



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»

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

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. ЛАПОТЕНТОВА, 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»

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

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. SHTAHOV, 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”

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, Сергей Торпачёв (cttimes@cttimes.org, st@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
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».
ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ – Виктория Дронова (vd@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – Татьяна Сёмкина (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, Sergey Torpachev (cttimes@cttimes.org, st@cttimes.org); **INTERNET PROJECT MANAGER** – Olga Gabdulkhakova (ovg@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
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.
BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER – Victoria Dronova (vd@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – Tatiana Siomkina (ts@cttimes.org); **COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova; **SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – Maria Mazurenko (magazine@crkt.ru)

ИЗДАТЕЛЬ

Некоммерческое Партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»

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

Акмаш-холдинг, НИТПО, РосТЭКтехнологии, Фидмаш, Формост, ITE LLC, Global Tubing, NOV CTES, NOV Elmar, Hydra Rig, Westor Overseas Holding.

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.
Отпечатано в типографии «Идеяпринт».
Заказ № 3764



PUBLISHER

Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"

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

Akmash-holding, Global Tubing, Foremost, Hydra Rig, ITE LLC, NITPO, NOV CTES, NOV Elmar, NOV Fidemash, RosTEKtekhologii, Westor Overseas Holding.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Мы переживаем непростые времена всемирного кризиса, когда стремительно меняются приоритеты и ценности, когда даже дружеские беседы начинаются с обсуждения цен на нефть. Но если мне зададут вопрос: «Что сегодня для нефтегазового сервиса всего важнее?», отвечу: «Информация, знание о новых технологиях, о том, как с минимальными затратами и максимальным эффектом осуществить ту или иную операцию!».

А что главное для производителей оборудования? Опять же – информация. На этот раз – о том, как найти своего потребителя и вооружить его небывалыми ранее возможностями.

Наш журнал делает гигантский, как сказал бы астронавт Нейл Армстронг, шаг на пути вооружения новым знанием и сервисников, и производителей оборудования. Мы открываем информационный портал **www.cttimes.org**. Адрес, я уверен, вам хорошо знаком. Но это не тот случай, когда молодое вино пытаются налить в старые мехи. Это органичное продолжение и углубление проекта «Время колтюбинга», точно спроектированная площадка для обмена информацией. Вы получите возможность участвовать в онлайн-обсуждениях актуальных тем современного нефтегазового сервиса, обращаться с конкретными вопросами, возникающими на практике, к авторитетным специалистам – членам международной экспертной группы. Мы постарались сформировать ее состав так, чтобы «закрыть» все основные разделы. Вы обязательно найдете единомышленников на наших форумах и сможете поделиться опытом с коллегами в блогах.

Мы будем ежедневно знакомить вас с новостями нефтегазового сервиса, отобранными специально для нашей целевой аудитории.

Мы постараемся навести непосредственные контакты между производителями современного оборудования и его потенциальными потребителями. И в этом случае успех будет достигнут путем трансляции знания о технологиях и возможностях машин и агрегатов от разработчиков к пользователям. А разработчики смогут ознакомиться с результатами независимой экспертизы их продукции.

Вместе с вами мы попробуем заглянуть в будущее. Каким станет нефтегазовый сервис через три, пять лет? Какие технологии – колтюбинг, горизонтальное бурение, ГРП или какие-либо еще будут востребованы?

Верю, что множество тем для обсуждения нам подскажете вы, посетители портала и читатели журнала. Очень надеюсь на обратную связь. Вместе мы создадим авторитетный источник информации.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

We are living through hard times of the global economic crisis, with priorities and values changing sweepingly and oil prices becoming the subject of every table-talk. However, if you ask me, “What is the most important issue for oil and gas service today?” my answer will be, “Being informed – about new technologies and ways of doing things at minimum cost and with maximum efficiency!” And what about equipment manufacturers? They should seek information, too. For manufacturers it is important to know how to find their customers and offer to

them the opportunities they have never heard of.

Quoting Neil Armstrong, our journal is making a giant leap towards its main objective of imparting knowledge to service workers and manufacturers alike. We are launching the **www.cttimes.org** information portal. I am sure you know the address quite well. However, it is not new wine put into old wineskins. It is a natural way for the Coiled Tubing Times project to develop and grow more profound, turning into a thoroughly designed information access board. We offer you an opportunity to take part in on-line discussions on the most relevant oil and gas service problems and to address your practical questions to competent experts representing our international expert group. While composing this group we tried to “cover” all the basic issues. You are sure to find like-minded people in our forums and will be able to share your experience with colleagues through blogs.

We are ready to provide you with daily oil and gas service news selected in view of our target audience.

We will try to establish direct contact between manufacturers of modern equipment and its prospective users. The success of such steps is based upon communicating information on technologies and equipment potential from designers to users. On the other hand, the equipment designers may get access to the data provided by the independent examination of their production.

Acting together we will try to get a glimpse of the future. What will the oil and gas service be like three or five years later? What technologies will be in demand? Will it be coiled tubing, horizontal drilling, hydraulic fracturing, or something else?

I expect our readers and portal visitors to offer us an array of subjects for discussion. I am looking forward to your response. Together we are able to create a reliable source of information.

Ron CLARK

перспективы

Кризис укрепляет позиции
колтюбингового сервиса **6**

Колтюбинговые технологии
сегодня становятся
комплексными **11**

гость номера

Курс – на расширение
номенклатуры ремонтов **14**

инновации

Глобальное технологическое
превосходство **20**

конференции и выставки

Юбилейная, десятая **29**

практика

Сервисные компании должны
выступать пропагандистами
передовых технологий **35**

оборудование

Комплекс для радиального
вскрытия пласта **40**

Мини-колтюбинг как
он есть **46**

Характеристики наиболее
распространенных
колтюбинговых установок,
работающих в России **50**

оборудование: актуальные вопросы

Система CoilTrak от компании
Baker Hughes **52**

новости

BAKER HUGHES INTEQ стала
лауреатом премии ICoTA
за технологические
достижения в области
внутрискважинных
работ **56**

оборудование

От концепции
к реальности: гибридные
колтюбинговые установки
производства компании
«Формост» **58**

Чтобы самолеты не
падали **64**

химия для ГРП: вопросы специалисту

На вопросы наших читателей
отвечает доктор технических
наук, технический директор
ЗАО «Химеко-ГАНГ»
Л.А. Магадова **68**

материалы: независимая экспертиза

Растворимость проппанта
марки ForeProp (фракция
16/30) в различных кислотных
составах **70**

технологии

Жидкости глушения
и промывки, сохраняющие
коллекторские свойства
пласта **72**

новости

Слияния и поглощения: ASEP
становится частью NOV **82**

конференции и выставки

Новые технологии
как средство выживания **84**

регионы

Ливия: наши идут! **88**

новые члены редакционного

совета **93, 94**



contents

prospects

Crisis Plays to the Strength of
Coiled Tubing Services **6**

Modern Coiled Tubing Technologies
Become Complex **11**

guest of the issue

Holding Course for Differentiation
of Well Workover **14**

innovations

Global Technological
Supremacy **20**

conferences & exhibitions

Anniversary, Decennary..... **29**

practice

Service Companies Should
Promote Advanced
Technologies **35**

equipment

Radial Drilling Unit **40**

Small Coiled Tubing As It Is ... **46**

Manufacturer's Specifications
Most Widely Sold CTUs
in Russia **50**

equipment: FAQ

Baker Hughes CoilTrak™
System **52**

news

BAKER HUGHES INTEQ Wins
ICoTA Award for Intervention
Technology **56**

equipment

From Concept to Reality,
Foremost Hybrid Coiled Tubing
Rigs **58**

So Planes Didn't Fall **64**

fracturing chemistry: questions to specialist

Lubov Abdulayevna Magadova,
Doctor of Eng. Sc., Technical
Director of Khimeko-GANG is
Answering Our Readers'
Questions **68**

materials: independent examination

Dissolvability of Proppant
Foreprop (Fraction 16/30)
in Various Acid Compositions **70**

technologies

Killing and Washing
Fluids Preserving Reservoir
Characteristics of
the Formation **72**

news

Mergers and Acquisitions: ASEP
Becomes Part
of NOV..... **82**

conferences & exhibitions

New Technologies
to Face the Challenge **84**

regions

Libya Welcomes Partners **88**

new members of the editorial board

93, 94



КРИЗИС УКРЕПЛЯЕТ ПОЗИЦИИ КОЛТЮБИНГОВОГО СЕРВИСА

CRISIS PLAYS TO THE STRENGTH OF COILED TUBING SERVICES

*В рубрике «Перспективы»
выступает Хэмптон Фаулер,
старший сопредседатель ICoTA*

*Hampton Fowler, ICoTA Senior Co-Chair,
shares his views on the prospects of
coiled tubing industry*

Хэмптон Фаулер четверть века является сотрудником Halliburton. За это время он занимал в США и регионе Северного моря целый ряд инженерных и административных должностей. Опыт его работы связан с подразделением компании, занимающимся оборудованием для КРС с использованием колтюбговых технологий и технологий, основанных на гидравлическом воздействии, в котором он в настоящее время занимает пост руководителя технологического отдела в группе глобального развития бизнеса и технических решений. Фаулер окончил Техасский агроинженерный университет со степенью бакалавра технических наук. Он является автором многочисленных научно-практических статей, получил несколько международных и американских патентов, связанных с применением колтюбинга. Фаулер – активный член Ассоциации специалистов по колтюбновым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA с момента ее создания. В начале апреля назначен старшим сопредседателем этой организации.

With experience in the U.S. and North Sea in a variety of operational, technical, and managerial roles, Hampton Fowler has been with Halliburton for 25 years. His industry experience is related to Halliburton's Coiled Tubing and Hydraulic Workover Product Service Lines and he currently holds the position of Technology Team Leader in the Global Business and Technical Solutions group. Hampton received a Bachelor of Science degree in Engineering from Texas A&M University and has since published numerous technical papers and magazine articles, in addition to procuring several international and U.S. patents, all related to coiled tubing operations. Hampton has been an active member of the Intervention and Coiled Tubing Association since its inception and has recently been appointed Sr. Co-Chairman of the organization.

Время колтюбинга: Хэмптон, что бы Вам хотелось осуществить на посту старшего сопредседателя ICoTA?

Хэмптон Фаулер: Я очень много сил отдаю ICoTA, и хочу, чтобы эта организация процветала. Всегда, когда вступаешь в новую должность или берешь на себя большую ответственность, чувствуешь воодушевление и беспокойство, поскольку предстоит решить много вопросов. Всегда хочется хорошо справиться с работой, что бы ты ни делал. Моя цель на посту старшего сопредседателя ICoTA – увеличить количество членов и расширить географию работы ассоциации. Лучший способ добиться этого – давать знания членам нашей организации посредством конференций и



Coiled Tubing Times: Hampton, what are your feelings and expectations about becoming Senior Co-Chair of ICoTA?

Hampton Fowler: I'm very passionate about ICoTA and I want to see that it is successful. With any new job or major responsibility, I find myself very excited – as well as nervous – and with lots of questions. You always want to do a good job, whatever your endeavor. Taking on the leadership role in the organization, my goal is to increase our membership and have a more global presence for our organization. The best way to do this is to deliver value to the members through our conferences and website, and continue to raise the awareness of ICoTA

интернет-портала, повышать ее авторитет в отрасли. Мы должны помнить, что в сферу интересов ICoTA входят не только колтюбинг и связанные с ним технологии, но и весь спектр внутрискважинных работ. Следовательно, мы должны обеспечивать стабильное присутствие организации в других сегментах рынка, в частности, в области проведения ТКРС с применением канатно-кабельных технологий и технологий, основанных на гидравлическом воздействии. Как общественная организация мы должны привлекать членов, которые будут активно способствовать достижению наших целей и у которых будет для этого время. Только таким образом мы можем обеспечить успешную работу ICoTA.

ВК: Каковы перспективы для роста ICoTA? В каких регионах Вы предполагаете найти единомышленников, которые смогут делиться опытом применения колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ?

