Bill Barron, the DHP Executive, noted that DHP had invested heavily in research and development to deliver, what he considers, an industry needed solution. "Operators shared their problems with us and we studied, designed and evaluated solutions for their issues for more than six years. All of that energy was funneled into this DEPS tool which essentially combines the functions of multiple drill string tools into one, innovative design," Barron explained.

He added, "There is a lot of risk involved when you add more and more components on the drill sting. This was an effort to help our customers streamline their BHA while still retaining the benefits of hole cleaning, torque reduction and vibration mitigation tools."

The DEPS tool is a multifunctional device providing solutions for cuttings removal, drill string drag and torque reduction, pipe buckling mitigation, stuck pipe prevention, reduction in casing wear and axial, lateral and torsional vibration.

Rubberatkins unveils HP/HT Packer Elements

Rubberatkins unveiled its latest HP/HT Packer Elements. The company formulated an AFLAS compound for the new product, which is capable of holding pressures up to 10,000 psi and temperatures of 450 °F (232 °C) continuous and 540 °F (282 °C) short-term. According to the company, the AFLAS Packer Element will provide a reliable and robust solution for permanent and retrievable sealing solutions for completion equipment.

The Packer Element has a high resistance to H₂S, steam, strong acids, and bases ensuring that it maintains optimum functionality within a range of environmental parameters.

Rubberatkins also previewed its new Swellable materials that are currently in development. "We have developed elastomer compounds which swell in oil and water, providing the client with a simple passive sealing solution," says Nick Atkins, director of Rubberatkins. "The seal which is created using Rubberatkins Swellable technology can withstand temperatures of up to 150 °C (302 °F). We are currently testing pressure capability up to 10,000 psi." ©



Society of Petroleum Engineers
Aberdeen Section
www.spe-uk.org



Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota.com/europe

15th SPE ICoTA European Well Intervention Round Table

Well intervention: rejuvenating the North Sea

18 & 19 November 2009
Aberdeen Exhibition & Conference Centre

Europe's principal forum for exchange and learning about the latest developments in completion and intervention techniques and coiled tubing technology. 2-day technical conference and exhibition.

Keynote Speaker

Leo Koot

Managing Director
TAQA Bratani Limited

CONFERENCE 18 and 19 November - BOOK NOW!

Early Bird Discount £50 off

Discounted fee for Conference - Members £335 plus VAT

Non-members £425 plus VAT

Register online before 20th October at www.hulse-rodger.com

Group discount

Pay for four 2-day places, get a fifth place free (not available with the Early Bird discount)

PRE-CONFERENCE SHORT COURSE 17 November

Basic petroleum engineering and the drivers for well intervention

Fee - Members £125 plus VAT/Non-members £175 plus VAT

EXHIBITION

£1,200 for a 3 metre stand with one delegate place



Book online at www.hulse-rodger.com

For information or group bookings, contact SPE/ICoTA
event organisers Hulse Rodger & Co:

spe@hulse-rodger.com Telephone +44 (0)1224 495051

Применение азотных компрессорных установок ТГА для колтюбинговых технологий

Нефтяные компании России все большее внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Одним из наиболее технологичных способов бурения, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на депрессии, является применение колтюбинга. Азот – инертный газ, и его применение на нефтяных и газовых скважинах является экологически чистым, пожаро- и взрывобезопасным. Применение азота регламентировано Ростехнадзором для работ в нефтегазовой отрасли.

Использование компрессорной станции для получения азота из атмосферного воздуха на месте эксплуатации с регулируемой производительностью на объекте позволяет избежать многочисленных трудностей и расходов, гарантирует фактически неограниченную поставку азота.

Учитывая, что с каждым годом повышается мобильность выпускаемой техники и расширяется область ее применения, эффективность азотных обработок в нефтегазовых компаниях не вызывает сомнения. Даже при работе на скважинах с малым дебитом или действующих в периодическом режиме срок окупаемости азотной техники минимален.

Промышленная группа «Тегас» является лидером по производству азотных компрессорных установок. Предприятием серийно выпускается модельный ряд с диапазоном давления 5–400 атм. и производительности 1–200 м³/мин, чистота получаемого азота при этом от 90–99,9%, согласно требованиям заказчика.

Ряд станций не имеют аналогов на территории России по своим рабочим характеристикам, комплектации и возможности транспортировки.

Азотные компрессорные установки ТГА, выпускаемые Промышленной группой «Тегас» при колтюбинговом способе бурения обеспечивают:

- вызов притока путем снижения уровня жидкости в скважине;
- оттеснение скважинной жидкости газообразным азотом на определенную глубину;
- освобождение скважин от водяного блокирования, извлечение пластового флюида или продуктов реакции после кислотной обработки из призабойной зоны;
- промывку забоя скважин с аномально низкими

пластовыми давлениями (АНПД) азотированными жидкостями без подхода бригад ТКРС и колтюбинга;

- промывку забоя скважин (вымыв проппанта) с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) азотированными жидкостями с колтюбингом;
- очистку призабойной зоны пласта от механических примесей;
- опрессовки фонтанных арматур и задвижек, оборудования, трубопроводов;
- прогонку шаблонов по трубопроводам;
- опрессовки эксплуатационных колонн, подвески НКТ, бурильных труб, противовыбросового оборудования (ПВО), межколонных пространств;
- крепление скважин (при бурении) азотированным цементным раствором;
- увеличение нефтеотдачи пласта и увеличение приемистости (фонд ППД) очисткой призабойной зоны методом депрессии и т.д.

Чтобы обеспечить мобильность оборудования, заказчику предлагается несколько вариантов исполнения установок:

- **контейнерное исполнение (на базе 20- и 40-футовых стандартных контейнеров);**
- **на прицепе;**
- **на салазках;**
- **на шасси КАМАЗ, КРАЗ, УРАЛ, МЗКТ и др.;**
- **изготовление блочно-модульных станций нестандартных размеров на раме собственного производства с капотом.**

Станции рассчитаны на работу в широком диапазоне температур от – 50 до + 45 °С, что дает возможность их эксплуатации во всех климатических поясах.

Выпускаемые передвижные азотные станции рекомендованы Ростехнадзором к применению

при бурении, освоении, ремонте и эксплуатации газовых и нефтяных скважин, вскрытии продуктивных пластов, ремонте и испытаниях трубопроводов, резервуаров в нефтяной и газовой промышленности.

Наиболее востребованными азотными

Application of TGA Nitrogen Compressor Units for CT Technologies

The oil companies of Russia are getting more concerned about the quality of well construction and completion. One of the most technologically advanced drilling methods providing for underbalanced well completion is the application of coiled tubing.

Nitrogen is a chemically inactive gas, and its application in oil and gas wells is environmentally friendly, flame and burst proof. The application of nitrogen is recommended by Russian Technical Supervisory Authority for operations in oil and gas industry..

The application of on-site compressor station for receiving nitrogen from atmospheric air with variable displacement allows avoiding numerous difficulties and expenses, guarantees practically unlimited supply of nitrogen.

Given that from year to year the produced vehicles extend their mobility and application field, oil and gas companies don't doubt the efficiency of nitrogen treatment. The nitrogen equipment pays off quickly even at drippers and wells that are working irregularly.

The industrial group Tegas is a leader at the market of nitrogen compressor units. The company launched into commercial production a model range with pressure diapason of 5–400 atm and an output of 1–200 m³/min. In compliance with the customer's requirements, the nitrogen purity ranges between 90% and 99.9%.

A number of stations have no analogues on the territory of Russia in terms of their technical characteristics, furnishing and transportation options.

TGA nitrogen compressor units, produced by Tegas provide for the following advantages during CT drilling:

- stimulation by means of well clean-up;
- moving the oil well fluid to a certain depth with nitrogen gas;
- relieving the well from water blocking, recovering the formation fluid or reaction products from bottomhole zone after acid treatment;

- bottomhole washing at wells with abnormally low formation pressure (ALFP) with the help of nitrate fluids, without Wellwork and CT crews;
 - washing bottomhole (proppant cleanout) with abnormally low formation pressure (ALFP) with the help of nitrate fluids and CT;
 - cleaning bottomhole from mechanical impurities;
 - pressuring X-mas trees and cut-off plates, equipment and pipelines;
 - running drifts along pipelines;
 - pressuring production strings, tubing hangers, drilling tubes, blowout equipment and annular space;
 - cementing wells (while drilling) with nitrate slurry;
 - production enhancement and amplifying intake rate (formation pressure maintenance fund) by means of cleaning bottomhole with depression method, etc.
- In order to provide the mobility of equipment, the customer is offered several types of units design:

- **container type (on the basis of 20 and 40 foot standard containers);**
- **trailer-mounted unit;**
- **skid-mounted unit;**
- **on the chassis of KAMAZ, KrAZ, URAL, MZKT, etc.;**
- **production of off-dimension block-modular stations, mounted on domestically manufactured skid with overcoat.**





ТГА-10/251 на шасси УРАЛ
производительность 10 м³/мин, давление
250 атм., чистота азота 95%
TGA Nitrogen Compressor Unit 10/251 on KAMAZ
cbassis output of 10 m³/min, pressure of 250 atm,
nitrogen purity 95%

установками для колтюбинговых технологий являются ТГА-5/101, 10/251, 20/251, 30/251, 30/12, 7/13, 20/13, 25/20, 25/40.

Весь цикл по производству установок реализован на собственных производственных мощностях под надзором высококлассных технических специалистов.

Серийно реализуются проекты по модернизации воздушных компрессорных

станций «под азот» различных производителей.

Удобные схемы сервисного обслуживания предлагают широкие возможности в области пуска-наладки и ремонта уже имеющегося оборудования, на территории предприятия действует лицензированный учебный центр.

На выпускаемые установки имеются соответствующие сертификаты и разрешения на применение.

Новая номенклатура компрессорных станций ТГА

| № пп | Наименование станции | ШАССИ | Номинальная производительность, м³/мин | Давление изб., атм. | Концентрация азота при номинальной производительности, % |
|---|----------------------|------------------------------|--|---------------------|--|
| Компрессорные станции для сжатия воздуха | | | | | |
| 1 | ТГ-25/121 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 25 | 120 | - |
| 2 | ТГ-70/121 | Контейнер, МЗКТ | 70 | 120 | - |
| Компрессорные станции по производству и сжатию азота | | | | | |
| 1 | ТГА-35/301 | Контейнер, МЗКТ | 35 | 300 | 95 |
| 2 | ТГА-20/121 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 20 | 120 | 90 |
| 3 | ТГА-20/251 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 20 | 250 | 90 |
| 4 | ТГА-20/121 | Контейнер, МЗКТ | 20 | 120 | 99 |
| 5 | ТГА-20/251 | Контейнер, МЗКТ | 20 | 250 | 99 |
| 6 | ТГА-16/121 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 16 | 120 | 95 |
| 7 | ТГА-16/251 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 16 | 250 | 95 |
| 8 | ТГА-5/101 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 5 | 100 | 99 |
| 9 | ТГА-10/251 | Контейнер, КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ | 10 | 250 | 99 |

Предлагаем реализовать технические решения по индивидуальным параметрам Заказчика для снижения эксплуатационных расходов, повышения производительности и достижения эксплуатационной гибкости и надежности оборудования.

Промышленная группа ТЕГАЗ
 350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43
 тел. (861) 299-09-09, тел./ф. (861) 279-06-09, 215-02-81

info@techgaz.com – заказ оборудования
 projekt@techgaz.com – работа с проектными организациями.
 www.techgaz.com



TTA-7/13 на прицепе
производительность 7 м³/мин,
давление 13 атм, чистота азота 98%
Trailer-mounted TGA Nitrogen Compressor Unit
7/13 output 7 m³/min, pressure of 13 atm,
nitrogen purity 98%

The stations are meant for working in a wide diapason of temperatures ranging between – 50 and + 45 °C, which enables them operating in all climatic belts.

Our mobile nitrogen units are recommended by Russian Technical Supervisory Authority for their application in drilling, development, service and exploitation of gas and oil wells, completion, servicing and testing pipelines, reservoirs in oil and gas industry.

The most demanded nitrogen units for CT

technologies are TGA-5/101, 10/251, 20/251, 30/251, 30/12, 7/13, 20/13, 25/20, 25/40.

The whole cycle of units production is organized within the company's industrial facilities and supervised by high-class technical specialists.

We offer projects on modernization of nitrogen compressor stations for various producers.

The convenient service skills include wide options of starting-up and servicing of the existing assets. The enterprise has a training center on its territory.

New range of TGA compressor stations

| <i>№ m</i> | <i>Name of the station</i> | <i>CHASSIS</i> | <i>Nominal capacity, m³ / min</i> | <i>Pressure above the atmospheric</i> | <i>Concentration of nitrogen for nominal capacity, %</i> |
|--|----------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|---|--|
| <i>Air compression stations</i> | | | | | |
| 1 | TT-25/121 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 25 | 120 | - |
| 2 | TT-70/121 | MZKT, container | 70 | 120 | - |
| <i>Nitrogen production and compression stations</i> | | | | | |
| 1 | TTA-35/301 | MZKT, container | 35 | 300 | 95 |
| 2 | TTA-20/121 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 20 | 120 | 90 |
| 3 | TTA-20/251 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 20 | 250 | 90 |
| 4 | TTA-20/121 | MZKT, container | 20 | 120 | 99 |
| 5 | TTA-20/251 | MZKT, container | 20 | 250 | 99 |
| 6 | TTA-16/121 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 16 | 120 | 95 |
| 7 | TTA-16/251 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 16 | 250 | 95 |
| 8 | TTA-5/101 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 5 | 100 | 99 |
| 9 | TTA-10/251 | KAMAZ, KrAZ, URAL, container | 10 | 250 | 99 |

We offer engineering solutions catering to the individual demands of the customer for bringing down the production costs, improving performance, versatility and reliability of the equipment.

Industrial group TEGAS

350051, office 43, 20, Repina Avenue, Krasnodar.
 tel. (861) 299-09-09, tel./f. (861) 279-06-09, 215-02-81

info@techgaz.com – order of equipment

proekt@techgaz.com – working with design organizations

www.techgaz.com

Чему учат в университете Талса?

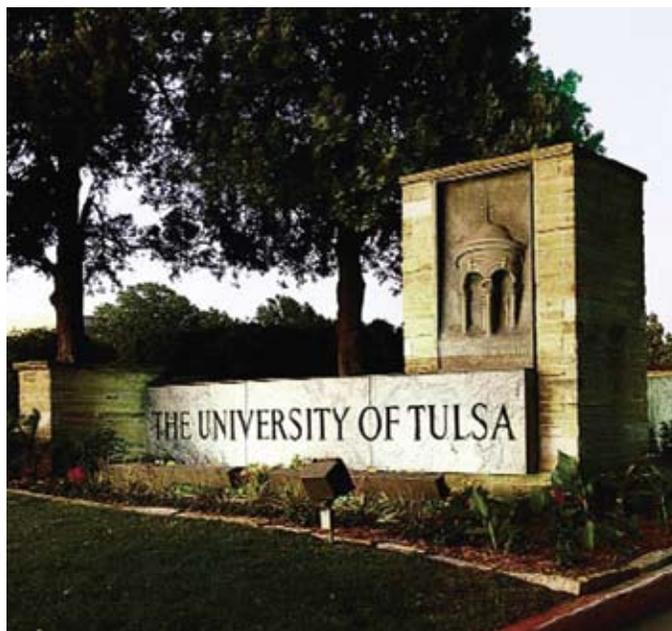
What Do Students Study at Tulsa University?

Одним из важнейших вопросов для российских нефтесервисных компаний является подготовка специалистов. В предыдущем выпуске нашего журнала К. Бурдин рассказывал об основных принципах кадровой политики Шлюмберже. Обращались мы и к опыту отечественных кузниц молодых кадров отрасли – ТюмГНГУ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Сегодня мы расскажем о том, как обучают специалистов по коiled tubing технологиям в Университете Талса (США).

Частный университет Талса, основанный в 1894 году, известен на весь мир школой инженеров-нефтяников и входит в сотню лучших вузов США (по данным рейтингового исследования издания US News and World Report). Университет находится в Оклахоме, пятом по уровню нефтедобычи штате Америки, поэтому вполне естественно, что большинство научных и образовательных проектов вуза связаны с нефтегазовой тематикой. Факультет нефтяного машиностроения университета занимает четвертое место в США по уровню обучения, сообщает US News and World Report.

Плодотворное сотрудничество университета с компаниями отрасли длится более сорока лет. За это время создано 13 консорциумов и совместных проектов, включая Консорциум по исследованию физико-механических свойств гибкой трубы. Стивен Типтон, заслуженный профессор машиностроения, лауреат премии имени Франка У. Мёрфи, является преподавателем университета Талса и директором этого консорциума. Алгоритмы профессора Типтона используются большинством компаний отрасли по всему миру для определения срока службы гибкой трубы. Стивен любезно рассказал нам о своем опыте научной и преподавательской деятельности в университете.

Типтон начал исследования усталости гибкой трубы в то время, когда эта область была еще недостаточно изучена. «В начале моей преподавательской карьеры Дейл Ньюберн, ныне инженер Шлюмберже, посещал мои занятия для выпускного курса по усталостным свойствам. Он постоянно задавал мне вопросы о том, как можно определить усталость трубы, которая



One of the most acute questions for Russian oil service companies is specialist training. In our previous issue K. Burdin told us about the main principles of “nurturing” young engineers at Schlumberger in Russia. We also addressed the experience of Tyumen State O&G University and Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Today we shall speak about coiled tubing specialist training at Tulsa University.

Founded in 1894, Tulsa University is a private school, which boasts international recognition for its School of Petroleum Engineering, making its way into 100 top schools in the US according to the US News and World Report. It is located in Oklahoma, the fifth largest oil producing state, so it was quite natural for the University to focus its research towards the petroleum industry. Its Petroleum Engineering Department is ranked 4th by the US News and World Report.

The University of Tulsa has worked with industry partners for more than 40 years, resulting in 13 research consortia and joint industry projects,

циклически сгибается и выпрямляется, при этом имея внутреннее давление (т.е. речь шла о гибкой трубе). Я познакомил его с основными теориями, которые успешно применялись для определения срока службы проектных составляющих в случае обычного многоосного нагружения. Он снова возвращался к этому вопросу и доказывал, что эти теории не работают для колонны гибких труб», – вспоминает Стивен. Ньюберн выполнил ряд учебных



Стивен Типтон
Steven Tipton

проектов, которые доказывали несостоятельность традиционных методов для гибких труб, и компания «Шлюмберге» обратилась к Типтону с просьбой описать модель, характеризующую комплексную пластичность и усталостное поведение гибкой трубы. Спустя полгода, в 1989 году, модель CoilLIFE была составлена, а четыре года спустя доработана. Этот алгоритм и сегодня применяется Шлюмберге для проведения колтюбинговых операций по всему миру.

«В 1993 году была построена первая испытательная машина для гибкой трубы, которая до сих пор работает в компании Tenaris. Затем было построено еще 4 машины, включая машину для Quality Tubing. Следующие две машины были созданы в рамках совместных отраслевых проектов в университете Талса: первая – при исследовании удлинения и поперечного растяжения, а вторая – в рамках изучения влияния поверхностных дефектов на усталость гибкой трубы».

Благодаря машинам по исследованию усталости гибкой трубы было получено много полезных результатов. Однако хорошее исследование рождает больше вопросов, чем ответов. В конце концов Стивену Типтону удалось убедить представителей ключевых компаний отрасли в необходимости продолжения фундаментальной научной работы: ►

including the Coiled Tubing Mechanics Research Consortium. Steven Tipton, the Frank W. Murphy Distinguished Professor of Mechanical Engineering at the University of Tulsa, is the director of the Consortium. His algorithms are currently used by the majority of the industry to monitor the useful working life of coiled tubing all over the world. Dr. Tipton was kind to tell us about his experience of conducting research and teaching at Tulsa.

He began conducting research on the fatigue of coiled tubing when it was really an unexplored territory. “Early during my teaching career, a Schlumberger engineer was taking my graduate fatigue class, Dale Newburn. He kept asking me questions about how one would predict the fatigue life of tubing that was cyclically bent and straightened, while carrying internal pressure (i.e., coiled tubing). I showed him all the prevailing theories that were used successfully to predict the life of engineering components under conventional multiaxial loading. He kept returning to me and showing me how they did not work for coiled tubing,” recalls Steven. After Newburn’s project demonstrated that conventional theories would not work for coiled tubing, Schlumberger asked Tipton to write a model that could characterize the complex plasticity and fatigue behavior of coiled tubing. Following a six-month effort, the model (CoilLIFE) was completed in 1989 and refurbished in 1993. The algorithm is still being used by Schlumberger for its worldwide coiled tubing operations.

“It was in 1993 when the first coiled tubing test machine was built, which still functions at Tenaris. Shortly four other machines followed, including the machine used by Quality Tubing. I built two other CT fatigue machines to conduct joint industry projects at The University of Tulsa. The first was for a project to address the elongation and diametral growth and the second to study the influence of surface defects on coiled tubing fatigue.”

The research conducted with the CT fatigue machines have generated a lot of useful results. But good research generates more questions than answers. Steven was finally able to convince a core group of CT industry leaders that an ongoing research effort was needed. “They agreed to devote a fixed amount from their budgets into an ongoing research consortium so I didn’t have to waste time fund-raising and could focus on graduate students and doing research that produces results that they can use... That started in the year 2000 and today it’s 2009 so we have nine years of operation as the CT Mechanics Research Consortium”.

Steve Tipton keeps improving the design of his coiled tubing machines. “I thought my fatigue machines were just fine, until I actually had to ►

«Они согласились внести в свои бюджеты расходы на работу научного консорциума, и у меня появилась возможность не тратить время на поиск и привлечение финансовых ресурсов, а сосредоточиться на обучении студентов старших курсов и научных исследованиях, принеся необходимые для их деятельности результаты... Это случилось в 2000 году; таким образом, уже девять лет успешно работает наш консорциум по исследованию физико-механических свойств гибкой трубы».

Типтон продолжает трудиться над совершенствованием конструкции машин для исследования гибких труб. «Я полагал, что мои машины прекрасно спроектированы, пока мне не пришлось несколько раз использовать их самому. Я их буквально возненавидел из-за сложности применения. Мне пришлось подниматься по ступенькам, держа в руках тяжелый образец, спускаться вниз, закручивать бесконечные болты и пр. Машин были громоздкими и требовали много времени для получения результатов. Так я задумался о конструкции идеальной испытательной машины для гибкой трубы».