Х.Ф.: В ближайшей перспективе – учреждение Российского отделения ICoTA. В России сформировался большой, растущий рынок для технологий колтюбинга и внутрискважинных работ. В этой стране существует стремление совершенствовать технические знания о возможностях повышения дебита и эффективности скважин. Российское отделение ICoTA позволит местным добывающим и сервисным компаниям, производителям оборудования обмениваться опытом и быть в курсе новейших технологических разработок в отрасли внутрискважинных работ. Для ICoTA несомненным преимуществом станет увеличение числа российских участников на международных форумах.

Существует ряд вопросов относительно того, как будет создано Российское отделение. До сих пор это было непросто. Возникает не только языковая проблема, но и юридическая: российское законодательство иначе определяет процедуры создания некоммерческих организаций. Нам необходимо изучить эти правила, чтобы создать отделение. Несмотря на все сложности, я полагаю, что результат того стоит.

Существуют также перспективы расширения ICoTA на Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Мне хотелось бы и там вскоре открыть отделения.

Как я уже отмечал, при реализации концепции расширения организации мы должны опираться не только на колтюбинговые технологии, но и на весь спектр внутрискважинных работ. ►

within our industry. Through all of this, we must remember that ICoTA is not just about coiled tubing and its related technologies, it is about the well intervention industry—we must make sure we are growing and serving the other market segments such as slickline, electric line, and hydraulic workover, as well. And since we are an all-volunteer organization, we must find members that are just as passionate about our organizational goals – with the time to devote to achieving these goals – to continue to make our organization successful.

CTT: What are the opportunities for growth of ICoTA? In what regions are you willing to find like-minded individuals to share experience of applying coiled tubing and well intervention technologies?

H.F.: Forming a Russian chapter is very exciting. Russia has a large and growing market for coiled tubing and well intervention technologies, and there is a strong desire to increase technical awareness of the products and services available for improving well performance and efficiencies. A Russian ICoTA Chapter will be a great way for the local oil companies, service companies, and equipment manufacturers to communicate and stay in touch with the global technology developments within our well intervention industry. ICoTA will benefit, as well, with more participation in our international events from the Russian members.

There are so many questions about how to form the chapter, and so far it has not been fast or easy. Not only do we have the language challenge, but the Russian laws are very different for setting up a not-for-profit organization, and we must understand the rules to create the chapter correctly. So it is challenging, but I believe it will be well worth the effort.

There are also geographic growth opportunities for ICoTA in the Middle and Far ►

Российское отделение ICoTA позволит местным добывающим и сервисным компаниям, производителям оборудования обмениваться опытом и быть в курсе новейших технологических разработок в отрасли внутрискважинных работ.

A Russian ICoTA Chapter will be a great way for the local oil companies, service companies, and equipment manufacturers to communicate and stay in touch with the global technology developments within our well intervention industry.

Это позволит привлечь больше представителей нефтедобывающих компаний, что до настоящего времени было проблематично. Это, в свою очередь, еще больше увеличит участие и поддержку со стороны крупнейших сервисных компаний.

Надеюсь, что в настоящее время отрасль достигла пика падения, и мы должны быть готовы к этапу роста, который неизбежно придет на смену.

Hopefully, our industry is at, or near, the bottom of the downturn and we must remember that we need to be well-prepared for the inevitable growth cycle that follows.

БК: Вы вступаете в должность в очень непростое время: ситуация в мировой экономике сложная. Какие это создает трудности для ICoTA?

Х.Ф.: Нынешняя ситуация в мировой экономике создает для Ассоциации определенные сложности. Многие компании сокращают бюджеты, соответственно, меньше средств выделяется на участие сотрудников в региональных и международных конференциях. Приятно было увидеть, что в подобной ситуации в этом году лишь незначительно – до 1200 – уменьшилось количество участников Международной конференции ICoTA. Полагаю, как только ситуация стабилизируется, мы увеличим количество членов и участников наших форумов.

БК: Каков Ваш прогноз по развитию ситуации в индустрии колтюбинга в условиях мирового экономического кризиса?

Х.Ф.: Думаю, позиции сегмента внутрискважинных работ достаточно прочные, несмотря на значительное снижение объемов бурения по сравнению с резким подъемом в прошлом году, особенно в США, где большая часть буровых работ была направлена на добычу природного газа. Снижение объема буровых работ повлекло за собой значительные сокращения бюджетов и персонала. Хотя рыночный спрос резко снизился, и экономика переживает не лучшие времена, нам по-прежнему нужны нефть и газ. Следовательно, необходимо поддержать на прежнем уровне или увеличить производительность существующих скважин при минимальном вложении средств. А это лишь укрепит позиции колтюбингового сервиса, ведь мы не раз наблюдали, что во время снижения объема буровых работ операторы ищут способы получения прибыли,

East regions. I would like for us to establish regional chapters in these areas soon, as well.

As mentioned before, we must also focus on organizational growth through embracing the total well intervention industry, not just coiled tubing. I believe that if we do this well, we will see more oil company representatives participating, which has been a weak area for us in the past. This would in turn strengthen our major service company participation and support even further.

CTT: You enter your position in quite a challenging time: the economical environment is not very simple. What challenges does it create for ICoTA?

Н.Ф.: The current global economy has created additional challenges for us. Many of the members are seeing their companies implement travel restrictions and budget cutbacks, making it harder for them to attend our regional and international conferences. I was very pleased to see that in our current economy we had only a small drop in attendance to our International Conference this year, with over 1200 participants attending. We want to be positioned for continuous growth of our membership and conference participation when the economy improves.

CTT: What is your forecast, how is the situation in coiled tubing industry going to change taking into account the economic downturn?

Н.Ф.: I am very positive about the well intervention industry in today's marketplace, even as we have seen the drilling activity experience a major slowdown since its peak last year, especially in the United States, where a majority of the drilling is targeted at natural gas production. The downturn has led to some significant budget cutbacks and personnel reductions. Although the market demand is down and the economy is struggling, we still need oil and gas, and the challenge is to find ways to maintain or even increase production on existing wells, while doing it very economically. This plays to the strength of coiled tubing services — we often see an increase in coiled tubing services being performed during drilling downturns as operators seek to maintain their cash flows from existing wells. Hopefully, our industry is at, or near, the bottom of the downturn and

имея в активе лишь существующие скважины. Надеюсь, что в настоящее время отрасль достигла пика падения (или, во всяком случае, близка к этому), и мы должны быть готовы к этапу роста, который неизбежно придет на смену.

ВК: Что входит в сферу Ваших личных профессиональных интересов?

Х.Ф.: Это прежде всего скважинное оборудование и инструмент, в частности, новые инструменты, которые внедряются для повышения эффективности работ по интенсификации притока и производительности скважин. Технологии ГРП с использованием колтубинга вытеснили традиционные многоступенчатые технологии ГРП во многих сферах, ведь они позволяют сократить время выполнения работ с нескольких недель до нескольких дней, обеспечивая сокращение издержек. Колтубинговые инструменты для проведения ГРП обеспечивают точный контроль глубины, возможность осуществлять перфорационные работы, оптимизировать размещение проппанта и доказали свою высокую эффективность при проведении ГРП на горизонтальных участках. В последнее время появляются интересные инструменты, которые позволяют получать данные об условиях в скважине до и во время воздействия на пласт, что оптимизирует работу в режиме реального времени.

Меня также впечатляют последние разработки в области наземного оборудования и систем контроля, которые значительно сокращают риски проведения многих внутрискважинных работ. Эти инновационные системы позволяют нам работать в скважинах большей глубины и при более высоких давлениях, чем в прошлом. Если бы пять или десять лет назад меня спросили о возможности работать в условиях такого высокого давления, температур, на такой глубине, я бы ответил: «Вы с ума сошли, если думаете, что это возможно!» Сегодня же это обычная практика.

Кроме того, мы рассматриваем колтубинг как ключевой инструмент для будущих глубоководных разработок. Развитие этого рынка требует разработки колтубинговых инжекторов с большим тяговым усилием, совершенствование оборудования для контроля давления на устье скважины. Кроме того, для этих приложений требуется конструирование и производство более длинных колонн гибких труб с большим диаметром. Я не устаю поражаться разработкам нового оборудования, нового инструмента, улучшениям в области металлургии при производстве гибких труб, новым технологиям и повышению надежности ГНКТ.

we must remember that we need to be well-prepared for the inevitable growth cycle that follows.

CTT: What are your personal areas of interest?

H.F.: One of my major areas of interest is downhole tools. One, in particular, is the new tools being introduced to improve stimulation job efficiencies and well production. Coiled tubing fracturing techniques have replaced conventional multi-stage fracturing jobs in many areas, by reducing job times from weeks to a few days or less, while doing it with both improvement gains in production, as well as doing it at a much reduced cost over the prior methods. These coiled tubing fracturing tools provide accurate depth control, ability to perforate, and improved proppant placement, and have been very effective fracturing horizontal wellbore sections. There are also some interesting new tools that provide information about downhole conditions prior to, and during, treatments, allowing the job to be optimized in real time.

Another area I am impressed with is the improvements in surface equipment and controls, which has greatly reduced the risk associated with performing many of our well intervention services. We are seeing these improvements allow us to work on deeper and higher pressure wells than in the past. If you asked me five or ten years ago about our ability to work on the types of high pressure, high temperature, and deep wells we are today, I would have said, “You’re crazy if you think we can do that”. But now it’s almost routine.

We are also seeing coiled tubing being used as a key tool in the future deepwater development. These market drivers have led to the development of much larger coiled tubing injectors, reels, and surface pressure control equipment. We are also seeing much larger and longer strings of coiled tubing being designed and built for these applications. The

Технологии ГРП с использованием колтубинга вытеснили традиционные многоступенчатые технологии ГРП во многих сферах.

Coiled tubing fracturing techniques have replaced conventional multi-stage fracturing jobs in many areas.

Я знаю, что и через десять лет эволюция в этой сфере не прекратится, нам будет чему удивляться, ведь это на редкость динамичный сегмент рынка.

БК: Хэмптон, какие колтюбинговые технологии, на Ваш взгляд, наиболее перспективны?

Х.Ф.: Две области, которые я бы выделил – это колтюбинговое бурение и внутрискважинные работы на шельфе. Колтюбинговое бурение применяется достаточно давно, и оно продолжает развиваться. В краткосрочной перспективе традиционные роторные буровые установки будут по-прежнему использоваться для бурения средних и глубоких скважин. Однако колтюбинговое бурение прочно заняло нишу при строительстве неглубоких скважин и при повторном бурении на месторождениях в поздней стадии разработки, где необходимо увеличить взаимосвязь ствола скважины и коллектора. Это наблюдается и на суше, и на шельфе. Производится все больше специализированного колтюбингового бурового оборудования, и этот рынок продолжает расти. Как только цены на газ и нефть повысятся, мы сможем наблюдать бурный рост объемов работ по колтюбинговому бурению на истощающихся месторождениях.

В последнее время увеличивается спектр внутрискважинных работ на шельфе, в основном с применением канатно-кабельных технологий. Растет спрос на бурение и заканчивание морских скважин, операторы продолжают искать эффективные технологии внутрискважинных работ. Колтюбинг – вполне логичный выбор для развития подводных систем внутрискважинных работ. В настоящее время реализуется несколько совместных проектов, в которых операторы, сервисные компании и производители оборудования проектируют и производят специализированные системы для конкретных областей применения. Полагаю, это самая перспективная область внутрискважинных работ в ближайшем будущем. ☉

Вела беседу Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

current developments in new equipment, new tools, improved pipe metallurgy, new techniques, and improved reliability, is very exciting for me.

I know I will be amazed when we look back ten years from now and see where we have evolved. This has been a dynamic and growing market segment for many years and will continue for many more.

СТТ: Hampton, what coiled tubing technologies are the most promising today?

H.F.: Two areas that I continue to watch very closely are Coiled Tubing Drilling and Subsea Well Intervention. Coiled Tubing Drilling has been around for many years now and it continues to evolve. In the near term, it will not be a replacement for conventional rotary drilling rigs drilling medium-to-deep wells. It has found a niche in shallow well construction in some areas, as well as re-entry drilling in mature fields, to increase the wellbore connectivity with the reservoir. We have seen this onshore, as well as offshore, on platforms. We are seeing more purpose-built coiled tubing drilling rigs being constructed, and the market for these services continues to grow. When the oil and natural gas prices improve, the applications targeted at mature field re-development should really kick off.