Работа над проектом новой машины началась в 2007 году, а закончилась лишь летом 2009. Новая конструкция значительно облегчает получение данных об усталостных свойствах гибкой трубы: этому способствует фронтальная загрузка и автоматическая фиксация образца нажатием кнопки. Первая из этих инновационных машин, позволяющих эффективно и быстро по сравнению с более ранними аналогами получать данные, была недавно приобретена компанией Global Tubing.

Профессор Типтон, отдающий много усилий научной работе и консультированию специалистов нескольких отраслей промышленности, большую часть своего времени уделяет основному занятию – подготовке молодых специалистов. Он преподает механику материалов, механическое проектирование, ведет семинар по конструированию для средних курсов и учит старшие курсы расчету усталостной прочности. Уже в самом начале обучения студенты знакомятся с широким кругом фундаментальных теорий механической прочности на примерах задач с гибкой трубой. Значительное число студентов средних курсов работает лаборантами в Консорциуме по исследованию физико-механических свойств гибкой трубы. На занятиях по расчету усталостной прочности для старших курсов профессор Типтон рассматривает много задач из реальной практики.

Львиная доля его выпускников является ведущими сотрудниками компаний-членов Консорциума: Шлюмберже, Halliburton, ВР и Conoco-Phillips. Радован Ролович, один из выдающихся студентов Типтона,



Новейшая машина для исследования усталости гибкой трубы

Innovative Fatigue Test Machine

operate them myself a few times. I hated them. They were both pretty difficult machines to operate. I had to climb up stairs, carry the heavy sample, step down, tighten numerous bolts, etc. It was a really cumbersome to load samples in both machines and very time consuming. So I started imagining the ideal fatigue test machine.”

This began in 2007 and Dr. Tipton just finished his new machine design this summer. It will greatly facilitate the generation of valuable fatigue data for coiled tubing: it features front loading and automatic sample clamping with the push of a button. The first of these innovative machines, which overcomes the factors that hinder the ability of existing fatigue machines to generate data in a timely and efficient manner, was recently purchased by Global Tubing.

Devoting much effort to research and consulting to a wide range of industries, Steven Tipton continues to devote up to 75 per cent of his time to his primary occupation: teaching. He teaches Mechanics of Materials, Mechanical Design, a Senior Design Project Class, and a Graduate Class in Fatigue Design. Even at a fairly low level, students are exposed to many fundamental concepts of strength and mechanics using examples with coiled tubing. Several undergraduates are employed as lab assistants by the Coiled Tubing Research Consortium. Dr. Tipton uses a lot of coiled tubing related problems as case studies in his graduate level fatigue class.

Many of his ex-students work successfully

на соискание ученой степени кандидата технических наук создал самую лучшую модель пластического деформирования в рамках исследования удлинения и поперечного растяжения. Аспирант Амит Кристиан успешно выступил с докладом в Хьюстоне на Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам 2009 года. Амит охотно поделился с нами своими впечатлениями об учебе в университете Талса: «Убежден, что личные творческие качества и стремление к развитию важны для профессионального роста в любой сфере. Учеба в аспирантуре университета Талса дала мне такую возможность. Мой научный руководитель, профессор Типтон, и администрация университета оказывают всестороннюю поддержку, предоставляют массу возможностей и ресурсов для обучения и развития в качестве ученого. Университет Талса помог мне многого добиться в профессиональном плане и оставил о себе самые приятные впечатления».

Рассуждая о возможных улучшениях подготовки молодых специалистов, Стивен Типтон отметил, что было бы неплохо организовать совместные занятия с преподавателями нефтепромышленного дела, посвященные колтюбинговым технологиям: «Мне потребуются содействие другого преподавателя для проведения спецкурса по колтюбингу, потому что я являюсь специалистом исключительно по гибкой трубе. Я знаю, как гибкая труба работает, деформируется и удлиняется, знаком с ее свойствами жесткости и усталости. Но я не инженер-нефтяник, поэтому я не знаю, как гибкая труба применяется, и не могу наверняка выделить ситуации, когда с технической и экономической точек зрения целесообразнее использовать колтюбинг, а не свинчиваемые трубы. Конечно, я узнаю все больше и больше, поскольку в течение пятнадцати лет посещаю конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, однако такой спецкурс лучше вести совместно с экспертом в смежной области. Это был бы самый эффективный способ подготовки прекрасных молодых специалистов по колтюбинговым технологиям».

Всегда есть к чему стремиться, философски замечает напоследок профессор Типтон. «Что касается науки и инженерного дела, я точно знаю: чем больше ты учишься, тем меньше ты знаешь. Бакалавр думает, что знает всё, но когда он получает степень магистра – осознает, что это не так, однако думает, что есть те, которые знают. Кандидаты наук точно знают, что ничего не знают. Для меня гибкая труба представляет собой интересную механическую задачу, которая по-прежнему приводит меня в восторг. Я изучаю эту проблему более двадцати лет, и должен сказать, что не знаю о механических свойствах гибкой трубы гораздо больше, чем знаю». ☉

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

for consortium member companies such as Schlumberger, Halliburton, BP and Conoco-Phillips. Radovan Rolovich, one of Dr. Tipton's best students who now works for Schlumberger, wrote the best plasticity model in the industry for coiled tubing when he conducted his Ph.D work to study elongation and diameter growth. Amit Christian, a current Ph.D. student, gave a presentation at CTWI Conference this year. He was willing to share his personal experience in Tulsa University: "I strongly believe that the personal creativity and growth is essential to excel and succeed in any professional setting. Pursuing my doctoral studies at the University of Tulsa has provided me this opportunity. My advisor, Dr. Steven Tipton, and TU administration staff have offered ample of opportunities, resources and support to learn and grow as a researcher. Finally, TU has helped me to accomplish my professional goals with the lifetime of memories."

Talking about possible improvements in teaching at Tulsa, Steven Tipton said it would be fun to co-teach a class with a petroleum engineering professor about coiled tubing technology. "I would need to co-teach a coiled tubing specific class, because I know that my expertise lies in coiled tubing itself. I know how coiled tubing behaves, how it deforms, how it elongates, about its stiffness, and its fatigue life. But I'm not a petroleum engineer so I don't know how coiled tubing is used and the situations that render it technically and economically superior to jointed tubulars. I am learning more about that over 15 years of attending Coiled Tubing and Well Intervention Conferences, but teaching such a course with a petroleum engineering professor would be an efficient way to train a group of kids with very unique and well rounded expertise in coiled tubing technology."

There's always room for improvement, says Dr. Tipton. "One thing I know about science and engineering – the more you learn, the less you know. When someone graduates with BS degree they think they know everything, when they get their Master's degree they realize that they don't know everything but they think there are people who do (Ph.D.'s); when PhDs finish their degrees they realize that they actually don't know anything. For me, coiled tubing is a very interesting mechanics problem that still fascinates me. After studying it for over 20 years, there is a lot more that I don't know about the mechanical behavior of CT than I do." ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

НЕ ТОЛЬКО ВЫЗОВЫ, CHALLENGES MEAN

С 23 по 26 июня в ЦВК «Экспоцентр» на Красной Пресне проходило главное событие нефтегазового и энергетического комплекса России – 10-я Московская Международная выставка «НЕФТЬ и ГАЗ/ MIOGE – 2009». Организатором этого масштабного события выступила компания ITE, лидер выставочного бизнеса в России. В этом году на экспозиции в 20 000 кв. м. было представлено около 1000 компаний из 36 стран мира, из которых 9 стран выступили в формате объединенных национальных стендов. И это закономерно, ведь одной из основных целей выставки «НЕФТЬ и ГАЗ – 2009» является налаживание делового сотрудничества на мировом уровне

У участников и посетителей выставки, наверное, были опасения, что вследствие непростой экономической ситуации в мире юбилейная десятая выставка не получит достойного развития и пройдет в тени предыдущих выставок. Надо отметить, что было бы странным, если бы во время финансового кризиса выставка побила бы рекорды как по числу участников, так и по количеству заключенных контрактов. Важно другое: формат и статус «НЕФТЬ и ГАЗ – 2009» позволили ей сохранить позиции международной площадки по представлению новейших разработок и технологий для широкой аудитории специалистов-нефтяников, не растерять возможности для установки прямых деловых контактов и развития бизнеса как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. А это – единственное правильное решение в

A major event in Russian O&G and energy complex took place in Expocenter at Krasnaya Presnya on June 23–26. It was the 10th Moscow International O&G Exhibition/MIOGE – 2009. The large-scale event was organized by ITE, the leader of exhibition business in Russia. This year the exposition, displayed on 20,000 square meters, presented 1,000 companies from 36 states. Representatives of 9 states exposed their united national stands. This is natural, given that Oil & Gas 2009 is primarily aimed at promotion of worldwide business cooperation.

The participants and visitors of the exhibition must have had fears that difficult economic situation in the world would restrain the show, making it a wallflower compared to the previous expositions. It should be noted, that a record number of participants and concluded contracts would be something out-of-the-picture at the time of the financial crisis. Another thing is important. The format and status of “Oil & Gas 2009” allowed it remaining an international ground for presentation of state-of-the-art developments and technologies for a wide audience of oil specialists. It kept the options for setting direct business contacts, business development for short and long terms. This



НО И ВОЗМОЖНОСТИ OPPORTUNITIES

ожидании неминуемого этапа стабилизации ситуации и дальнейшего экономического роста.

Традиционными участниками стали такие известные компании, как Роснефть, Газпром, ГеоСтрим, Буровая компания «Евразия», Интегра, КУНГУР, Стройтрансгаз, ТНК-ВР, Фидмаш, ENI, Gaz de France, StatoilHydro, CNPC, Total, Cameron, Drillmec, Emerson, GE, JOGMEC, National Oilwell Varco, Weatherford и др. Из них около 60% стендистов – компании России.

Большое внимание выставке было уделено со стороны азиатских стран: Китая, Японии, а также стран Ближнего Востока – Ирана, Ливии.

На стендах «НЕФТЬ И ГАЗ – 2009» было представлено современное оборудование и инновационные технологии для нефтегазового сектора. Посетители могли ознакомиться с оборудованием для добычи, транспортировки и переработки нефти, способами строительства нефтяных и газовых скважин на различных типах месторождений, методами выработки и повышения отдачи нефтяных пластов.

На открытой площадке выставки разместились крупные экспонаты: колтюбинговые установки СЗАО «Фидмаш» и NAFTAECO, портативные машины холодной резки производства компаний D.L.Ricci Corp., проводилась демонстрация работы различного оборудования.

Традиционно экспозиция выставки представляла собой специализированные разделы, среди которых

is the only right decision in anticipation of the inevitable stabilization and further economic growth.

Traditional exhibitors at MIOGE include Rosneft, Gazprom, GeoStream, Eurasia Drilling Company, INTEGGRA, KUNGUR, Stroitransgaz, TNK-BP, Fidmash, ENI, Gaz de France, StatoilHydro, CNPC, Total, Cameron, Drillmec, Emerson, GE, JOGMEC, National Oilwell Varco, Weatherford, etc. 60% of the participants are companies from Russia.

High attention was paid by representatives of Asia: China, Japan, and Middle East: Iran, Libya.

The stands of “Oil & Gas 2009” presented modern equipment and innovation technologies for O&G sector. The visitors could get acquainted with equipment for recovery, transportation and oil procession, methods of building O&G rigs for various types of fields, methods of working and production enhancement.