Subsea well intervention has also been around in various forms, mainly slickline and electric line, for several years. With the increased number of deepwater wells being drilled and completed subsea, an efficient and effective means of well intervention will be even further desired by the operators. Coiled tubing is a logical choice in the development of subsea well intervention systems and there are several programs currently ongoing with vessel operators, service companies, and equipment manufacturers to design and build fit-for-purpose systems to address this growing market need. This should be one of the hottest growth areas for well intervention in the near future. ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

По всем вопросам, касающимся деятельности Российского отделения Ассоциации специалистов по внутрискважинным работам и колтюбинговым технологиям ICoTA, обращайтесь: Шуринов Владимир Александрович, Дронова Виктория Владимировна, тел.: + 7 499 788-91-24, + 7 916 179-88-83, тел./факс + 7 499 788-91-19.

On the questions regarding activity of the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) please contact: Vladimir Shurinov, Victoria Dronova, tel. + 7 499 788-91-24, + 7 916 179-88-83, tel./fax + 7 499 788-91-19.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕГОДНЯ СТАНОВЯТСЯ КОМПЛЕКСНЫМИ MODERN COILED TUBING TECHNOLOGIES Become Complex

Г.П. ЗОЗУЛЯ, ТюмГНГУ

G.P. ZOZULYA, Tyumen State O&G University

В настоящее время на месторождениях нефти и газа Западной Сибири, где сосредоточен основной объем работ, проводимых с помощью гибких непрерывных труб или колтюбинга, наиболее распространены следующие технологии:

- геофизические исследования скважин, прежде всего наклонно направленных, с большими отходами от вертикали, т.е. так называемых пологих, а также горизонтальных и боковых стволов с горизонтальным окончанием;
- обработка призабойной зоны продуктивных пластов с целью увеличения производительности скважин, включая интенсификацию притока;
- освоение скважин после гидроразрыва пластов;
- проведение гидроразрыва пластов, в том числе селективного, с помощью комплексных установок («флотов»);
- проведение буровых работ из действующих скважин, прежде всего горизонтальных, связанных с сооружением боковых стволов, горизонтальных и горизонтально-разветвленных, при режимах вскрытия продуктивной толщи на депрессии, т.е. на отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт»;
- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах, связанные с изоляцией водопритокков и водоперетоков. ►



Г.П. Зозуля родился в 1952 году. Окончил с отличием Уфимский нефтяной институт (1974). В 1980 году защитил кандидатскую, а в 1997 году – докторскую диссертацию, профессор. Опубликовал более 230 научных трудов, в том числе 6 монографий, 2 справочника, 5 учебных пособий. Автор 20 патентов на изобретения. Прошел повышение квалификации при Оксфордском университете (1996), в Канадском институте современных технологий в Калгари (2002). Действительный член Международной академии информатизации (2001). Почетный работник высшего профессионального образования РФ (2003). Почетный нефтяник Тюменской области (2008). После аспирантуры работал старшим преподавателем, доцентом, зам. декана в Уфимском нефтяном институте и Красноярском институте цветных металлов (1974–1987), с 1988 – года в ТюмГНГУ, где сначала работал доцентом, а затем профессором кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин». С 1998 года заведует вновь образованной кафедрой «Ремонт и восстановление скважин». Под его руководством защищено 20 кандидатских и 2 докторских диссертации. Член ученого и экономического советов ТюмГНГУ. Является ученым секретарем диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ.

Professor G.P. Zozulya was born in 1952. He graduated summa cum laude from Ufa Oil Institute in 1974, defended the master's thesis in 1980 and doctoral dissertation in 1997. He published over 230 scientific studies including 6 monographs, 2 reference books and 5 study guides. He is an author of 20 invention patents. Zozulya had advanced training at Oxford University (1996) and at DeVry Institute of Technology in Calgary (2002). He is an active member of the International Informatization Academy (2001) and honorary worker of the Highest Vocational Education of Russia's Federation (2003). He is also an honorary oilman of Tyumen Region (2008). After postgraduate studentship he worked as a head teacher, lecturer and deputy dean at Ufa Oil Institute and Krasnoyarsk Institute of Nonferrous Metals (1974–1987). He has been at Tyumen State Oil & Gas University since 1988, first as a dean as an assistant professor and then as a professor of the chair "Drilling Oil & Gas Wells". In 1988 he headed the newly formed chair "Well Service and Recovery". He guided over 20 master's and 2 doctoral dissertations. A member of scientific and economic councils of Tyumen State Oil & Gas University, he is also the academic secretary of its thesis council.

Неплохие перспективы у колтюбинговых технологий бурения (прежде всего на депрессии) и технологий ГРП с использованием колтюбинга. Они будут развиваться как в отдельности, так и комплексно, когда бурение заканчивается гидроразрывом.

Тем не менее пока колтюбинговые технологии в России не получили повсеместного распространения. Более широкому их применению мешает недостаточная оснащенность надежным технологическим оборудованием и инструментом, ассортимент которого должен позволять решать постоянно усложняющиеся задачи разработки сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами в залежах нефти и газа.

Ассортимент оборудования должен формироваться производителем с учетом накопленного опыта в наиболее освоенных колтюбингом районах и регионах (в частности, на месторождениях, разрабатываемых компаниями «Татнефть», «Сургутнефтегаз», «Уренгойгазпром» и т.д.) и информации, озвученной на конференциях и симпозиумах, достижений производственных организаций. Ориентиром должен служить примерный перечень оснащенности бригад КРС и ПРС, приведенный в действующих Правилах ремонтных работ...

Неплохие перспективы у колтюбинговых технологий бурения (прежде всего на депрессии) и технологий ГРП с использованием колтюбинга. Они будут развиваться как в отдельности, так и комплексно, когда бурение заканчивается гидроразрывом.

Есть простор для творчества и у создателей оборудования, сопутствующего колтюбинговым технологиям. Потребности в новых устройствах появляются, как правило, по мере накопления технологий и повышения их успешности. Примером могут служить конструкции надувных пакеров, которые необходимо совершенствовать для РИР в обводнившихся горизонтальных участках скважин и дополнительных стволах, хотя надежные пакеры нужны и для ГРП в таких же скважинах.

Ждут своего решения проблемы бурения скважин в Восточной Сибири, где до продуктивных пластов нужно добираться через 7–8 зон катастрофических поглощений только в одной скважине. Здесь необходимо

At the moment Western Siberia, which has accumulated the largest scope of CT O&G operations, sees the progress of the following technologies:

- geophysical studies in wells, mostly extended reach or the so called “flat-lying” wells, horizontal and lateral holes with horizontal endings;
- bottomhole treatment in the productive formations, aimed at production enhancement and flow stimulation;
- well development after hydrofracturing;
- hydrofracturing, including selective fracturing with the help of complex units or “fleets”;
- drilling in producing wells, mainly horizontal ones, including drilling horizontal and branch offshoots under conditions of underbalanced drilling;
- squeeze jobs in oil and gas wells for isolation of water influx and cross-flows.

The use of CT drilling (especially in underbalanced conditions) and hydrofracturing technologies with CT implementation is also seems to be rather promising.

Yet, the CT technologies have failed to engulf the entire Russia so far. Their wider application is hampered by the lack of reliable equipment and instruments with the assortment wide enough to meet the ever augmenting challenges related to the development of complex reservoirs of hard-to-recover oil and gas.

The producer should form its range of equipment with regard to experience accumulated in the regions, where CT technologies are applied most widely (for instance at fields developed by Tatneft, Surgutneftegaz, Urengoigazprom, etc.) and information announced at conferences and symposiums, achievements of oil and gas service companies. They should be guided by the general list of technological equipment for well workover teams supplied in the acting “Well Service Rules”.

The use of CT drilling (especially in underbalanced conditions) and hydrofracturing technologies with CT implementation is also seems to be rather promising. They will be developed both individually and together, with fracturing carrying over after drilling.

Designers of downhole tools for coiled tubing technologies have a big room for

применение пенных систем и газообразных агентов при промывке, заканчивании и освоении скважин, а в одном «бурте» колтюбинга необходимо до 5000 м трубы, либо их нужно «сращивать».

Конечно, на распространение таких недешевых технологий, как колтюбинговые, не может не оказывать влияние мировой экономический кризис. Это влияние необходимо рассматривать, на мой взгляд, прежде всего в положительном аспекте – когда снижение объема заказов на довольно дорогостоящие колтюбинговые операции оставит их там, где без них просто не обойтись. Это в первую очередь исследовательские и ремонтные работы в горизонтальных скважинах и боковых стволах. Колтюбинговые технологии сегодня неизбежно становятся комплексными, т.е. сочетающими в себе максимальное количество наиболее эффективных видов работ.

Влияние кризиса снизит объемы применения колтюбинга, но должно повысить эффективность и значимость наиболее востребованных технологий, что объективно

Влияние кризиса снизит объемы применения колтюбинга, но должно повысить эффективность и значимость наиболее востребованных технологий.

должно заставить производителей улучшить инструментальновооруженность и комплектность таких установок.

Учитывая вызванные кризисом реалии, корректируются и вопросы подготовки инженерных кадров. В частности, в ТюмГНГУ в учебных программах стали уделять больше внимания сервисному обслуживанию ремонта нефтяных и газовых скважин, супервайзингу при выполнении заказов на различные виды ремонтов и т.д. При этом обязательным элементом становятся антикризисные мероприятия, которые при обучении в вузе должны закладываться в дипломные и курсовые проекты.

Российский нефтесервис, которому в наибольшей мере соответствуют колтюбинговые технологии (развитая сеть дорог на промыслах), будет обязательно развиваться, и ему нет альтернативы: ведь колтюбинг необходим там, где трудно и есть проблемы и где без него в буквальном смысле просто не обойтись. ☉

creativity. As these technologies grow in quantity and become more efficient, they will be more and more demanded. Take, for instance, the design of inflatable packers that have to be advanced for squeeze jobs in watered-out horizontal sections and

The influence of the crisis will bring down the volume of CT application, but it should raise the efficiency and importance of the most demanded technologies.

additional wellbores, though reliable packers are also needed for fracturing in such bores.

Also, we should address the problems of well drilling in Eastern Siberia, where the productive formations lie beneath 7–8 NR zones in one well alone. Flushing-out, completion and development of such wells requires foam systems and gaseous agents. One spool of CT requires 5,000 m of tubing; otherwise the tubing have to be spliced.

Clearly, the development of expensive CT technologies is influenced by the world economic crisis. But this influence can be viewed in a positive way. With total volume of orders on CT operations down, the CT will still remain, where it simply cannot be ignored. In the first place, this is survey and service operations in horizontal wells and sidetracks. CT technologies are inevitably requiring integral design. It means that they engulf the maximum quantity of the most effective types of operations.

The influence of the crisis will bring down the volume of CT application, but it should raise the efficiency and importance of the most demanded technologies and make producers advance their tools and enlarge the list of standard equipment.

Taking into account the realities prompted by the crisis, the problem of training engineering personnel has acquired a new meaning. For example, Tyumen State O&G University has started paying more attention to support manning of O&G service and supervising service orders. One of the key elements is anti-crisis studies, which should be included in term and graduation projects.

Russian oil service, which has a good potential for the spread of CT technologies (due to extensive roadnet at the fields) will be developing and there is no alternative to it. The coiled tubing is necessary, where there are problems and difficulties and where it can't be done without. ☉

Курс – на расширение номенклатуры ремонтов

Holding Course for Differentiation of Well Workover

В гостях у журнала «Время колтюбинга» К.В. Бурдин, менеджер по развитию бизнеса компании Шлюмберже (Россия).

K.V. Burdin, business development manager at Schlumberger, Russia, on a visit to Coiled Tubing Times.

«Время колтюбинга»: Константин Валерьевич, расскажите, пожалуйста, о том, как Шлюмберже использует колтюбинговые технологии в России.

Константин Бурдин: Наша компания сегодня представлена в России одиннадцатью колтюбинговыми установками, работающими в различных регионах – от Астраханского газоконденсатного месторождения до платформ на Сахалине. Основные заказчики, а это такие гиганты, как Роснефть, Газпром, Газпром-нефть, ТНК-ВР, Русснефть, все активнее стали выбирать операции с использованием колтюбинга, которые мы осуществляем. Кроме того, мы предоставляем услуги для небольших нефтегазодобывающих компаний. Работа с ними для нас не менее важна, поскольку с большинством из них налажены длительные устойчивые связи. Так, например, с компанией «Салым Петролеум Девелопмент» мы успешно сотрудничаем практически с самого начала разработки Салымского месторождения.

Ныне Шлюмберже строит серьезные планы по развитию технологий, расширению номенклатуры ремонтов и предложению инновационных решений с ГНКТ российским заказчикам. До настоящего времени Шлюмберже в 90% случаев проводила промывки проппанта после ГРП и освоение скважин азотом. Сегодня мы занимаемся проработкой НКТ с винтовыми



К.В. Бурдин родился 30 декабря 1976 г. в пос. Светлодарское Донецкой области. Окончил с отличием Тюменский нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», специализация КРС. Трудовую деятельность начал в 1999 году помощником бурильщика КРС в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (СУПНП и КРС). Работал мастером бригады с установками ГНКТ. В 2001 году был назначен ведущим инженером цеха по ремонту скважин с установками ГНКТ. В 2003 году защитил диссертацию на соискание степени кандидата технических наук по теме «Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб». С декабря 2004 года работает в компании «Шлюмберже», где прошел путь от инженера-проектировщика до менеджера по развитию бизнеса с ГНКТ. Постоянный участник Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам. Автор более 20 статей по данной тематике.

K.V. Burdin was born on December 30, 1976 in Svetlodarskoye, Donetsk region. He holds a degree with distinction from Tyumen O&G University, on specialty "Drilling O&G Wells and Well Workover". He started his professional career as an assistant workover driller in Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Well Workover. In 2001 he was appointed the leading engineer of department for well workover with implementation of CT units. In 2003 he defended a dissertation for Doctor of Engineering degree. The thesis was entitled "Development and Research of Behind-the-Casing Flows Isolation Technologies with CT Application". He has been working for Schlumberger since 2004, where he rose from the position of a design engineer to manager on CT business development. A constant participant of Conference for CT Technologies and Well Intervention. Burdin is an author of over 20 articles on the subject.

забойными двигателями, спуском мостовых пробок (CoilFLATE), спуском автономных геофизических приборов, гидропескоструйной перфорацией (AbrasiFRAC), размещением в продуктивном пласте различных химических реагентов, кислотными обработками, в том числе с использованием специальных кислотных систем (VDA-Viscoelastic Diverting Acid), воздействующих селективно только на нефтенасыщенную зону и блокирующих при этом водонасыщенную, и многими другими. Эти многокомпонентные реагенты на сегодняшний день успешно применяются вместе с колтюбингом, который, по сути, стал средством их точной доставки. Курс на расширение номенклатуры ремонтов для нас стратегический: ведь рынок сервисных работ становится все более жестким и конкурентным. Учитывая это, наша компания тратит значительные средства на развитие, ноу-хау, обучение специалистов.

ВК: Каким образом в Шлюмберге организован процесс разработки и внедрения новых технологий?

К.Б.: В Шлюмберге действуют четыре технологических научно-исследовательских центра в разных регионах мира, в том числе и в России, в Новосибирске. Нашей компанией организован широкий спектр лабораторий клиентской поддержки, которые, как правило, располагаются поблизости от месторождений и предназначены для прикладных исследований по просьбе заказчика.

ВК: Каждый заказ – решение конкретной проблемы?

К.Б.: Именно так. Все наши исследовательские центры работают исключительно по заказу. Если на производстве возникла проблема, делается запрос, после которого научный центр начинает работать над ним и в указанные сроки разрабатывает оптимальное решение.

ВК: Технологии, разработанные Шлюмберге, различны для различных регионов?

К.Б.: Конечно. Именно поэтому для презентации на 9-й Международной конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам, которая прошла в сентябре прошлого года в Тюмени, мы выбрали только те технологии, которые уже нашли успешное применение в России. Это свидетельствует о том, что мы стремимся

Coiled Tubing Times: Konstantin Valerievich, could you please tell us, how Schlumberger uses CT technologies in Russia?

Konstantin Burdin: Our company has 11 CT units in various Russian regions: from Astrakhan gas condensate field to platforms in Sakhalin. The principal contractors are such giant companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom Oil, TNK-BP, Russneft. All of them demonstrate an increasing interest in our CT products. Besides, we offer services for small O&G producers. Working with them is no less important for us, since we have long and reliable links with most of such companies. For example, we've been successfully cooperating with Salym Petroleum Development since the very beginning of Salym project.

At the moment Schlumberger makes serious plans to offer our Russian clients the new technology development, differentiation of well workover jobs, CT innovation solutions. Up to the present time Schlumberger made proppant flushing after hydrofracturing and stimulating wells with nitrogen in 90% of operations. Today we perform tubing treatment with the help of downhole drilling motors, lowering bridge plugs (CoilFLATE) and autonomous geophysical instruments, abrasive jet perforation (AbrasiFRAC), disposal of chemicals in the pay zone, acid treatment, including special acid systems (VDA-Viscoelastic Diverting Acid), producing a selective impact on oil-saturated zone and blocking the water-saturated one and many other jobs. These polymict reactants are now successfully applied with the CT, which became an instrument of their precise delivery. Holding course for differentiation of well workover jobs is a key priority for us, since the well service market is getting more tough and competitive. That is why our company spends substantial resources on development, know-how and education of specialists.

CTT: How does Schlumberger organize development and introduction of new technologies?

K.B.: Schlumberger has 4 research & development centers worldwide, including the one in Novosibirsk, Russia. Our company has organized a wide range of client support laboratories, which, as a rule, are located in close proximity to the fields and are meant for applied research requested by customers.

CTT: Is every order a solution to some problem?

не просто рекламировать свои ноу-хау, но и демонстрировать потенциальным заказчикам то, что можно применять уже сегодня.

ВК: Конкурентная борьба на рынке сервисных услуг предполагает в числе прочих мер сохранение информации. Насколько актуальным остается вопрос технологической тайны для Шлюмберже, ведь шило, как известно, в мешке не утаишь?

К.Б.: У нашей компании достаточно жесткий стандарт по безопасности и защите нашей интеллектуальной собственности. Все разработки патентуются международным патентным агентством, получают сертификаты. Шлюмберже постоянно ведет инновационный поиск уникальных, оптимальных решений, непрерывно внедряет новые технологии и пропагандирует их. В частности, в исследовательских центрах, упомянутых выше, проводятся дни открытых дверей, куда приглашаются наши заказчики.

ВК: Как компания осуществляет выбор оборудования?

К.Б.: Как и на любом крупном предприятии, у нас есть специализированный отдел, который занимается закупками оборудования. Помимо этого, у нас определены официальные поставщики. Это те, с кем наша компания давно работает, кто доказал на практике гарантированное качество своей продукции. В официальные поставщики достаточно трудно попасть. Включению в список предшествует серьезная работа по сравнению продукта на рынке. Проводятся тендеры, но, поскольку компания очень большая, в разных странах условия их проведения несколько варьируются. Есть своя специфика и у России. Зачастую требования, предъявляемые к технике, довольно высокие. Но для того чтобы мы могли использовать российское оборудование еще где-нибудь в мире, оно должно пройти международную сертификацию, подтверждающую и гарантирующую его качество.

ВК: Как, по Вашему мнению, в ближайшее время будет развиваться рынок колтюбингового оборудования в России?

К.Б.: Сегодня рынок колтюбинговых установок в Сибирском регионе России достаточно

К.Б.: Absolutely. All our research centers are fully order-driven. In case there is a problem on the site, a request is made to a research center, which starts investigating the problems and comes up with the best solution at a scheduled time.

СТТ: Does Schlumberger offer different technologies for different regions?

К.Б.: Exactly. That is why we presented only the technologies that were successfully applied in Russia at the 9th International Conference on Coiled Tubing and Well Intervention, held in Tyumen in September, 2008. We don't want to only promote our know-how, but also to demonstrate to potential contractors the

Шлюмберже постоянно ведет инновационный поиск уникальных решений, непрерывно внедряет новые технологии и пропагандирует их.

Schlumberger is in constant search of innovations and unique, best solutions, it introduces and promotes new technologies on a regular basis.

developments, which can be applied here in Russia right now.

СТТ: Competition at well service market means that the information should be kept confidential. How relevant is the issue of technological secret for Schlumberger? You know, you cannot hide an owl in a sack.

К.Б.: Our company has tough standards of security and protection of intellectual property rights. All the developments are patented and certified. Schlumberger is in constant search of innovations and unique, best solutions, it introduces and promotes new technologies on a regular basis. For instance, the above mentioned research centers invite our customers for doors open days.

СТТ: How does the company choose equipment?

К.Б.: Like any big company, we have a specialized department for purchasing equipment. Also we have official suppliers. They are our regular partners, who have proved a guaranteed high quality of their products. It is difficult to become an official supplier. Before

насыщен. Более того, в этом году уже очень жесткая конкурентная борьба, и новым компаниям, входящим на рынок, придется довольно тяжело. Что касается развития рынка, то он сейчас очень активно разворачивается все дальше на восток России. Не секрет, что уже идет активная разработка месторождений в Якутии. Активно идет освоение Сахалина. Там работает и Шлюмберже. Сегодня многие компании, конкурируя за Западную Сибирь, уже обращают свои взгляды на Восток. Думаю, в ближайшие два-три года рынок пойдет туда. Конечно, если мировой кризис не внесет свои коррективы.

ВК: Какие технологии с использованием колтюбинга получают широкое распространение?

К.Б.: Если говорить о развитии колтюбинга в России за последние десять лет, то эта технология сделала гигантский шаг вперед. В 2001 году я был участником 2-й Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам. Тогда про гибкую трубу в России почти ничего не знали. Я набирал слово «колтюбинг» в русскоязычном Google и находил всего две или три ссылки, которые, как правило, касались либо Сургутнефтегаза, первым в России поставившего на поток эти технологии, либо вышеупомянутой конференции. Сегодня можно увидеть уже несколько тысяч ссылок.

ВК: Надеемся, что ежегодная, уже давно получившая статус Международной, конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, одним из организаторов которой является наш журнал, сыграла не последнюю роль в распространении информации о прогрессивных технологиях. Замечу, что практически на каждой конференции одним из самых обсуждаемых вопросов становится подготовка специалистов для сервисных компаний. Высококвалифицированных сервисников хронически не хватает. А как ведет кадровую политику Шлюмберже?

К.Б.: В Шлюмберже налажена очень четкая система подготовки молодых претендентов, предварительно прошедших строгий отбор. У нас действуют два уровня подготовки инженеров: полевая подготовка, ►

the company is included in the list, a serious work on comparing market products is undertaken. Tenders are held as well, but since the situations in various countries is different, the conditions of holding a tender are varied. Russia has its specifics as well. For instance, the demands to equipment quality are very high. Nevertheless, in order to use Russian equipment somewhere else, we need an international certification confirming its quality.

CTT: What do you think about future development of CT market in Russia?

К.Б.: Today the market of CT units in Siberia is rather saturated. Even this year the competition has been especially tough and new companies entering the market are having hard times. As for the market development, now it is actively developing in the more and more Eastern Russian regions. The active development of Yakutiya and the Sakhalin fields is not a secret. Schlumberger is present in these regions as well. Many companies who compete for Western Siberia turn to the East today.

I think that in 2–3 years the market will move in that direction, unless the global crisis interferes.

CTT: What CT technologies are going to become the most wide-spread?

К.Б.: As for CT development in Russia, the technology made a major breakthrough over the last decade. In 2001 I was the participant of the 2nd All-Russian Conference on CT Technologies and Well Intervention. Hardly anyone in Russia was aware of the coiled tubing at that time. I made a search for the words “coiled tubing” in Russian and Google gave only 2-3 references. They usually had something to do either with this very conference or Surgutneftegaz, which was the first Russian company to launch CT technologies into commercial production. Today one can find several thousand references.

Сегодня многие компании, конкурируя за Западную Сибирь, уже обращают свои взгляды на Восток.

Many companies who compete for Western Siberia turn to the East today.

CTT: Hopefully, the International Conference on CT Technologies and Well Intervention, in the organization of which our journal takes part as well, has ►

затем первая школа, закрепление полученных знаний в работе и вторая школа, после окончания которых выпускник обязан написать и защитить проект – научную работу с экономическим обоснованием. В среднем на подготовку одного специалиста необходимо три года.