The open ground of the show gave room to big exhibits: CT units of Fidmash and NAFTAECO, portable machines of cold sawing, produced by D.L.Ricci Corp. Demonstrations of various equipment works were held.

As usual, the exhibition comprised a number of specialized sections: geology and geophysics,





«обязательные»: геология и геофизика, добыча нефти и газа, транспортировка и хранение нефти и газа, переработка нефти и газа, нефтехимия, газохимия. Внушительно выглядел раздел, посвященный автоматизации и КИП. В нем было представлено большое количество стендов и наблюдалась неподдельная активность как посетителей, так и участников.

Несмотря на солидное число экспонентов, на выставке было немного представителей сервисных компаний, специализирующихся на обслуживании скважин. При этом гости отметили динамичное развитие компании «Интегра», занимающей одну из ведущих позиций в России в сфере услуг наземного нефтесервиса. Не были широко представлены также и некоторые крупные нефтегазодобывающие компании: Лукойл, Татнефть, Башнефть, что, впрочем, не сказалось на общем уровне проведения мероприятия.

Интересным визуальным решением могли похвастаться экспозиции многих компаний, но приз в номинации «Самый оригинальный дизайн стенда» заслуженно получила «Газпром нефть». Корпоративный стенд, представляющий собой модель автозаправочной станции под брендом «Газпром нефть», выделялся оригинальным творческим подходом.

Демонстрация оборудования и интенсивное деловое общение гармонично дополнила техническая программа, которая была открыта во второй день работы. Все доклады и выступления нашли своих слушателей и оппонентов как среди участников, так и среди посетителей, которых, по оценкам организаторов выставки, было около 30 000.

В ходе технической программы обсуждались современные тенденции и озвучивались актуальные проблемы развития нефтегазовой и смежных отраслей. Здесь стоит отметить доклад о системе эффективного мониторинга капитального ремонта скважин KeyView, новые решения компании «Йокогава» (Yokogawa), доклады о ресурсной базе нефтегазовой промышленности России и путях транспортировки углеводородов в XXI веке.

O&G recovery, transportation and storage of oil and gas, petrochemistry, gas chemistry. A section, related to automatic control and instrument piping, looked rather imposing. With a big number of stands, it enjoyed a great interest of customers.

In spite of great number of participants, the show featured few representatives of well service companies. The guests pointed to dynamic development of INTEGRA, one of the leaders of oilfield services in Russia. The representation of some major O&G producers (Lukoil, Tatneft, Bahsneft) was also insufficient. Yet, it didn't influence the general level of the event.

Many companies suggested interesting visual decisions, with Gazprom Neft awarded in the nomination "The Most Innovative Stand Design". The corporate stand presenting Gazprom Neft's Retail station demonstrated an individual creative approach.

Demonstration of equipment and intensive business communication went in harmonious proportion with technical program, opened on the second day of the meeting. All the reports and speeches found attentive ear and constructive opposition of the participants and visitors to the show. The organizers estimate that the show was attended by some 30,000 people.

The technical program featured discussion of modern tendencies, relevant problems of O&G sector and related industries. It is worthwhile mentioning the report on effective service monitoring at Key View wells, Yokogawa's new decisions, reports about Russian O&G resource base, ways of hydrocarbons transportation in the 21st century.



Также приятно порадовала презентация научно-производственного объединения «Авгурь-РосАэроСистемы» «Перспективы использования дирижаблей и гибридных аэростатических летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли».

В рамках выставки состоялся 7-й Российский нефтегазовый конгресс – ведущий в России международный форум с участием лидеров нефтегазовой промышленности. В работе Конгресса приняли участие высокопоставленные представители Федерального Собрания, министерств и ведомств РФ, Европейской комиссии, а также послы иностранных государств в России, руководители крупных энергетических компаний и отраслевых организаций. В форуме участвовали: замминистра энергетики РФ Сергей Кудряшов, зампреда Госдумы РФ, президент Российского газового общества Валерий Язев, Председатель союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль. Всего было делегировано 700 представителей отечественной и международной нефтяной и газовой промышленности, отраслевых министерств и ведомств, нефтегазовых ассоциаций, финансовых учреждений из 30 стран. Следует особо отметить, что впервые на мероприятиях подобного рода была представлена столь высокопоставленная делегация Исламской Республики Иран во главе с замминистра нефти Сейедом Нуреддином Шахназизадэ.

В числе основных тем Конгресса следующие: российский нефтегазовый комплекс и мировая энергетика: новые проблемы и новые возможности; Россия – надежный поставщик энергоресурсов; государственная политика в области геологического изучения недр суши и континентального шельфа России; международные стратегические альянсы при освоении месторождений; газовая стратегия России; бизнес-стратегии нефтегазовых компаний в условиях финансового кризиса; финансовая поддержка текущей деятельности предприятий, преодоление кризиса

Good news also came from Avgur -RosAeroSystems' report entitled "The avenues of using airships and hybrid aerostatic aircraft".

The 7th Russian Petroleum and Gas Congress was held within the exhibition. It is considered to be the chief international forum in Moscow featuring the leaders of O&G industry. The congress was attended by top representatives of Federal Assembly, ministries and departments of RF, European Commission, ambassadors of foreign states to Russia, President of Russian Gas Society Valeri Yazev, Chair of Russian Union of O&G Producers Gennady Shmal. More than 700 representatives of domestic and international oil and gas industry, sectoral ministries and departments, oil and gas associations, financial institutions of 50 states were delegated to the congress. It should be noted that the event featured for the first time a high-ranking Iranian delegation led by Deputy Minister of Oil Seyed Nouredin Shahnazizadeh.

The Congress featured the following major topics: Russia's oil and gas industry and the global energy market: new challenges and new opportunities; Russia - reliable supplier of energy resources; state policy in geological studies of the land subsurface and continental shelf of Russia; international strategic alliances in field development; Russian gas strategy; business strategies of oil and gas companies in the conditions of the financial crisis; financial support to enterprises' current activities; overcoming payment default crisis, preservation of oil service industry, technologies of development, drilling, production and oil recovery enhancement; key oil and gas transportation projects.

неплатежей; как сохранить нефтесервисный сектор; технологии разработки, бурения, добычи и повышения нефтеотдачи пласта; ключевые проекты транспортировки нефти и газа.

Открыло работу пленарное заседание «Геологоразведка и добыча нефти в России: стратегия и перспективы». В ходе заседания особо подчеркивалась необходимость комплексного подхода при освоении и разработке нефтегазовых месторождений. Отмечалось, что необходимо повышение эффективности существующих технологических процессов, а также совершенствование подготовки кадров и что стратегия современной российской геологоразведки направлена на новые нефтегазовые регионы.

Председатель союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль заявил, что российская нефтегазовая отрасль недостаточно инвестируется. В одну тонну разведанной и добытой нефти здесь вкладывается порядка 40 долларов, тогда как на Западе эта цифра в два раза больше. Оратор подчеркнул, что требуются инновации и новые технологии, причем как в геологоразведке, так и в добыче, и в обслуживании скважин. Следует интенсивно развивать горизонтальное бурение, ГРП – технологии, изобретенные в России, но ныне приходящие из-за рубежа.

Второй и третий дни работы Конгресса были объявлены тематическими: «Днем нефти», партнером которого выступила компания «Роснефть», и «Днем газа», который патронировали компания «Газпром» и Международный газовый союз.

Для читательской аудитории «ВК» интересна состоявшаяся во второй день работы Конгресса секция «Нефтесервис и бурение. Технологии разработки, добычи и повышения нефтеотдачи пластов», в рамках которой проходило обсуждение стратегии и тактики оказания нефтесервисных услуг. Широкое обсуждение вызвали доклады начальника Управления гидродинамических

The Congress opened with a plenary session “Exploration & Production of Oil in Russia: Strategies and Prospects”. The session gave a high priority to the necessity of integrated approach in opening and development of O&G fields. An emphasis was laid on the need in more advanced technologies, better personnel training and targeting of modern Russian geologic exploration at new O&G regions.

The Chair of Russian Union of O&G Producers Gennady Shmal pointed to little investment to Russian oil and gas industry. Only 40 dollars are invested per 1 ton of the explored and recovered oil, while the global figures are twice bigger. The speaker stressed that new technologies are demanded in geologic exploration, production and well service. Such technologies as sidetracking, hydrofracturing, that were originally invented in Russia and are currently coming from abroad, should be intensively developed.

The second and the third days of the Congress were dedicated to specific themes. The Day of Oil was supported by Rosneft and the Day of Gas was held under the aegis of Gazprom and International Gas Union.

The reading audience of the Coiled Tubing Times might get interested in the second day of the Congress, which featured the section “Oil Services and Drilling. Technologies for Oil Field Development, Production and Enhanced Oil Recovery”. Strategies and tactics of oil services were addressed at the section. Wide discussion was prompted by the reports “New research technologies of multi-layer wells” by Victor Belous, Head of the Division of Well Hydrodynamic Research at Gazprom Neft - Noyabrsk-Neftegeophysica, “Efficient oil service solutions



исследований скважин ОАО «Газпром нефть – Ноябрьск – нефтегеофизика» Виктора Белоуса «Новые технологии исследования скважин, одновременно эксплуатирующих несколько пластов», директора департамента маркетинга и развития бизнеса ГК «Интегра» Александры Геннадиевой «Эффективные экономические решения в условиях экономического спада», зам. генерального директора по науке Тюменского института нефти и газа Леонида Бриллианта «Оптимизация инвестиций при реабилитации системы разработки крупных нефтяных месторождений Западной Сибири». Но, пожалуй, самым интересным можно назвать выступление генерального директора ООО «Тимурнефтегаз» Роберта Муфазалова «Инновационные энергосберегающие технологии на волновых принципах для нефтегазохимического комплекса». Докладчик рассказал об акустических технологиях повышения нефтеотдачи пласта, которые разработаны в России, но, возможно, станут внедряться на родине, лишь получив широкое распространение за рубежом. Как это, увы, у нас часто бывает.

Тема мирового экономического кризиса, конечно, была незримым участником Конгресса. Она присутствовала в выступлениях, обсуждениях и неформальном общении делегатов. Но она не стала тем актером, который превращает театральную постановку в драму. Заместитель министра энергетики РФ Сергей Кудряшов призвал увидеть в нынешней непростой экономической ситуации «не только вызовы, но и новые возможности». Именно поиск новых возможностей для развития отрасли, делового сотрудничества, решения задач по совершенствованию бизнеса и делает прошедшие 10-ю Московскую Международную выставку «НЕФТЬ и ГАЗ/ MIOGE – 2009» и 7-й Российский нефтегазовый конгресс главными событиями года в отрасли. ☉

Алексей ХОРУЖКО, «Время колтюбинга»

during the economic recession” by Alexandra Gennadieva, Director of the Department of Marketing and Business Development at INTEGRA, “Investment optimization for the rehabilitation of the development system for large oil fields in Western Siberia” by Leonid Brilliant, Deputy Director General of Science at Tyumen Institute of Oil and Gas. But probably the most interesting was the speech “Innovative energy saving wave technologies for the oil & gas chemistry complex” by Robert Mufazalov, Director General of Timurneftegaz. The reporter told about acoustic production enhancement technologies, which were developed in Russia, but are likely to find domestic application only after they are widely absorbed abroad. A thing that, unfortunately, happens to us too often.

The theme of the world economic crisis was an invisible participant of the Congress. It was present in reports, discussions and informal communication of the delegates. Yet, it failed to become an actor, who turns a theatrical performance into drama. The Deputy Minister of Energy of the Russian Federation Sergey Kudriashov called the participants to see “not only challenges, but also new opportunities in the current complicated economic situation. It was the search for new opportunities in industry development, business cooperation and progress in the sector that made the 10th Moscow International O&G Exhibition/ MIOGE – 2009 and the 7th Russian Petroleum and Gas Congress the principal events of the year in the industry. ☉

Alexei KHORUZHKO, Coiled Tubing Times

*ТРАДИЦИОННЫЕ УЧАСТНИКИ ВЫСТАВКИ:
Газпром нефть, Ринко Альянс, Трубная
Металлургическая Компания, Фидмаш,
Стройтрансгаз, Интегра, КУНГУР, ТНК-
BP, Буровая компания «Евразия», Нефтебур,
ГеоСтрим, Транснефть, ENI, Gaz de France,
StatoilHydro, CNPC, Total, , Cameron, Drillmec,
Emerson, GE, JOGMEC, National Oilwell Varco, PGNEGA,
SINOPEC, NIGC, Yokogawa Electric, Weatherford.*

*ОСНОВНЫЕ ЦИФРЫ ВЫСТАВКИ «НЕФТЬ И ГАЗ»/
MIOGE – 2009:*

- около 1000 компаний-участниц из 36 стран мира;
- 700 делегатов 7-го Российского нефтегазового конгресса;
- площадь экспозиции – 20 000 кв.м;
- 30 000 посетителей – специалистов нефтегазовой отрасли.

*TRADITIONAL PARTICIPANTS OF THE EXHIBITION:
Gazprom Neft, Rinko Alliance, Piping Metallurgical
Company, Fidmash, Stroitransgaz, INTEGRA,
KUNGUR, TNK-BP, Eurasia Drilling Company,
Neftebur, GeoStream, Transneft, ENI, Gaz de France,
StatoilHydro, CNPC, Total, , Cameron, Drillmec,
Emerson, GE, JOGMEC, National Oilwell Varco,
PGNEGA, SINOPEC, NIGC, Yokogawa Electric,
Weatherford.*

*MAIN FIGURES OF O&G EXHIBITION/
MIOGE – 2009:*

- about 1,000 companies from 36 states;
- 700 delegates of the 7th Russian Petroleum and Gas Congress;
- exposition area – 20,000 square meters;
- the show was attended by 30,000 specialists of O&G industry.

От альфы до омеги

Дорогие читатели, как минимум треть нашего времени мы ежедневно отдаем работе, специалисты нефтесервиса – скважинам, а редакторы журнала – бумагам... Но работа – это еще не вся жизнь. Да и для того чтобы дело спорилось, а карьера складывалась, нужны здоровье, удача, разносторонние знания...

В этом номере мы открываем новую рубрику, которую назвали «Альфа – омега». Эти буквы древнегреческого алфавита, первая и последняя, символизируют не только начало и окончание, но и путь, уходящую в бесконечность прямую познания или раскручивающуюся в пространстве спираль развития. Мы не будем пытаться объять необъятное, не станем искать простые рецепты успеха, ибо их просто не существует. Наша цель – делиться с вами теми сведениями о современном мире и изменениях, происходящих в нем, которые кажутся нам перспективными, теми точками роста в которых начинает кристаллизоваться будущее. Прежде всего, в наш фокус попадут новейшие технологии, приходящие в самые разные отрасли человеческого бытия.

Возможно, наш выбор покажется вам субъективным. Поэтому мы надеемся на обратную связь с вами, на то, что новые темы для рубрики «Альфа – омега» станете предлагать журналу вы.

Редакция

From Alpha to Omega

Dear readers, day after day we devote at least a third of our time to work, oil and gas service experts dealing with wells, journalists – with papers... But there is always more to put in our life, apart from work. Moreover, in order to succeed and to make a career, we need health, good luck, wide knowledge...

Starting from this issue we launch a new column called Alpha – Omega. These are the first and the last letters of the Ancient Greek alphabet which stand for the beginning and ending, but also for the route that may take the form of the line of knowledge extending to infinity, or the winding spiral of development. We have no intention to embrace the boundless, nor are we going to look for easy ways to success, because there are no such ways. Our aim is to share with you the knowledge on the modern world and those changes in it that look prospective to us, as well as on the growth points where our future starts crystallizing. First and foremost, we shall focus on the cutting-edge technologies emerging in various spheres of the human life.

You may find our choice subjective. That is why we are looking forward to the feedback from you and hope that you will offer new topics for the Alpha – Omega column.

Editorial Board

«ДА ВИНЧИ» двадцать первого века

DA VINCI of the Twenty-First Century

В рамках новой рубрики вполне уместно провести метафорическую параллель между двумя передовыми технологиями: колтюбингом в нефтегазовой сфере и использованием роботизированного комплекса «Да Винчи» в хирургии. Очень многое объединяет эти виды деятельности. Действия хирурга, проводящего операцию с помощью робота, похожи на работу инженера, восстанавливающего скважину посредством колтюбинговой установки. И в первом, и во втором случае работа ведется в темных глубинах материи, недоступных обычному глазу, освещаемых виртуальным зрением чутких приборов, в глубинах, полных неожиданностей и непредсказуемостей. В случае скважины – это глубины в несколько километров, высокие температуры, давления, агрессивная среда. А в случае человеческого организма... Даже подумать страшно. Но и там, и здесь при правильных действиях специалиста негативные последствия (для пациента, окружающей природы) сводятся к минимуму. И там, и здесь специалист должен вскрыть причины, определить следствия и произвести уникальные действия. Только в случае эндоскопии речь идет о ткани живой, одушевленной... Но разницу между типами материй, наверное, лучше объяснил бы метафизик доктор Фауст, который, по преданию, некогда учился в Гейдельбергском университете – старейшем учебном заведении Германии, основанном в 1386 году...

Ныне Гейдельберг – это прекрасная учебная база, лаборатория молекулярной биологии, оснащенная по последнему слову техники, Институт исследований рака и крупнейшая в стране университетская многопрофильная клиника, директором урологического отделения которой является ведущий специалист в области онкоурологии, профессор доктор медицины Маркус Хоэнфельнер. В 1990–1991 гг. М. Хоэнфельнер был стипендиатом



Гейдельберг
Heidelberg

In the context of our new column it would be appropriate to draw a metaphoric parallel between the two innovative technologies: coiled tubing in oil and gas sphere and usage of the Da Vinci robotic system in surgery. There is much in common between the two activities. The actions of a surgeon, operating on with the help of the robot, resemble those of an engineer, reconstructing a well by means of a coiled tubing unit. In both cases the work is conducted in the dark depth of substance, which is not seen by the unaided eye, but which is lightened by the virtual eyesight of sensitive devices. This is the depth abounding with the unexpected and the unpredictable. In case of the well this uncertainty stands for the depth of several miles, high temperature and pressure, aggressive environments. In case of human body... One gets scared thinking of that. But in both cases correct actions of the specialist minimize the negative impact for the patient and the environment. In both cases the specialist has to uncover the reasons, determine the consequences and take unique actions. But in case of endosurgery we speak about a living, animate substance... Still, we'll leave explaining the difference between types of substances to Doctor Faust, who is said to have studied in Heidelberg University, the oldest educational institution in Germany founded in 1386...

Today, Heidelberg comprises a perfect training base, a molecular biology laboratory operating the state-of-the-art equipment, the Cancer Research Centre and the biggest university multi-field hospital in the country with a top specialist in oncological urology Professor Markus Hohenfellner, MD as the head of the urology department. In 1990/1991 M. Hohenfellner held scholarship of the UC San Francisco (USA) urology university hospital; he has been granted a number of Maximilian-Nitze awards – the most honorary award of the German Urological Association – for his scientific work in urologic oncology, he is also a winner of the Thesis Award granted by the European Urological Association. He is an author of numerous research papers and scholarly books dealing with treatment of urologic diseases.

Last autumn professor Hohenfellner performed a number of unique operations in the Khanty-

урологической университетской клиники UC San Francisco (США), за свою научную деятельность в области онкоурологии он был многократно удостоен премии Maximilian-Nitze – высочайшей награды Немецкого урологического общества, а также премии Thesis Award, присуждаемой Европейским обществом урологии. Автор многочисленных научных статей и книг, посвященных лечению урологических заболеваний.



Маркус Хоэнфельнер
Markus Hohenfellner

Осенью прошлого года профессор Хоэнфельнер провел ряд уникальных операций в Окружной клинической больнице Ханты-Мансийска, для которой в рамках национального проекта «Здоровье» был закуплен один из первых в России роботизированных хирургических комплексов «Да Винчи». Сегодня профессор Маркус Хоэнфельнер – хирург с мировым именем, один из ведущих специалистов в области роботизированной хирургии и страстный пропагандист этой передовой медицинской технологии, отвечает на вопросы нашего журнала.

Время колтубинга: Г-н Хоэнфельнер, Ваши уникальные операции, проведенные с помощью роботизированного хирургического комплекса «Да Винчи» осенью прошлого года в Окружной клинической больнице Ханты-Мансийска, уже успели стать легендой. Какое впечатление произвела на Вас Западная Сибирь?

Маркус Хоэнфельнер: До приезда в Ханты-Мансийск Сибирь была для меня одной из великих загадок. В детстве я слышал редкие рассказы моего дедушки, родившегося в Вене в 1893 году, о Сибири, в которой он дважды провел по несколько лет. В юные годы я много читал о Сибири. Некоторые книги были посвящены охоте, рыбалке, добыче золота и алмазов. Поэтому, когда я получил первое приглашение от доктора Натальи Западновой, заместителя Председателя Правительства Ханты-Мансийского автономного округа, меня охватило желание увидеть Сибирь своими собственными глазами.

Доктор Западнова, ее подчиненные, врачи и медсестры Окружной клинической больницы Ханты-Мансийска проявили по отношению ко мне знаменитое русское гостеприимство. Город и действующие в нем учреждения хорошо организованы, что, пожалуй, является необходимостью в столь суровых климатических условиях. Я был там несколько раз, и каждый мой приезд стал познавательным как с профессиональной, так и с

Mansiysk District clinical hospital which had one of the first Da Vinci robotic surgical systems in Russia bought for it within the framework of the Health National Programme. Today, Professor Markus Hohenfellner, a surgeon of world-wide reputation, one of the top experts in robotic surgery and an ardent supporter of these frontier medical technologies, gives answers to our questions.

Coiled Tubing Times: Dr. Hohenfellner, your unique operations involving the Da Vinci robotic surgical system last autumn in the Khanty-Mansiysk District clinical hospital have already become a legend. What were your impressions of Western Siberia?

Markus Hohenfellner: Before I first came to Khanty-Mansiysk, Siberia was one of the great mysteries in my life. As a child, I heard the rare stories of my grandfather, who was born in 1893 in Vienna, and who has spent twice several years in Siberia. As a young boy, I read many books about Siberia. Some of them focused on hunting, fishing and the exploration of gold and diamonds. So I was looking forward very much to perceive an original impression of Siberia, when I got the first invitation from Doctor Natalia Zapadnova, the Deputy Chairman of the Government of Khanty-Mansiysk Autonomus Okrug – Ugra.