Каждую весну мы отбираем претендентов в передовых вузах России. Естественно, как и любой работодатель, стараемся приглашать самых лучших. Одним из важных требований, помимо владения специальностью, является хорошее знание английского языка. Ведь компания международная, но, несмотря на это, 95% ее персонала в России – местные кадры. Шлюмберже идет по пути воспитания кадров и вооружения их специальными знаниями, адаптированными для каждой специальности индивидуально.

Наверное, Вы уже слышали, что Шлюмберже открыла большой учебный центр в Тюмени, где и проводится подготовка наших специалистов и инженеров.

Шлюмберже – компания международная, но, несмотря на это, 95% ее персонала в России – местные кадры.

Though the Schlumberger is an international company, 95% of its personnel in Russia are local specialists.

ВК: Какую роль, на Ваш взгляд, в повышении квалификации специалистов может сыграть научно-практический журнал?

К.Б.: Инженеры-нефтяники, особенно среднее звено, растущие специалисты тянутся к знаниям и передовым технологическим решениям. У этой категории читателей научно-практические специализированные издания очень востребованы. Также наблюдается большой интерес и со стороны заказчиков, которые хотят выбрать и получить наиболее подходящие технологии для решения конкретных задач на месторождениях, узнать, какие работы возможны, какой подрядчик способен их качественно предоставить.

ВК: Наш журнал стремится именно к этому: стать мостиком между производителями оборудования, сервисными компаниями и заказчиками их услуг. ☉

had no small share in the promotion of the advanced technologies. Almost every conference raises the problem of training specialists for service companies. Highly qualified specialists are very scarce. What is the personnel policy of Schlumberger?

К.Б.: Schlumberger has a streamlined system of training young specialists, who are thoroughly selected. We have two levels of training engineers: field training, then their first school, which gives reinforcement of practical learning and the second school, after which the graduate is obliged to write and defend a project, which is an scientific work with economic assessment. It takes about three years to train a one specialist.

Every very spring we select potential candidates from the best universities of Russia. Naturally, like any employer we try to choose the best ones. One of the principal requirements, beside perfect knowledge of specialization, is

a good command of English. Though the company is international, 95% of its personnel in Russia are local specialists. Schlumberger prefers to train specialists, equip them with special knowledge, individually adapted for each specialization.

You must have heard that Schlumberger opened a large training center in Tyumen, where specialists and engineers are trained.

CTT: What can be the role of scientific&practical journal in advanced training?

К.Б.: Oil-engineers, especially middle managers and entrants, aspire after knowledge and advanced technical decisions. Specialized scientific and practical issues are in high demand among this bracket of readers. There is also a great interest of customers willing to choose and receive the most advanced technologies for meeting specific objectives at oilfields and choosing the most suitable technologies. Such customers are eager to learn about the available operations and contractors able to provide quality services.

CTT: That is the objective of our journal. We would like to bridge equipment producers, service companies and customers. ☉



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.



ГЛОБАЛЬНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРЕВОСХОДСТВО

GLOBAL TECHNOLOGICAL SUPREMACY

В январе 2009 года ведущие нефтегазовые новостные агентства сообщили о том, что компания Global Tubing начала производство гибкой трубы на новом предприятии в Дейтоне, Техас. Эта компания, которая выходит на рынок в нынешней непростой экономической ситуации и которая готова внедрять новые технологии и осуществлять сервисное обслуживание на высочайшем уровне, во многом уникальна. Нашему корреспонденту удалось побеседовать с представителями Global Tubing на конференции и выставке по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2009 в Вудлендсе и побывать на новом заводе компании в Дейтоне. Сегодня мы расскажем об этом уникальном опыте.

In January 2009, the leading oil & gas news agencies announced that Global Tubing, LLC had begun producing coiled tubing from its brand-new manufacturing plant in Dayton, Texas. This Company, which is entering the market despite the current economic environment with the commitment to deliver advanced coiled tubing technology and unmatched customer service, is unique in many senses. Our correspondent was lucky to meet Global Tubing team members at the recent 2009 SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition and visit its state-of-the-art manufacturing complex. This article summarizes results of this fascinating experience.

Компания Global Tubing, созданная в апреле 2007 года и призванная удовлетворить растущий мировой спрос на кольтюбинговую продукцию и сопутствующие услуги, предлагает самый широкий спектр гибкой трубы в отрасли: внешний диаметр от 19,05 до 127 мм (3/4–5 дюймов), толщина стенок – от 2,032 до 8,56 мм (0,080–0,337 дюйма). Комментируя решение о создании компании, С. Роберт Банч, председатель совета директоров и главный исполнительный директор Global Tubing, отметил: «Идея состояла в том, чтобы создать компанию, отличную от основных конкурентов (Quality Tubing и Tenaris).

Настало время для третьего крупного игрока на рынке, такого, который бы специализировался исключительно на производстве гибкой трубы и сопутствующем сервисе». По словам Банча, конкурентное преимущество компании базируется на трех основных составляющих: КОМАНДА, ТЕХНОЛОГИИ, СЕРВИС.

Формированная в апреле 2007 года для удовлетворения растущего мирового спроса на кольтюбинговую продукцию и сопутствующие услуги, Global Tubing производит самый широкий спектр кольтюбинговой продукции в отрасли. Размеры варьируются от трех четвертей дюйма наружного диаметра до пяти дюймов, с самым широким диапазоном толщин стенок: от 0,080 до 0,337 дюймов. Комментируя на

Преимущество компании базируется на трех основных составляющих: КОМАНДА, ТЕХНОЛОГИИ, СЕРВИС.

The edge of the Company is based on three principal things: TEAM, TECHNOLOGY and SERVICE.

decision to launch the company, C. Robert Bunch, Global Tubing Chairman and CEO, said: "The idea was to create a company different from the principal existing competitors. It was time for the third major participant in the market; the one that would be focused exclusively on the coiled tubing business and provide a focus on customer service." According to Bunch, the edge of the Company is based on three principal things: TEAM, TECHNOLOGY and SERVICE.

КОМАНДА

«Я очень доволен коллективом. Нам удалось привлечь лучших специалистов в отрасли», – утверждает Банч. Если подсчитать совокупный опыт 22 сотрудников компании, то получится ошеломляющая цифра – более 211 лет. Некоторые специалисты Global Tubing участвовали в создании двух других ведущих компаний – производителей гибкой трубы – Quality Tubing и Tenaris.

Вот лишь краткий обзор карьерных достижений членов команды Global Tubing. С. Роберт Банч имеет более чем 30-летний опыт в нефтесервисной отрасли, являясь бывшим главным исполнительным директором Maverick Tube Corp. (владевшей Precision Tube). Родни Г. Бонд, вице-президент, отвечающий за производство, 17 лет занимал ведущие руководящие должности в Precision, имеет опыт управления производством гибкой трубы в Otis Engineering. Послужной список Дугласа С. Уиллера, вице-президента по продажам и маркетингу, насчитывает более 30 лет в сфере добычи и разведки нефти.

ТЕХНОЛОГИИ

Global Tubing внедрила ряд инновационных технологий в производственный процесс.

Компания является единственным производителем гибкой трубы, использующим ротационную сварку трением для соединения краев штрипса. Эта технология широко применяется в авиакосмической промышленности. Родни Бонд поясняет: «Применение ротационной сварки трением значительно улучшает качество трубы. Антикоррозионные и усталостные свойства гибких труб, при изготовлении которых применялась эта технология, значительно лучше по сравнению с гибкими трубами со сварными швами, выполненными традиционной дуговой сваркой».

Суть процесса ротационной сварки трением заключается в следующем: под действием нагрева при трении и деформации металл размягчается, происходит «перемешивание» и соединение двух полос под давлением с помощью вращающегося инструмента (рисунок 1).

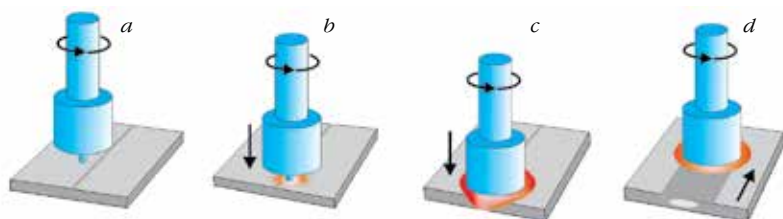


Рисунок 1 – Ротационная сварка трением

Figure 1 – Friction Stir Welding



С. Роберт БАНЧ

C. Robert BUNCH

TEAM

“I’ve been very pleased with the team. We’ve attracted some of the most experienced people in the industry,” Bunch asserts. With over 20 members currently, Global Tubing personnel have an aggregate of 211 years coiled tubing manufacturing and service experience. Several members of the Global Tubing team participated in the founding and start-up of the other two coiled tubing manufacturers - Quality Tubing and Tenaris.

We’ll give you a brief sketch. C. Robert Bunch, Chairman and CEO, has more than 30 years experience in oil service industry, being former CEO of Maverick Tube Corp. (owner of Precision Tube). Rodney G. Bond, vice president of operations, spent 17 years with Precision Tube Technology, occupying leading management positions, after field experience that involved using coiled tubing at Otis Engineering. Experience of Doug Wheeler, vice-president of sales and marketing, includes more than 30 years in the exploration and production industry, most recently with ION Geophysical. Ray Rowland, the Company’s Manager – Mill Operations, has over thirty years experience manufacturing tubular products, including 10 years as Precision’s mill manager.

TECHNOLOGY

Global Tubing is a leading innovator in coiled tubing technology.

The company is the only coiled tubing manufacturer using friction stir welding to join strip ends. This

technology has been used extensively in the aerospace industry. Rodney Bond explains: “Applying friction stir welding is considered to be a real benefit in terms of tube quality. This technology should result in better fatigue life as well as improved resistance to corrosion compared to coiled tubing containing bias welds performed with conventional arc welding techniques.”

В отличие от традиционной дуговой сварки эта технология обеспечивает стабильную мелкозернистую микроструктуру и меньший разброс механических свойств по сечению сварного шва (рисунок 2). Результатом является более прочное и надежное соединение, повышающее срок эксплуатации и экономическую эффективность гибкой трубы.

В дополнение к улучшенным усталостным характеристикам, антикоррозионным свойствам, показателям надежности и качества, преимуществами этой инновационной технологии являются меньшее негативное воздействие на окружающую среду и большая безопасность производственного процесса. К другим инновационным решениям, составляющим основу технологического превосходства Global Tubing, относятся новейшие трубоформовочные технологии, процедуры контроля качества и сервиса.

СЕРВИС

Global Tubing предлагает широкий спектр колтюбинговых сервисных услуг: намотку гибкой трубы на катушку, сварку, гидроиспытание, монтаж и профилактическое обслуживание. «Мы полагаем, что нашу компанию характеризует непревзойденный уровень сервисных услуг, оперативности и внимания к потребителю, поскольку мы выбрали это одним из своих приоритетов», – подчеркивает Банч.

ПРОИЗВОДСТВО

Инновационные технологии Global Tubing применяются на новом заводе по производству гибкой трубы в Дейтоне. Предприятие расположено недалеко от железной дороги, крупных автострад и порта Хьюстона.

На территории в 61 акр в 45 минутах езды от центра Хьюстона находятся пять зданий: административное, два трубоформовочных цеха с лабораториями, цех намотки и цех сервисного обслуживания. На заводской площадке имеются четыре мостовых крана, задача которых – уменьшить зависимость от вилочных погрузчиков и повысить безопасность труда.

Собственная электроподстанция обеспечивает бесперебойное снабжение электроэнергией из основных линий электропередач. «Мы находимся рядом с высоковольтной линией электропередач напряжением 138 000 вольт. Мы построили собственные распределительное устройство и подстанцию для получения энергии. Наличие собственной распределительной линии создает преимущество, ведь у нас не бывает простоев, вызванных колебаниями мощности, характерными для распределительных линий



Родни Г. БОНД
Rodney G. BOND

The welding process goes as follows: the base material is softened by frictional heat into a plastic state and “stirred” together with a rotating tool without the necessity of filler material or melting. Base metals are softened by frictional and deformation heat, stirred, and forged together (Figure 1).

This approach produces a finer grain structure in the weld area and eliminates solidification defects, property variations across the weld zone and cast-like weld characteristics common with arc welding (Figure 2). The result is a stronger, more reliable weld that promotes longer life and cost effectiveness.