Doctor Zapadnova, her staff and the doctors and nurses of the Khanty-Mansiysk District Hospital, welcomed me with the well-known and famous Russian hospitality. The city and its facilities are extremely well organized, which is probably a necessity to live a normal life and to survive in such extreme climatic conditions. Meanwhile I have been there several times and each time was stimulating and interesting from professional and personal perspectives. Vice versa, we have received a group of Siberian doctors in my hospital in Heidelberg for a period of 6 weeks and all of us agreed that they had a very good time in Germany as well.

CTT: You're the founder of robotic urology with the application of the Da Vinci system, a surgeon of global renown. How did this advanced technology appear in the urology sphere?

М.Н.: Robotic surgery with the Da Vinci system initially was developed for cardiac- and particularly for bypass surgery. Only when the system was already on the market it was discovered by urology with its fantastic possibilities to perform very precise and delicate procedures in very confined anatomical spaces. The Department of Urology in Heidelberg is the department with the longest lasting experience in Da Vinci robotic surgery in Germany today.

личной точки зрения. Группа сибирских врачей посетила с ответным шестинедельным визитом мою клинику в Гейдельберге, и согласно нашему общему мнению сибиряки тоже прекрасно провели время в Германии.

ВК: Вы являетесь родоначальником роботизированной урологии с помощью «Да Винчи», хирургом с мировым именем. Как эта передовая технология пришла в урологию?

М.Х.: Роботизированная хирургия с использованием системы «Да Винчи» изначально была разработана для применения в области кардиохирургии и частично для операций шунтирования. Система нашла применение в урологии после того, как уже появилась на рынке, благодаря фантастическим возможностям осуществлять очень точные и деликатные вмешательства в ограниченных анатомических пространствах. Урологическая клиника в Гейдельберге на сегодняшний день имеет самый большой в Германии опыт роботизированной хирургии с помощью системы «Да Винчи». Хотя аппарат называется «робот», он фактически выполняет функции манипуляционного телеоператора. Это означает, что он в точности воспроизводит движения рук и пальцев хирурга. То есть хирург остается хирургом, а машина машиной. В системе «Да Винчи» не предусмотрен автопилот, и если хирургу не хватает мастерства, ему лучше держаться от нее подальше. Помощи от машины он не получит.

ВК: Какова роль хирурга при использовании столь сложной и совершенной техники? В какой мере успешность вмешательства зависит от квалификации и опыта врача?

М.Х.: Использование системы «Да Винчи» требует от хирурга определенных технических и личных навыков. Я часто называю их качествами А и С. Качество «А» подразумевает знание анатомии и способность прогнозировать. Это означает, что хирург должен блестяще знать анатомию и быть способным спроецировать стандартную анатомическую картину на индивидуальную ситуацию, т.е. адаптировать ее под каждого конкретного пациента. Способность прогнозировать означает, что хирург видит в перспективе последствия каждого своего шага еще до того, как этот шаг сделан. В роботизированной урологии исключаются методы обучения на практике или проб и ошибок. Качество «С» означает спокойствие, компетентность и уверенность. Эти слова говорят сами за себя.

ВК: Использование «Да Винчи» специалисты называют революционным переворотом в эндохирургии. В чем суть, квинтэссенция этого переворота?

М.Х.: Изобретение системы «Да Винчи» стало логичным и необходимым следствием переворота в хирургии, который начался с приходом лапароскопии. В случае открытого оперативного вмешательства, которое по-прежнему применяется ко многим пациентам, доступ к органу может быть намного более травматичным, чем

CTT: What is the role of a surgeon when using such sophisticated and perfect equipment? To what extent does the operation success depend on the qualification and the experience of a surgeon?

M.H.: To use the Da Vinci system requires certain technical and personal skills of the surgeon. I usually summarize them as the A&C qualities. The “A”-qualities stand for anatomy and anticipation. This means that the surgeon must have a perfect anatomical knowledge and is able to translate the standard anatomical landscape to the individual situation, which every patient presents in a different way to him. Anticipation means, that the surgeon knows in a prospective way what he has to do and what the consequence of each step that he is going to perform will be, before he actually has done it. In robotic surgery there is absolutely no way for “learning-by-doing” or “try-and-error”. The “C” qualities describe calmness, competence and confidence. These words explain themselves.

Although the machine is called a “robot”, it works in fact as a telemanipulator. This means, that it exactly duplicates the arms and finger movements of the surgeon. Therefore, the surgeon is the surgeon and the machine only a machine. There is no autopilot included in the Da Vinci system and if the surgeon is not a very good surgeon he should stay away from it. There will be no help coming from the machine.

CTT: Experts consider the Da Vinci system application to be a revolutionary breakthrough in endosurgery. What is the core, the quintessence of such breakthrough?

M.H.: The development of the Da Vinci system was a logic and necessary consequence of the revolution in surgery, which was started by the introduction of laparoscopy. In open surgery, as we still have to do it in many patients, the access to an organ may be much more traumatic than the surgery of the organ or the removal of it itself. You may compare the situation with entering a house by breaking the wall or by entering the house by inserting a fine instrument through the keyhole of the door. However, conventional laparoscopic instruments have rigid designs and allow only for a limited dexterity in the surgical field. In contrast, the Da Vinci system exactly reproduces the grades of freedom of a human hand. Therefore, imagine that you can operate with a very small yet very powerful artificial hand in the limited spaces of human anatomy leaving all the structures intact, which are out of the field of interest. Additionally you get a marvelous three-dimensional picture of the situation delivered by a stereoscopic camera and illuminated by xenon light. I am convinced, that 40 years ago, when the first man stepped on the Moon, most people would have believed easily

сама операция или удаление органа. По аналогии, можно войти в дом, сломав стену или открыв ключом дверь. Однако традиционные лапароскопические инструменты имеют жесткую конструкцию, что ограничивает манипуляционные возможности на хирургическом поле. Система «Да Винчи», напротив, в точности повторяет свободу движений человеческой руки. Представьте, что у вас есть возможность оперировать маленькой, но очень эффективной искусственной рукой в ограниченных пространствах человеческого тела, оставляя все ткани, которые не требуют оперативного вмешательства, невредимыми. Кроме того, вы получаете восхитительное трехмерное изображение происходящего благодаря стереоскопической камере и ксеноновому свету. Я убежден, что сорок лет назад, когда человек впервые ступил на Луну, большинство людей с легкостью поверили бы, что сегодня мы сможем бывать на Марсе. Но они, скорее всего, не поверили бы, что даже через 100 лет в распоряжении хирургов будут такие фантастические возможности, которыми мы пользуемся сегодня.

ВК: Какие операции проводятся в Вашей клинике? На каких органах? Приведите, пожалуйста, некоторые цифры.

М.Х.: За несколько лет мы определили спектр показаний для применения системы «Да Винчи» в нашей клинике. В основном, с помощью системы проводятся операции на надпочечниках, почках, мочевом пузыре и простате. Система отлично зарекомендовала себя не только при удалении органов, как в случае оперирования рака простаты, но также для восстановительных процедур при лечении недержания мочи у женщин. В среднем с использованием системы «Да Винчи» мы проводим 1–2 операции в день.

ВК: Как долго наблюдаются в клинике прооперированные пациенты? Отслеживаете ли Вы их дальнейшую судьбу, и имеется ли статистика, подтверждающая преимущества нового метода хирургии перед традиционными в отдаленных прогнозах?

М.Х.: В нашей клинике наиболее распространенными являются онкооперации простаты. Обычно пациенты остаются в стационаре 3–4 дня после операции, после чего отправляются домой, если живут недалеко. Иностранцам мы рекомендуем оставаться в Германии еще 10–12 дней.

С 1990 года мы осуществляем последующее врачебное наблюдение всех прооперированных онкобольных. Все они зарегистрированы в нашей базе данных, и мы заблаговременно сообщаем им о дате очередного обследования. С 2000 года мы также храним опухолевые ткани пациентов в биобанке. По эффективности это практически уникальный проект в урологии, который обеспечивает максимальную клиническую безопасность для наших пациентов и способствует проведению сводного анализа последствий раковых заболеваний.

Отслеживание данных об онкобольных также позволяет выявить преимущества системы «Да Винчи» по сравнению с открытым оперативным вмешательством. На

that today we would be on the Mars. But probably they did not believe then, that in another 100 years we would have so fantastic technical possibilities in the operating room as we have already today.

CTT: What operations are performed in your clinic? What organs are involved? Could you, please, refer to some statistical data?

M.H.: Over the years we have developed a spectrum of indications for the Da Vinci system in our hospital. We use it basically on the adrenals, the kidney, the bladder and the prostate. The system is not only good for removal of organs like in prostate cancer surgery but also for reconstructive procedures like in incontinence surgery of the female. On average we perform one to two procedures with the Da Vinci system per day.

CTT: How long do patients, who have been operated on, stay in the clinic? Do you keep a close watch on their future? Is there any statistics proving that the new surgery method has advantages over traditional ones in long-term forecasts?

M.H.: The most frequent surgery we do in our hospital is prostate cancer surgery. Usually the patient has to stay for 3 to 4 days after surgery in the hospital and then he can go home if he is from our region. If he is from far away, we usually recommend staying for another 10 to 12 days in Germany.

Since 1990 we follow up all of our tumor patients in a prospective way. They are registered in our database and are notified in time when they have to have their next medical exam. Since the year 2000 we also store tumor tissue of our patients in a biobank. In its consequence and efficacy this is a nearly unique project in urology, which stands for a maximum of clinical safety for our patients and allows cumulative prospective evaluation of tumor diseases.

This tumor data bank is also used to evaluate the efficacy of the Da Vinci system versus open surgery. Today we can say that the oncologic results are comparable, but the functional results especially for recovery and the consummation of painkillers are in favor of the Da Vinci system.

CTT: How do surgical indications in Europe, the US and Russia differ? At what disease stage do you recommend to perform a radical operation?

M.H.: I do not believe that the difference in surgical indications may be attributed to geographical areas. Much more I believe that indications very much depend on the education, competence and ethical principals of the individual medical doctor. On one hand, only the technical expert surgeon will indicate surgery in even very complicated cases, as he is confident that

сегодняшний день можно сказать, что онкологические результаты сравнимы в обоих случаях, но функциональные результаты, особенно те, которые касаются улучшения состояния и применения анестезирующих средств, свидетельствуют в пользу системы «Да Винчи».

ВК: Как различаются европейские, американские и российские стандарты показаний для проведения операций? На какой стадии заболевания радикальную операцию рекомендуете делать Вы?

М.Х.: Я не думаю, что показания для проведения операций должны зависеть от географии. Я, скорее, верю в то, что показания зависят от подготовки, компетенции и этических принципов отдельных врачей. С одной стороны, лишь хирург, профессионально использующий технические методы, способен решить, что есть показания для операции даже в очень тяжелых случаях, поскольку он уверен, что его вмешательство принесет пользу. С другой стороны, нам известно, что большинство больных раком простаты лечат с помощью радикальных хирургических методов. Однако вместо этого им может быть назначена так называемая активная программа наблюдений, в ходе которой ранние стадии или менее агрессивные формы заболевания находятся под тщательным наблюдением, и назначается только терапия в случае соответствия стадии развития ракового заболевания определенным показателям. К сожалению, рак простаты – это настолько распространенное заболевание, что его выгодно оперировать и с экономической точки зрения. Поэтому пациент должен быть уверен, что ему назначена операция или химиотерапия именно вследствие серьезной стадии заболевания, а не в угоду выполнению бизнес-плана клиники.

ВК: В каких случаях Вы рекомендовали бы мужчинам незамедлительно обращаться к урологу, чтобы «поймать» грозное заболевание на ранней стадии, дающей высокую вероятность успешного решения? Какие симптомы и реакции организма должны насторожить человека?

М.Х.: К сожалению, ранние стадии большинства онкозаболеваний протекают бессимптомно. Рак почек и простаты, которые можно успешно вылечить, обычно обнаруживаются на обследованиях по поводу других заболеваний. Симптомом рака мочевого пузыря может быть кровь в моче, рака яичек – твердое уплотнение на одном из яичек.



*Роботизированный хирургический комплекс «Да Винчи»
Da Vinci Robotic Surgical System*

his procedure will be successful. On the other hand, especially in prostate cancer, we are aware, that probably much too many prostate cancers are treated by radical surgery today. Instead, many patients may be eligible for a so called “active surveillance program”, in which early or less aggressive forms of disease are followed closely and the therapy is only recommended if certain benchmarks of tumor biology are met. Unfortunately, prostate cancer is such a frequent tumor that it is of economical significance as well. Therefore a patient must be sure, that he is operated on or irradiated for treatment of a significant disease and not for fulfillment of a business plan.

СТТ: When would you recommend men to consult a urologist without delay in order to “catch” the menacing illness at an early stage, which provides better chances for the successful outcome? What symptoms and indications are to strike a warning note?

М.Х.: Unfortunately there are no early symptoms and signs for most tumors. Especially kidney and

В целом, мужчины, находящиеся в группе риска по раку, должны с 40 лет ежегодно посещать уролога. Остальным рекомендуются подобные ежегодные осмотры с 45 лет.

ВК: Какие рекомендации Вы бы дали по профилактике онкоурологических заболеваний?

М.Х.: Люди могут проводить профилактику раковых заболеваний, следуя простым правилам. Необходимо следить за своим весом, посещать спортзал не реже 3-х раз в неделю, отказаться от курения, ограничить употребление алкоголя, придерживаться диеты, в основе которой овощи, рыба, белое мясо и фрукты. Согласно некоторым исследованиям, избежать рака простаты может помочь регулярное потребление томатов и продуктов, содержащих их в своей основе, зеленого чая и разумное пребывание на солнце. Также доказано, что употребление большими раком простаты гранатового сока и физические упражнения имеют благотворное воздействие.

ВК: Успехи современной медицины, прежде всего высокотехнологичной хирургии, в борьбе с онкологическими заболеваниями впечатляют. И все же человечеству пока не удается одержать полную и окончательную победу над раком. Ваши прогнозы: как будет развиваться ситуация в недалеком будущем? Какие методы лечения выйдут на первый план: хирургические, химиотерапевтические, лучевые или какие-нибудь другие, еще не получившие широкого распространения?

М.Х.: По моему личному убеждению, молекулярная биология в конце концов победит рак. Будет это окончательная победа или просто «мирный договор» – на этот вопрос смогут ответить лишь будущие поколения. Тем не менее, молекулярная биология уже добилась

prostate tumors, which may be treated successfully, are mostly found during routine checks. Bladder tumors are sometimes detected in an early stage by the observation of blood in the urine and testicular tumors may be detected by a hard swelling in one of the testicles.

In general, men with an increased familiar risk of cancer should see the urologist every year, starting with the age of 40; all other men should see the urologist yearly from the age of 45.

СТТ: What would you recommend for the prevention of oncurological diseases?

М.Н.: Prevention of cancer may be successful in many people by following simple rules. These rules include keeping a normal weight, physical exercise at least 3 times a week, no smoking, only moderate consumption of alcohol and a nutrition, which is mainly based on vegetables, fish, white meat and fruit. Several studies showed that especially for prostate cancer the regular consumption of tomatoes or tomato-based products, green tea and responsible sunlight exposure might have preventive effects. Also it has been shown that in already existing prostate cancer disease physical exercise and consumption of pomegranate juice have a beneficial influence.

СТТ: Achievements of modern medicine and, above all, high-tech surgery in the battle with oncological diseases, are impressive. Still, mankind can't defeat cancer completely. What is your forecast about the development of this tendency in the near

future? What treatment methods are likely to come to the front: surgical, chemotherapeutical, radiotherapy or any others which are not widespread today?

М.Н.: My personal opinion is that eventually molecular biology will win the battle against cancer. If this victory is a complete victory or a peace of arms, most likely only future generations will know. Yet, molecular biology has already made such significant progress in basic oncology that my department has recently advertised a position for a professorship of molecular biological uro-oncology. We are looking forward to start this completely new clinical and scientific program into the future of oncological

*«Да Винчи» настраивают для операции
Da Vinci is being prepared for an operation*



многого в теоретической онкологии. Недавно мы открыли вакансию специалиста на новую кафедру молекулярной биологии и онкоурологии в нашем центре. Мы с нетерпением ждем старта этой абсолютно новой клинической и научной программы, которая будет способствовать развитию онкоурологии. В ближайшей перспективе это означает, что мы станем разрабатывать программы по профилактике и раннему выявлению раковых заболеваний, а также индивидуальные терапевтические стратегии и молекулярные методы лечения.

В будущем молекулярной медицины онкохирургия, пожалуй, будет применяться лишь для удаления крупных опухолей перед началом молекулярных терапевтических процедур. Эффективность подобных инновационных терапевтических методов доказана на примере лечения рака почек: мы наблюдаем случаи спасения пациентов, о которых и мечтать было нельзя еще несколько лет назад.

ВК: Что бы Вы пожелали нашим читателям, большинство из которых – мужчины, работающие в сложных природных условиях?

М.Х.: Очевидно, что многие люди в настоящее время живут в трудных и суровых условиях. Я имею в виду тяжелую физическую работу, напряженные долгие рабочие дни, экологически неблагоприятные условия и финансовые трудности. Несмотря на все это, могут помочь простые правила. Например, отказ от курения продлит здоровье вам, вашей жене и детям, и даже еще нерожденным детям, а сэкономленные средства стоит вложить в правильное питание. Аналогичные принципы можно применить и для сокращения употребления алкоголя в пользу занятий физкультурой. Здоровый образ жизни, который может быть реализован в самых скромных условиях, имеет своей целью не только профилактику рака, который может и не возникнуть, но и дает стимул жить весело и в свое удовольствие.

ВК: Наверняка много пациентов из России и других стран приезжают в Гейдельберг для лечения. Существует ли возможность лечения в вашей клинике для не очень состоятельных больных?

М.Х.: Да, в Гейдельберг на лечение приезжает много пациентов из России. Вообще-то, их так много, что для того, чтобы создать в клинике комфортные условия для тех, кто не говорит по-английски или по-немецки, в нашей команде работают врачи и медсестры, знающие русский язык. Конечно, пациент из-за рубежа, у которого нет медицинской страховки, возмещает расходы на лечение в нашей клинике из личных средств. Однако по сравнению с аналогичными клиниками в США стоимость лечения здесь, в Гейдельберге, вполне доступна. Мы осознаем свою ответственность перед теми пациентами, которые находятся в сложном финансовом положении и не могут оплатить наши услуги самостоятельно, но нуждаются в лечении. Четыре года назад мы учредили Европейский Фонд Урологии. Этот фонд оказывает финансовую поддержку пациентам, в основном детям, с излечимыми урологическими заболеваниями.

urology. In a more detailed perspective this means that we will develop prevention and early detection programs for cancer as well as individual therapeutic strategies and probably molecular therapies as well.

In this future of molecular medicine oncologic surgery probably will only have the place of removing large tumors before molecular therapies are started. The efficacy of such, albeit young, new medical therapies may very well be seen in the treatment of kidney cancer, in which we observe survival periods of patients which would have been unthinkable only a couple of years ago.

CTT: What would you recommend our readers, the majority of which are men working in difficult environmental conditions?

M.H.: It is evident, that today in large parts of the world many people are living in complicated and difficult conditions. Including hard physical work, stressful long working hours, environmental hazards and financial hardship. Nevertheless, even some simple principles may be helpful. For example refraining from smoking is healthy for you, for your wife and children and even for your unborn children. The money saved may be invested in better food. The same principles may be applied to the consummation of alcohol and physical exercise. A better life style, in whichever moderate conditions it may be applied, is not only a goal to prevent a probably never existing cancer but it is also a reason to lead a better life which is more fun and enjoyable.

CTT: There are probably a lot of patients from Russia and other countries, who come to Heidelberg for treatment. Is there any chance to come to Heidelberg for patients, who are not so well-off?

M.H.: Yes, we see many patients from Russia, who come to Heidelberg for treatment. In fact we have so many patients that we have Russian speaking doctors and nurses in our team, so that even patients who do not speak English or German may feel well and comfortable here in our hospital. Of course, treatment in our hospital for a foreign patient, who has no insurance has to be reimbursed personally. However, compared with similar hospitals in the USA the expenses here in Heidelberg are very reasonable.

At the same time we are aware of our responsibility to offer treatment also for patients, who are in a complex situation and may not be able to pay for the treatment themselves. Therefore, we initiated the European Foundation for Urology four years ago. This foundation supports patients, preferably children with curable urologic diseases. The European Foundation for Urology may

Европейский Фонд Урологии может полностью или частично компенсировать затраты на лечение и проезд в зависимости от конкретной ситуации. Ресурсы фонда пополняются за счет пожертвований наших состоятельных друзей и пациентов.

ВК: Как могут потенциальные пациенты связаться с Вами и Европейским Фондом Урологии?

М.Х.: Самый простой способ связаться со мной и моими коллегами – отправить письмо по электронной почте Hohenfellner@med.uni-heidelberg.de. Вы можете писать по-русски, на ваши письма будет своевременно дан ответ. То же касается и вопросов в Европейский Фонд Урологии. ©

compensate, depending on the patient's individual situation, for a part or the total of treatment including travel costs. The success of this foundation relies on the continuous charity of our wealthy friends and patients.

CTT: How can you and the European Foundation for Urology be contacted by patients who seek treatment in your hospital?

М.Н.: The easiest way to get in touch with me and my staff is to send me an e-mail to Hohenfellner@med.uni-heidelberg.de. You may write in Russian and e-mails will be answered in due time. The same applies to questions to the European Foundation for Urology. ©

НАША СПРАВКА

Использование роботов-ассистентов в хирургии началось в 2001 году в США. Хирургическая система «Да Винчи» (da Vinci Surgical System) была создана специалистами американской фирмы Intuitiv Surgery при участии корпорации Тойота (Япония) и Национального аэрокосмического агентства США на основе новейших роботизированных систем и навигационных космических технологий. Назван был хирургический робот в честь титана эпохи Возрождения Леонардо да Винчи, создавшего в 1495 году детальный макет механического рыцаря, способного сидеть, двигать руками и головой и даже поднимать забрало. Дистанционная хирургическая система первоначально разрабатывалась для космической отрасли: в ситуации, когда астронавту на орбите понадобилась бы экстренная помощь, должен был прийти в действие робот-хирург, управляемый с Земли врачом. Но, как это часто бывает, небесные технологии получили распространение а подлунном мире.