In addition to improved fatigue life, resistance to corrosion and better joint reliability and quality, benefits of this step-change technology include reduced environmental effect, and safer manufacturing. Among other innovations, forming the Company’s technological supremacy, are the latest tube milling, inspection and service technology available today.

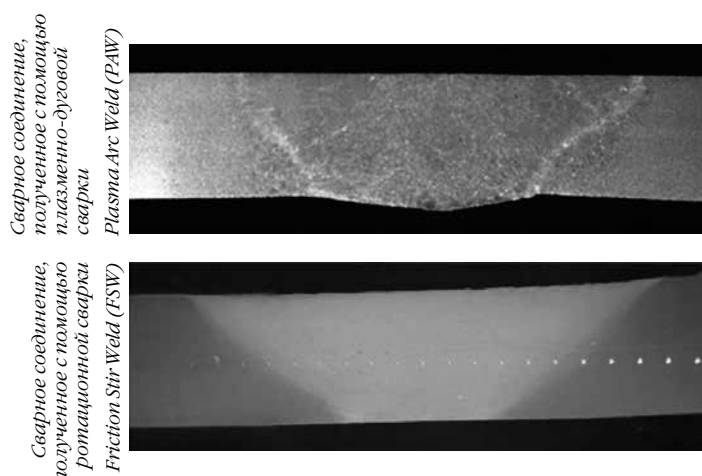


Рисунок 2 – Улучшенная мелкозернистая микроструктура
Figure 2 – Improved Grained Microstructure

общего пользования», – комментирует Родни Бонд, который любезно согласился показать производство.

При входе в трубоформовочный цех стоят подставки с намотанным стальным штрипсом. Первым этапом в производстве гибкой трубы является нарезка штрипса из листовой стали, и эта часть работы обычно выполняется на специализированных производствах. Толщина штрипса определяет толщину стенки будущей гибкой трубы, а ширина – внешний диаметр.

В отличие от своих конкурентов Global Tubing заказывает сталь американского производства. Листовая сталь в США производится с использованием технологии непрерывного литья и горячей прокатки для достижения наилучших химических и механических свойств. Попадая на предприятие Global Tubing, сталь проходит проверку на соответствие техническим характеристикам.

Второй этап производственного процесса состоит в соединении штрипса для получения листовой заготовки нужной длины. Соединение осуществляется с использованием описанной выше ротационной сварки трением. Место соединения незамедлительно подвергается проверке: «Мы обследуем шов с помощью рентгеновских лучей. Штрипс с дефектами в области соединения не допускается к дальнейшему производству».

Затем штрипс нужной длины наматывается на накопительный барабан, который выдерживает до 55 000 кг (120 000 фунтов) веса. «Далее штрипс постепенно заправляется в трубоформовочный стан, и начинается производство гибкой трубы», – говорит Бонд.

Под действием формовочных роликов плоский штрипс постепенно приобретает округлую форму. Global Tubing использует новый, легко переналаживаемый трубоформовочный стан двойной производительности от компании T&N Lemont.

«Сначала края штрипса загибаются, и это самый сложный этап трубоформовочной операции», – продолжает Бонд. Заключительный набор формовочных роликов соединяет два края штрипса, после чего сформированная гибкая труба отправляется в систему высокочастотной индукционной сварки, которая соединяет края непрерывным продольным швом. На этом этапе происходит процесс автоматизированной контактной сварки с помощью оборудования для сварки продольных швов в твердом состоянии – установки Thermotool® самого последнего поколения с регулируемой частотой и технологией контроля зоны термического

SERVICE

Global Tubing provides the most comprehensive range of coiled tubing services in the industry, including spooling, welding, hydrotesting, installation and preventative maintenance. “Being entirely focused on coiled tubing market, we believe we have an unmatched level of service and attention to the customer. I would be disappointed if our customers think we don’t have the highest level of service, responsiveness and focus,” Bunch points out.

FACILITY

Global Tubing’s commitment to technology is readily apparent throughout its new manufacturing complex. The facility features nearby rail access and is convenient to major highways and the Port of Houston.

Situated on 61 acres only 45 minutes from Central Houston, Global Tubing’s five-building campus includes corporate headquarters, two mill operations buildings with laboratory facilities, service operations and training facilities. The mill and service buildings are equipped with overhead bridge cranes. The use of bridge cranes significantly reduces reliance on forklifts and improves personnel safety.

Global Tubing’s own electrical substation provides clean, uninterruptable power supply directly from primary transmission lines. “We’re situated next to a high voltage power transmission line which operates at 138,000 volts. We’ve built our own switch yard and substation to pull power off it. Also we’ve put our own distribution line on the transmission system here. What that means to us as well as our customers is fewer shut-downs relating to power fluctuations that typically occur in public distribution lines. Power fluctuations can shut a mill down, so we feel like it gives us a little bit of an edge in ability to meet the operators’ demands”, explains Rodney Bond, who kindly gave us a tour round the plant.

As you enter the mill building, you see racks of raw steel strips. The first step in tube making is to slice flat strips from the roll of sheet steel, and this step is usually performed by a company specializing in this operation. The strip’s thickness establishes the CT wall thickness and the strip’s width determines the OD of the finished CT.

Unlike its competitors, Global Tubing currently sources all of its steel in the United States. The steel sheet is manufactured using a continuous-cast hot rolling process to ensure final chemistry and mechanical properties. Parent strip tests are used to ensure specifications.

В отличие от своих конкурентов Global Tubing заказывает сталь американского производства.

Unlike its competitors, Global Tubing currently sources all of its steel in the United States.

влияния HAZControl для повышения качества сварного шва.

В процессе сварки не используется присадочный материал, однако по завершении процесса с двух сторон гибкой трубы остается грат. Родни Бонд поясняет: «По завершении сварки мы убираем грат с внешней поверхности. В большинстве случаев внутри грат остается, хотя по требованию клиентов мы убираем и его. Исключение составляют трубы диаметром менее 31,75 мм (1¼ дюйма)».

Итак, благодаря зачищающему инструменту, поверхность трубы стала гладкой. Затем сварной шов нормализуется с помощью высоколокализованного индукционного нагрева, после чего труба проходит несколько десятков метров воздушного охлаждения. «Мы остужаем трубу постепенно, сначала воздухом, потом водой. Гибкая труба, вышедшая из трубоформовочного стана, имеет заведомо больший диаметр, чем заказывает потребитель. Поэтому после охлаждения труба отправляется в калибровочный пресс, который сжимает ее до заданного диаметра», — рассказывает Бонд.

Далее готовая продукция проходит проверку на наличие несваренных участков или других дефектов, которые могут присутствовать на поверхности трубы. Контролирующая система подает сигнал тревоги, если обнаруживается дефект. «Мы проводим дефектоскопию (радиографический и капиллярный контроль, испытание на поверхностную твердость), которая призвана подтвердить или опровергнуть наличие дефекта. Система очень чувствительная, поэтому чаще всего наличие дефектов не подтверждается (это то, что мы называем «ложный сигнал»), однако мы проверяем каждый случай», — говорит Бонд.

Контроль качества осуществляется в



The second step in manufacturing process constitutes splicing the flat strips together to form a single continuous strip of the desired CT string length. This is performed with the help of friction stir welding described above. At once the result is subject to strip splice weld inspection. Rodney Bond comments: “This is where we X-ray the weld”.

Then a flat strip of the desired length is put on an accumulative reel, which can carry up to 120,000 pounds of strip material. “Once accumulation of the right length strip is complete, it would be fed into the mill and milled according to the order”, Bond says.

The CT mill then utilizes a series of rollers to gradually form the flat strip into a round tube. Global Tubing makes use of New T&H Lemont Dual Capacity Quick Change Mill.

“First the edges are curved, and that’s the hardest part of the strip to form,” Bond continues. The final set of rollers forces the two edges of the strip together inside a high frequency induction welding machine that fuses the edges with a continuous longitudinal seam. This is where the electronic resistance welding takes place, and it is carried out with the help of Solid State Longitudinal Seam Welder — latest generation Thermotool® variable frequency with

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.



ультрасовременной лаборатории. «Готовая продукция испытывается на растяжение с определением предела текучести, предела прочности и удлинения. На этом этапе образцы продукции проходят проверку микротвердости. Мы тщательно полируем поверхность и исследуем ее с помощью микроскопа. В лаборатории также есть стереоскоп, который позволяет исследовать поперечное сечение образца». Ультразвуковой анализ осуществляется с помощью компьютерной радиографии, которая позволяет увеличивать масштаб с высоким качеством разрешения (рисунок 3).

Бонд: «Как вы видите, вся наша продукция проходит тщательный многоуровневый контроль на соответствие стандартам качества».

После завершения трубоформовочного процесса и лабораторной проверки на качество гибкая труба проходит около трехсот метров воздушного охлаждения и попадает в цех намотки. Для каждого диаметра гибких труб существует свой размер катушки. Для предотвращения пластической деформации трубы вследствие перегибов диаметр катушки должен быть как минимум в 40 раз больше диаметра трубы.

После завершения намотки мостовой кран перемещает катушку в рельсовую тележку, которая доставляет смотанную колонну гибких труб в цех сервисного обслуживания, а точнее – к гидроиспытательной

Для предотвращения пластической деформации трубы вследствие перегибов диаметр катушки должен быть как минимум в 40 раз больше диаметра трубы.

The spool drum diameter is not less than forty times the tubing diameter to limit the plastic strain resulting from bending the tubing around the drum.

установке. Бонд продолжает: «Здесь у нас две гидроиспытательных установки: одна – для продукции, приходящей из трубоформовочного цеха, другая – для сервисного обслуживания. Таким образом, у нас никогда не возникает конфликта ресурсов». Каждая гидроиспытательная установка рассчитана на давление до 138 МПа (20 000 PSI). После завершения гидроиспытания гибкая труба подсоединяется к азотной установке для очистки. Азот используется для равномерного распределения антикоррозийного вещества по внутренней поверхности гибкой трубы.

HAZControl technology for better weld quality.

This welding process does not use any filler material, but leaves behind a small bead of steel (weld flash) on both sides of the strip. “Once the welding is complete, there would be a weld bead, or scarf as we call it, on the ID and the OD. After the welding we trim the OD scarf off the tube. For most products the ID scarf stays in place, although for some products the customers wish the ID scarf be removed, and we do it as well. We do not trim the ID scarf for 1¼ and less, because it’s too small.”

The mill removes the external bead with a scarfing tool to provide a smooth OD. The weld seam is then normalized using highly localized induction heating. Then it goes through about a hundred feet of air cool. “We don’t want to cool it too rapidly. We cool it with treated water after a hundred feet. Shortly after being cooled it goes into a sizing station. When we mill the tubing, we mill it over the nominal diameter. This station squeezes it down to its target diameter,” Bond explains.

The product is tested to check for unwelded areas or any defects that might be on the surface of the tube. If the system detects a defect, it will signal an alarm. “We perform a number of non-destructive tests (X-ray, liquid penetrant, a number of surface hardness tests) for either proof or disproof of this defect. It’s very sensitive, and in many cases there won’t actually be a defect there, what we call false signals, but we have to look at every one of those,” Bond says.

Testing is carried out in sophisticated laboratory facilities: “We take the string and measure it for yield strength, tensile strength and elongation. We cut and mount the samples here for micro-hardness tests. We polish the surface to a very high polish and then we inspect it with a microscope. We also have a stereoscope here, so we can look at the cross-section in the steel.” X-raying is fulfilled with the help of computer radiography, which allows to zoom with enhanced resolution (Figure 3). “Everything we make has to pass vigorous multi-stage inspection in quality standards”, asserts Bond.

Once mill operation is complete, the tubing goes through almost a thousand feet of air cooling until it gets to the winder building, where the tubing is spooled. The spools are for tubing of various diameters. The spool drum diameter is not less than forty times the tubing diameter to limit the plastic strain resulting from bending the tubing around the drum. Next the spool of coiled tubing is picked with a coil handler and put into the rail car to be delivered to the service building.

Once the spool of tubing has been milled, transported to the service area, the service crane takes the spool and transports it to the hydrotesting station. Bond points out: “We have 2 hydrotesting stations here: one for the products coming from the mill, the other test station

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.





Рисунок 3 – Компьютерная радиография

Figure 3 – Computer Radiography

Производство окончено: упакованная и прошедшая окончательную проверку гибкая труба готова для транспортировки.