«Да Винчи» – самая крупная разработка в сфере хирургии за последние десятилетия. Аппарат расширяет хирургические возможности, многократно повышает надежность оперирования и в несколько раз снижает продолжительность операции. Аналог человеческой руки повторяет все действия хирурга, который проводит операцию, находясь у монитора с объемным изображением. Робот оперирует с помощью четырех «рук», которые управляются специалистом при помощи специального пульта. Суть и революционность новой технологии в том, чтобы скомбинировать то лучшее, что умеют делать и машина, и врач. Мастерство хирурга усиливается точностью движений робота, и это дает фантастические результаты. С изобретением «Да Винчи» появилась возможность проводить сложнейшие операции с микронной точностью. Пациенты, прооперированные с помощью робота, быстрее встают на ноги, у них остается меньше шрамов.

По данным авторитетного американского журнала Forbes, хирургическая система «Да Винчи» возглавляет пятерку роботов, которые, по мнению издания, в ближайшее время изменят жизнь человека. Второе и третье места в этом рейтинге занимают робот-спасатель T-52 Enryu от японской компании Tmsuk, который может разгребать завалы и держать своими «руками» готовые обрушиться стены, и робот-фармацевт от американской корпорации McKesson, который контролирует выдачу лекарств пациентам и следит, чтобы больных не начали лечить от того, чем они не страдают.

Кстати, медицинские технологии в настоящее время считаются самыми совершенными. В развитии они опережают космические. Даже в случаях, когда берут от них свое начало.

REFERENCE NOTE

Application of robotic assistants in surgery was put into practice in the USA in 2001. The Da Vinci Surgical System was created by the American Intuitive Surgery company experts supported by the Toyota Corporation (Japan) and the USA National Aeronautics and Space Agency on the basis of cutting-edge robotic systems and space navigation technologies. The surgery robot was named after Leonardo da Vinci, the Renaissance genius who in 1495 designed a detailed model of a mechanical knight which was able to sit, move its arms and head, and even open its helmet visor. The remote control surgical system was initially designed for the space industry: a surgery robot manipulated from the Earth by a surgeon was to be used to provide on-orbit emergency care for the astronauts. As it often happens, outer space technologies found their home on earth.

The Da Vinci system is the most significant achievement in surgery in the past decades. The machine expands surgical horizons, multiplies reliability of operations and cuts the operation time considerably. It is a human hand simulator which duplicates all the movements of a surgeon who performs an operation looking at a 3D-monitor. The robot operates with four "arms" manipulated by a specialist with the help of a special console. The core and the innovation of this technology lie in combination of the best of both, a machine, and a surgeon. Surgical skills are enhanced by the robot-based precision in movements, which brings breathtaking results. The Da Vinci system invention gave an opportunity to perform the most complicated operations in a micron-accurate manner. Patients operated on with the help of the robot have a shorter convalescence period and fewer scars left.

The Forbes, a reputable American journal, claims the Da Vinci Surgical System to rate first in the list of robots which, according to the journal, will change our life in the near future. The second and the third places of the rating are given to the T-52 Enryu rescue robot created by the Tmsuk company (Japan), which is able to clear debris and hold walls which are about to collapse with its "arms", and the pharmacy robot of the McKesson Corporation (USA), which monitors medications dispensed to patients and prevents treatment mistakes.

In fact, nowadays medical technologies are recognized to be the most sophisticated. Their development runs ahead of space technologies. Even if the latter once gave rise to them.

КОМПАНИЯ «ТЕНАРИС» ПРЕДЛАГАЕТ ШИРОКИЙ СПЕКТР КОЛТЮБИНГОВОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

ТЕНАРИС является ведущим производителем колтюбинговой продукции в мире. На двух заводах компании в Хьюстоне (США) изготавливаются колонны гибких труб и гибкие трубопроводы различного класса и размеров, в том числе с использованием антикоррозийных сплавов для работы в кислой среде. Благодаря своим возможностям Тенарис стал эксклюзивным поставщиком гибких труб для компании «Шлюмберже», выполняющей сервисные работы по всему миру.

Тенарис выпускает не только гибкие трубы для внутрискважинных работ, но и гибкие трубы большего диаметра, которые могут быть использованы для прокладки подводного трубопровода. Компания стала первым в мире производителем труб, получившим сертификат качества ISO-9001. Тенарис также является единственным в мире поставщиком гибких труб с внешним диаметром 10,16 и 12,70 см и гибких труб с толщиной стенок 5,7–7,6 мм.

Тенарис – единственное предприятие, имеющее непрерывную поточную линию для нанесения на гибкие трубы трехслойного покрытия расплавленной эпоксидной смолой, сополимерным клеем и полиэтиленом (или полипропиленом). Гибкие трубопроводы, намотанные на барабаны, доставляются на морские суда, где они соединяются и спускаются в море. Этот способ значительно быстрее традиционного метода прокладки, при котором участки трубопровода свариваются друг с другом.

Гибкие трубопроводы, как правило, используются при работах на море на глубине 60–915 м. Компания «Тенарис» известна своими глубоководными проектами, осуществленными в самых разных уголках планеты, от Норвегии до Новой Зеландии, а ее гибкий трубопровод в Мексиканском заливе расположен на глубине более 2 км. Тенарис также стал первым изготовителем гибких трубопроводов стандарта API 5LCP и по-прежнему является их единственным сертифицированным производителем.

ОТ РЕКОРДА К РЕКОРДУ

Компании принадлежит ряд отраслевых рекордов по длине и толщине колонн гибких труб. Примечательно, что все рекорды были достигнуты в сотрудничестве с компанией «Шлюмберже». На счету альянса немало успешных колтюбинговых проектов, реализованных по всему миру.

- Осуществление проекта в Мексиканском заливе потребовало создания колонны гибких труб с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 8900 м и диаметром 3,81 см.
- Осуществление проекта в Мексиканском заливе потребовало создания колонны гибких труб с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 9940 м и диаметром 5,08 см, а также второй колонны с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 10150 м и диаметром 5,08 см. Колонны состояли из 7 секций с уменьшающейся толщиной стенки от 5,182 до 3,175 мм. На реализацию проекта ушло 2 года, при этом только подготовительные работы и производство двух мини-колонн для тестирования сварных соединений заняли 6 месяцев.
- Для третьего проекта в Мексиканском заливе Шлюмберже заказала колонну гибких труб из высокопрочной стали HS 110 длиной 9325 м и диаметром 4,45 см.
- Для морского проекта у восточных берегов Канады необходимо было изготовить колонну гибких труб из высокопрочной

стали HS 90 длиной 9205 м и диаметром 5,08 см. При этом в колонну был встроены электрический кабель для проведения коротажных работ.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА

На заводе компании «Тенарис» по производству гибких труб, расположенном в Хьюстоне, начиная с конца 2005 и до весны 2007 года проходила реконструкция и расширение производства. В результате был ускорен рабочий поток и улучшена производительность труда. Расширение производства также позволило облегчить процесс транспортной обработки грузов и создать условия для свободного передвижения грузового автотранспорта по территории предприятия.

Были модернизированы сборочные линии и установлены дополнительные сборочные барабаны, за счет чего значительно сократилось время изготовления гибкой трубы. Технология цифровой радиографии позволила сократить сроки сварки и проверки швов на 50% по сравнению с прежним химико-фотографическим способом.

Были введены в эксплуатацию 2 крана большой грузоподъемности, обеспечившие надежную и безопасную транспортировку колтюбинговых колонн на территории завода. Возросло количество наматывающих барабанов более крупного размера, необходимых для длинных колонн гибких труб. Были также построены дополнительные камеры для проверки герметичности трубных соединений. Программа расширения позволила увеличить производительность труда на 75–80% и ускорить сроки выполнения заказов. Была создана инфраструктура для дальнейшего расширения, в частности, для строительства третьего цеха по прокату штрипса и его нахлесточной сварке и контролю качества соединений, а также помещения для продольной резки проката прямо на производстве.

Тенарис активно сотрудничает с другими инновационными компаниями для создания новых приложений для гибких труб и строительства гибких трубопроводов. Сейчас компания не стоит на месте и уже тестирует новые технологии, такие как применение гибких труб большого диаметра для строительства морских трубопроводов, уникальные инструменты механизированной добычи, трубные компоненты более сложных установок и оборудования для третичных методов разработки и гравитационного дренирования при закачке пара.

Тенарис – ведущий поставщик труб и соответствующих услуг для энергетических отраслей стран всего мира и других промышленных применений трубной продукции. Компания ставит целью предоставить клиенту продукт высокого качества, для чего она постоянно совершенствует свои технологии, производственный процесс и систему сбыта. Тенарис старается минимизировать риск для своих клиентов, помогает им снижать издержки, проводить более гибкую коммерческую политику и сокращать сроки от начала разработки продукта до выхода его на рынок.

Dennis Dunlap
8615 East Sam Houston Parkway North
Houston, TX 77044
Telephone: 281-458-2883
Fax: 281-458-2886
coiledtubesales@tenaris.com
www.tenaris.com/coiledtubes

**НОВЫЙ ЧЛЕН
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА
NEW MEMBER OF THE
EDITORIAL BOARD**



РОМАН СЕМЁНОВИЧ ЯРЕМИЙЧУК

Родился 19 ноября 1936 г. В 1959 году окончил с отличием нефтяной факультет Львовского политехнического института. Работал помощником бурильщика, прорабом вышкомонтажного цеха, старшим инженером и начальником участка бурения, начальником технического отдела треста, заместителем директора Бориславской конторы бурения. С 1967 по 1986 год – аспирант Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники и заведующий отделом этого же института (г. Москва). С 1986 года по настоящее время работает в Ивано-Франковском национальном техническом университете нефти и газа.

Доктор технических наук (1982), профессор (1984), академик РАН (1987).

Автор 54-х книг, изданных на Украине, в России, Польше, США и Китае. Основные научные интересы связаны с созданием импульсных технологий освоения скважин с использованием струйных аппаратов, с интенсификацией процессов бурения при кавитационно-пульсационной промывке забоя скважин.

Лауреат Государственной премии Украины в области науки и техники.

ROMAN SEMENOVICH YAREMIYCHUK

R.S. Yaremychuk was born on November 19, 1936.

In 1959 he graduated summa cum laude from Oil Department of Lvov Polytechnic Institute. He worked as an assistant-driller, foreman of rig-up department, senior engineer, drilling supervising foreman, head of trust's technical department, deputy director of Borislav Drilling Office. Yaremychuk was a post graduate student of All-Union Research and Development Institute of Drilling Equipment (Moscow) and the head of a department at the very same institute in 1967–1986. Since 1986 he has been working at Ivano-Frankovsk National Technical O&G University.

Yaremychuk became Doctor of Technical Science in 1982 and Professor in 1984. He became a member of Russian Academy of Natural Sciences in 1987.

He is an author of 54 books (monographs, textbooks, reference guides, dictionaries) published in Ukraine, Russia, Poland, the USA and China. His principal scientific interests are related to creation of impulse technologies and jet devices for well development, intensification of drilling with the help of bottomhole cavitation-and-pulse washing technology.

Yaremychuk is a laureate of Ukrainian State Prize in Science and Technology.

*В следующем номере журнала
«Время колтюбинга» читайте
лучшие материалы 10-й
Международной конференции по
колтюбинговым технологиям и
внутрискважинным работам*

*In the next issue of our Coiled
Tubing Times Journal you will find
the proceedings of The Jubilee 10th
Coiled Tubing and Well Intervention
Conference*