Подводя итог нашей встречи, Родни Бонд, руководивший планированием и строительством этого инновационного производственного комплекса, делится планами на будущее: «Расположение объектов и значительные площади позволят построить несколько новых цехов по мере расширения производства. Сейчас в Global Tubing 22 сотрудника, к концу года ожидается 50, а через пять лет, согласно плану развития компании, нас будет уже 300».

ГЛОБАЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Планы Global Tubing по освоению рынка соответствуют названию компании – они поистине глобальны. В перспективе – реализация продукции по всему миру: на Ближнем Востоке, в Европе, Северной и Латинской Америке, России. По словам Роберта Банча, Россия и страны СНГ – привлекательный и перспективный рынок для производителей гибкой трубы. Глава Global Tubing поделился интересным наблюдением, которое наверняка будет приятно будущим клиентам компании в России: «Интересно то, что представители разных стран, разных культур по-разному воспринимают новые технологии. Операторы США очень неохотно внедряют инновационные решения. То же характерно и для других стран. Но русские и канадцы – это две культурные общности, которые с удовольствием «впитывают» новые технологии. Специалисты из этих стран обладают высоким уровнем технических знаний». ☉

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

is for service work. Having 2 stations avoids conflicts for resources.” Each test station is rated for 20,000 psi. Once the testing is complete, the tubing is attached to a nitrogen system for purging. A corrosion inhibitor is injected using the nitrogen gas which distributes the chemical across the ID.

The final stage is respooling, final inspection and packaging, after which the coiled tubing is ready for shipment.

Summarizing everything that was shown and mentioned, Rodney Bond, who actually played a leading role in designing and building the plant, shares the Company’s plans for the future: “This plant has quite a big expansion potential. As the business grows, there is capacity for two other mill buildings. Now we’ve got 22 employees, but we expect to be around 50 people by the end of the year and 300 by the end of 2014.”



Рисунок 4 – Гидроиспытательная установка

Figure 4 – Hydrotesting Station

GLOBAL PROSPECTS

Sales and marketing initiative of Global Tubing is indeed global, in keeping with its name. The Company is very much focused on serving the world-wide market, planning to sell in Europe, Middle East, North and Latin America and Russia. According to Bunch, Russia and CIS countries are quite promising markets. Moreover, Global Tubing Chairman and CEO made a nice observation, which is likely to please the Company’s Russian customers-to-be: “Interestingly, different countries, different cultures have different perceptions of new technology. Operators in many parts of the world tend to be very reluctant, very shy sometimes to adopt new technologies. But the Russians and the Canadians are two countries, two cultures that tend to embrace new technology, they are very technically sophisticated.” ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

ЮБИЛЕЙНАЯ, ДЕСЯТАЯ... ANNIVERSARY, DECENNARY...

Борис ВЫДРИК, заместитель председателя ученого совета НП «ЦРКТ»
Boris VYDRIC, Deputy Chairman of the Scientific Council of CTTDC

Стремительно мчится время. Первая конференция по колтюбинговым технологиям была организована 20 марта 1998 г., а нынешней осенью (16–18 сентября) состоится уже юбилейная Десятая Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам. Изменился не только статус и название: стал более широким круг обсуждаемых вопросов, чтобы соответствовать требованиям современного нефтегазового сервиса, который тоже не стоял на месте.

Все прошедшее десятилетие с небольшим российский нефтегазовый сектор являлся одной из самых динамично развивающихся отраслей экономики. Некоторые участники Первой конференции по колтюбинговым технологиям в силу различных причин сошли со сцены. На главную арену нефтяной отрасли вышли новые действующие лица. Так, сформировалась крупнейшая на сегодня российская сервисная и производственная компания «Интегра», появились такие сильные региональные сервисные компании, как FOSCO. Изменился и формат самой конференции: она получила широкое признание как у отечественных, так и у зарубежных специалистов и из всероссийской превратилась в международную.

За эти годы значительные изменения претерпела и организация сервиса в нефтегазовом комплексе. Большинство крупных нефтяных компаний полностью или частично вывели из своей структуры как службы КРС и ПРС, так и собственные буровые подразделения. Для выполнения этих работ привлекаются внешние сервисные компании, в этой сфере нарастает специализация. Например, независимыми российскими подрядчиками обеспечиваются геофизические исследования скважин и сейсморазведка для Татнефти и Роснефти.

На рынке услуг, как известно, успешно действовали крупные иностранные сервисные компании (например, Шлюмберже, Halliburton, ►

Тime runs fast. The First Conference on Coiled Tubing Technologies was held on March 20, 1998; while this autumn (September 16–18) will mark the anniversary by the Tenth Conference on Coiled Tubing Technologies and Well Intervention. The name of the Conference is not the only thing that has been changed – the range of issues to be discussed has been expanded to meet the requirements of the modern day oil and gas service industry which is far from being at a standstill.

Для небольших нефтегазодобывающих организаций наиболее выгодным является привлечение для выполнения работ небольших региональных сервисных компаний.

Smaller oil and gas production enterprises find it more profitable to enlist the services of minor regional service companies.

Over the span of more than ten years the Russian oil and gas sector has been one of the most dynamic industries. Some of the parties to the First Conference have gone off stage for various reasons. New names are now heading the oil industry list. Among them – the Integra Company, the largest Russian service and product company to date, and a number of powerful regional service companies, like FOSCO. The Conference having received wide recognition from both, domestic and foreign experts, its original frame has turned from all-Russian to international.

Over these years the service structure of the oil and gas complex has experienced striking changes. Most of the large oil companies have implemented total or partial restructuring, removing from operation their own well workover and current workover teams, as well as drilling crews. Today, these operations are performed by external service companies, the sector witnessing more and more niche ►

BJ Services). Сейчас некоторые из них практически ушли с рынка, другие, такие как Weatherford, наоборот, постоянно расширяют свое присутствие. Кроме того, в настоящее время в сегменте высокотехнологичного сервиса появился ряд сильных российских игроков (Интегра, ОТО, ССК и др.).

Объем сервисного рынка в нефтегазовом комплексе растет год от года, обеспечивая

Впервые мероприятие пройдет с участием Российского отделения международной организации ICoTA – Ассоциации специалистов по внутрискважинным работам и колтюбинговым технологиям.

It is for the first time that the event will be arranged with participation of the ICoTA (International Coiled Tubing Association) Russian branch.

деятельность как отечественных, так и зарубежных сервисных компаний. На этом фоне знаменателен опыт Сургутнефтегаза, сохранившего сервисные службы в своей структуре. Данный пример показывает, что такой путь для крупной компании вполне перспективен. Однако для небольших нефтегазодобывающих организаций все же наиболее выгодным является привлечение для выполнения работ небольших региональных сервисных компаний, таких как ООО «Урал-Дизайн-ПНП», Westor и др.

Еще одна тенденция последних лет – существенное техническое перевооружение сервисных организаций. Если еще в середине 1990-х годов поставка оборудования осуществлялась, главным образом, по импорту из дальнего зарубежья, то в настоящее время закупается все больше машин и агрегатов, созданных и выпускаемых на территории СНГ.

В этой связи знаменателен опыт российско-белорусской Группы ФИД, предприятия которой производят практически весь ряд высокотехнологичного прогрессивного оборудования для внутрискважинных работ. За последние десять лет мировой колтюбинговый флот вырос в два раза, в то время как российский практически утроился. В том, что ныне колтюбинговые технологии развиваются в России в полтора раза быстрее, чем в мире, важную роль сыграла Группа ФИД и созданные не без ее участия Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий», а также журнал «Время колтюбинга» и Международная конференция по колтюбинговым технологиям

service producers. Thus, independent Russian contractors provide geophysical and seismic survey for Tatneft and Rosneft.

Out of the major foreign service companies (Schlumberger, Halliburton, and BJ Services among them) which used to be visible in the service market only some (like Weatherford) are consistently extending their presence, while others have long withdrawn. Besides, a number of powerful Russian market players (Integra, OTO, SSK etc.) have recently entered the sector of high-technology services.

The size of services market in the oil and gas complex keeps growing year after year procuring business territory for both, domestic and international service companies. The case of Surgutneftegas which chose to retain its own maintenance units may serve a noteworthy example against this background. This experience proves such way to be quite promising for larger companies to follow. However, smaller oil and gas production enterprises find it more profitable to enlist the services of minor regional service companies, for example Ural-Design-PNP OOO, Westor etc.

Another recent trend is significant technical upgrading of service producers. As far back as 1990's the main source of equipment supply was far-abroad countries, while nowadays most of the machinery purchased is designed and produced in the CIS.

In this context, the experience of the Russian-Belarusian FID Group whose enterprises produce almost the whole scope of advanced high-technology well intervention equipment is of special interest. Over the recent decade the world equipment fleet has doubled its potential, while the Russian stock has become almost three times as much. The activity of the FID Group and Non-Commercial Partnership "Coiled Tubing Technologies Promotion Centre" established through the contribution from the former, as well as the efforts of Coiled Tubing Times Journal and the International Conference on Coiled Tubing Technologies and Well Intervention are the reason for the rate of Russian coiled tubing technologies development being half as much as the world rate. Over the years top experts have used the Conference as a means of communicating progressive ideas making up for the lack of information on new technologies.

The second and all the successive conferences took place in Tyumen, the centre of the leading national oil region. This year

и внутрискважинным работам. С ее трибуны в течение ряда лет ведущие специалисты стремились нести новые знания, заполнять вакуум информации о новых технологиях.

В течение нескольких лет конференции проводились в Тюмени – центре ведущего нефтяного региона страны. В этом году юбилейную встречу решено провести в Москве, где состоялась первая конференция и начинался Путь. Это возвращение глубоко символично, и многое будет впервые. Так впервые мероприятие пройдет с участием Российского отделения международной организации ICoTA – Ассоциации специалистов по внутрискважинным работам и колтюбинговым технологиям. Будет расширен спектр рассматриваемых тем, отобраны самые актуальные доклады, будет развернута широкая дискуссия о перспективах и направлениях развития нефтегазового рынка и обсуждены как критерии отбора сервисных организаций для привлечения к работам, так и спектр предлагаемых ими услуг. Будет развернута выставка новейшего оборудования для внутрискважинных работ, в процессе которой производители смогут завязать связи с потенциальными заказчиками.

Участников ждет еще один сюрприз. Конференцию будет предварять учебный семинар «Колтюбинг и его применение», который проведет один из наиболее авторитетных в мире специалистов в данной области Кен Ньюман, экс-председатель, а ныне почетный член Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA.

Основными темами семинара станут технологии ремонта и заканчивания скважин с использованием ГНКТ, колтюбинговое оборудование и инструмент, физико-механические и гидравлические свойства ГНКТ, а также перспективы применения колтюбингового бурения и др.

Участники получают именные свидетельства о прохождении курса семинара. Если Бог даст хорошую погоду, а мы очень надеемся на золотую осень в столице, то подведение итогов конференции состоится на борту теплохода, совершающего мини-круиз по Москве-реке. А что может быть лучше общения единомышленников за скатертью-самобранкой, в обстановке, максимально приближенной к сказочной? ☺

Ждем вас, дорогие коллеги!

jubilee meeting is to be held in Moscow, the city which housed the First Conference and thus became the starting point. This throwback is highly symbolic with many things to happen for the first time ever. It is for the first time that the event will be arranged with participation of the ICoTA (International Coiled Tubing Association) Russian branch. The range of issues under debate is to be wider, the most vital reports to be selected; the prospects and tendencies of oil and gas market development are to be given careful consideration, and the selection criteria for service companies and the scope of their services are to be brought up for discussion. The arrangement of the exhibition of the state of the art well intervention equipment

Будет развернута выставка новейшего оборудования для внутрискважинных работ, в процессе которой производители смогут завязать связи с потенциальными заказчиками.

The arrangement of the exhibition of the state of the art well intervention equipment will give the manufacturers an opportunity to build relations with prospective customers.

will give the manufacturers an opportunity to build relations with prospective customers.

We are glad to break yet another good news. The Conference is to be preceded by the “Coiled Tubing and Its Application” training seminar held by Ken Newman, the ICoTA former chairman and honorary member, and one of the most competent experts in the sphere. The main issues of the seminar will cover well repair and completion technologies involving coiled tubing; coiled tubing equipment and tools; coiled tubing mechanical and hydraulic properties; as well as coiled tubing drilling prospects, etc.

The seminar participants will be granted individual seminar certificates. We have high hopes for the Moscow autumn to be warm and rainless, and, God willing, the closing events of the Conference will take place on a motor ship cruise down the Moscow-river. Indeed, there is nothing like intercourse among like-minded people around the fruitful table in the atmosphere as fairytale-like as one can imagine. ☺

Dear colleagues, we are looking forward to seeing you!



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

10



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

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 КОНФЕРЕНЦИИ:
CONFERENCE PARTNER:

ICOTA
Intervention & Coiled Tubing Association

Контакты
Contacts

Владимир Шуринов
Vladimir Shurinov

tel: +7 499 788 91 24

tel/fax: +7 499 788 91 19

E-mail: info@crkt.ru

10-я Международная конференция по колтубинговым технологиям и внутрискважинным работам

РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

Имя Фамилия Компания

Должность Адрес эл. почты

Телефон Факс

Почтовый адрес

Индекс

Особые требования

Членство в ICoTA

☐ Член ICoTA Номер членского билета

Пожалуйста, отметьте вид участия и укажите сумму регистрационного взноса

Конференция по колтубинговым технологиям и внутрискважинным работам

Регистрация

До 17 августа

Все цены указаны в российских рублях

- ☐ Участие в Конференции – 28 000 рублей (+НДС 18%) = 33 276 рублей
- ☐ Член ICoTA – 23 000 рублей (+НДС 18%) = 27 140 рублей

После 17 августа

- ☐ Участие в Конференции – 31 700 рублей (+НДС 18%) = 37 406 рублей
- ☐ Член ICoTA – 26 500 рублей (+НДС 18%) = 31 270 рублей

Всего:

Регистрационный взнос включает: участие в приеме 17 сентября 2009 г., технических сессиях, выставке, кофе-паузах, обедах, праздничном вечере на теплоходе – церемонии закрытия Конференции, а также материалы Конференции на CD-дисках.

Семинар «Колтубинг и его применение», 16 сентября 2009 г.

- ☐ Участие в семинаре – 10 400 рублей (+НДС 18%) = 12 272 рублей
- ☐ Член ICoTA – 11 900 рублей (+НДС 18%) = 14 042 рублей

Регистрационный взнос включает: участие в сессиях, кофе-паузах, обедах и раздаточные материалы.

Спонсорство:

- ☐ Генеральный спонсор
- ☐ Почетный спонсор
- ☐ Спонсор кофе-пауз
- ☐ Спонсор обедов
- ☐ Спонсор вечернего приема
- ☐ Спонсор трансфера (отель/конференц-зал)

Пожалуйста, отправьте заполненную заявку по адресу
conference@cttimes.org или тел./факс +7 499 788 91 19 (Москва)
или зарегистрируйтесь на сайте www.cttimes.org
Контактное лицо: Владимир Шуринов

The 10th Coiled Tubing and Well Intervention Conference

BOOKING FORM

Title (Mr/Mrs/Miss/Ms) First name Last name

Company Email

Position Fax

Telephone Post code

Postal address

Any special requirements

Membership details

☐ I am a member of ICoTA Membership number

Please tick the items you require and complete the boxes down the right hand side to show fees payable

Coiled Tubing and Well Intervention Conference

Registration

By 17 August

All prices are listed in US dollars (USD)

☐ ICoTA Member \$655 (+VAT 18%) \$773= \$

☐ Non-members \$805 (+VAT 18%) \$950= \$

After 17 August

☐ ICoTA Member \$755 (+VAT 18%) \$891= \$

☐ Non-members \$905 (+VAT 18%) \$1068= \$

TOTAL fee payable:= \$

Registration fees include admittance to the Thursday Opening Reception, Technical Sessions, Exhibition, Coffee Breaks, Keynote Luncheon, Gala Reception on the ship, Friday Luncheon and one copy of the CD Proceedings.

Pre-conference short course 16th September: Coiled Tubing and its Application

☐ ICoTA Member 297 (+VAT 18%) \$350

☐ Non-members 339 (+VAT 18%) \$400

Registration fees include admittance to the Sessions, Coffee Breaks, Luncheon and Short Course Hand-Outs.

Sponsorship Opportunities:

- ☐ General sponsor
- ☐ Honorary sponsor
- ☐ Coffee-breaks
- ☐ Keynote Luncheons
- ☐ Gala Reception
- ☐ Charter Service (Hotel/Conference Hall)

Please send the scanned form to the e-mail conference@cttimes.org or fax +7 499 788 91 19 or get registered at Internet site www.cttimes.org
Contact person: Victoria Dronova

СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ ДОЛЖНЫ ВЫСТУПАТЬ ПРОПАГАНДИСТАМИ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

SERVICE COMPANIES SHOULD PROMOTE ADVANCED TECHNOLOGIES



*Наш журнал беседует с Д.З. Гирфановым,
исполнительным директором
ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис».*

*Coiled Tubing Times talks to J.Z. Girfanov, Executive
Director of Tatneft-Aktubinsk RemService.*

**Время колтюбинга: Джамиль Замилевич,
какие основные проблемы из числа стоящих
перед российскими сервисными компаниями
Вы могли бы выделить?**

Джамиль Гирфанов: Сложно сформулировать общие проблемы, потому что у разных компаний они различны, а часто и строго индивидуальны. Я могу говорить только о своем подразделении, которое уже более десяти лет занимается сервисными работами. В последние годы для нас основной проблемой стала необходимость обновления колтюбингового оборудования. Специалисты знают, что работа колтюбинговых установок довольно напряженна, износ очень высок. Сегодня данную проблему мы решили: в четвертом квартале 2008 года приобрели две установки производства СЗАО «Фидмаш». От оборудования, от его возможностей напрямую зависит эффективность выполняемых работ. Теперь мы сможем выполнять заказы еще быстрее и качественнее.

**ВК: Вы оцениваете самостоятельность
сервисных компаний в целом как
положительное явление. А какие преимущества
самостоятельность принесла именно Вашей
компании?**

**Coiled Tuing Times: Jamil Zamilevich,
could you name the main problems faced by
the Russian service companies?**

Jamil Girfanov: It is difficult to couch general problems, since they are individual for every company and sometimes unique. I can just tell you about our division, which has been doing service operations for over 10 years. The necessity to update CT equipment has been our major problem for the last few years. Specialists know that the work of CT units is very intense with a high degree of deterioration. Luckily, in forth quater of 2008 we bought 2 Fidmash units and managed the problem. The efficiency of the job depends on equipment and its capabilities. Currently, we can do the jobs faster and better.

**CTT: As we know, you personally
think that service divisions should be
independent. What advantages did
independence bring to your company in
particular?**

J.G.: Registration as a legal body was a very important decision taken by the administration

Д.Г.: Предоставление статуса юридического лица – это очень серьезный шаг, сделанный руководством акционерного общества. Вывод непрофильных видов деятельности по добыче нефти (т.е. сервисных подразделений) осуществляется продуманно, организовано и планомерно. Был изучен мировой опыт: ведь практически везде сервисные подразделения занимают отдельную нишу. Следует учитывать и то, что наше подразделение имеет немалый опыт, накопленный за десять лет работы в составе компании «Татнефть». И самое главное: у нас на вооружении достаточно большой спектр технологий и высококвалифицированный персонал, так что к моменту отделения мы были вполне готовы к самостоятельности. В дальнейшем – время покажет.

ВК: Расскажите, пожалуйста, подробнее о технологиях.

Д.Г.: Мы оказываем нефтеслужащим, а также и сервисным предприятиям, как и мы, занимающимся ремонтом скважин, широкий перечень услуг. Это порядка двух десятков технологий. Из них базовых – десять-пятнадцать. В первую очередь, конечно, традиционных, таких как очистка забоев и стимуляция пластов. Выполняем виды работ, входящие в КРС. Можно сказать, что мы способны выполнить полный комплекс работ: бурение в имеющихся стволах скважин, цементные заливки, герметизацию под давлением, ликвидацию и переликвидацию скважин. Мы проводим также кислотные и гидроразрывы пласта. В работе используем традиционный флот ГРП плюс колтюбинг. Кислотные разрывы проводим на карбонатных коллекторах. Развиваем спектр колтюбинговых технологий, использующих химические реагенты для повышения нефтеотдачи пласта.

ВК: Какие из проведенных Вашим подразделением операций можно назвать уникальными?

Д.Г.: Например, работы, которые мы проводили на скважинах с двумя устьями. На Апальчинском месторождении такие скважины были пробурены нашими буровиками для добычи сверхвязких нефтей. Эти скважины отличаются большой протяженностью горизонтальных стволов. После бурения и спуска обсадной колонны ствол скважины необходимо очистить от механических отложений – песка, глины... Без колтюбинга подобные работы были бы невозможны. Совместно со специалистами Управления по ремонту скважин Татнефти и ТатНИПИНефти были разработаны технологии, благодаря которым работы были успешно проведены.

of our joint-stock company. Outsourcing of non-core activities (service divisions) had to be done in a thoughtful, organized and gradual manner. We studied the world experience, as service divisions are independent practically everywhere. Note, that our company has rich experience accumulated during 10 years of working as Tatneft's unit. And above all we had a wide range of technologies and highly skilled staff available. Thus, by the time of getting outsourced we were quite ready for the independence. As for the future, time will show.

Сервисным компаниям рано или поздно придется научиться решать проблемы заказчиков сообща.

CTT: Could you please detail your technologies?

J.G.: We do a wide number of operations to oil producers and other service companies. We offer about a score of operations, including 10-15 basic ones. In the first place we do traditional services like bottomhole cleaning and formation stimulation. We also perform the workover jobs. Actually, we can provide the whole set of operations including drilling laterals, cementing, isolation jobs under pressure, well abandoning and repeated abandoning. We also do acid fracturing and hydrofracturing. We use traditional HF and CT fleet for the services. The acid fracturing is performed in carbonate reservoirs. We develop a wide range of CT technologies using chemical reagents for enhancing oil recovery.

CTT: Have your division performed any unique operations?

J.G.: For instance, we did the job at a well with 2 mouths. Such wells were drilled at Ashalchinskoye field for production of high-viscous oil. These wells have long horizontal bores. After drilling and lowering of the production string, the wellbore should be cleaned from mechanical deposits like sand, clay and so on. Such operations would be impossible without coiled tubing. Together with the specialists of Tatneft and Tatar Research, Development and Production Institute we developed technologies enabling such services. We not only purified the wellbores, but also lowered the fiber-optic cable led through a coiled tube.

Мы не только очистили стволы скважин, но и спустили оптоволоконный кабель, запасованный в гибкую трубу.

ВК: Колтюбинговые технологии пока еще недостаточно широко применяются в России. Какие, по Вашему мнению, ограничения мешают их повсеместному внедрению?

Д.Г.: Эти технологии сегодня используются в довольно широком диапазоне работ – от промывок, очисток забоя до бурения винтовыми забойными двигателями в открытых стволах. Однако на территории России бурение новых стволов скважины с помощью гибких труб идет пока в очень ограниченных масштабах. Основная причина медленного распространения этой прогрессивной технологии прежде всего в том, что оборудование довольно дорогое. Наше предприятие проявляет большой интерес к новым видам оборудования, к забойным двигателям, к компоновкам низа бурильной колонны. Мы сейчас используем трубу диаметром 25 мм и 38 мм и хотели бы, не меняя линейку установок, работать с данной трубой, но с более мощными забойными двигателями. Сегодня мы можем работать с двигателями с долотами 146 мм. По трубе диаметром 38 мм мы достигли уровня более 100 спуско-подъемных операций. Чем больше диаметр трубы, тем более ограничены сроки ее использования. Кроме того, срок службы трубы напрямую зависит от того, с какими реагентами мы работаем. Это очень существенное ограничение. Нам, сервисникам, очень интересно было бы узнать, когда же российская промышленность начнет выпускать гибкие трубы с качеством на уровне мировых производителей и приемлемой ценой. Нас, как самостоятельное предприятие, прежде всего интересует соотношение «цена – качество». Одну из перспектив развития отечественного колтюбинга мы как раз видим в улучшении качества именно отечественной трубы. Мы тратим много времени на то, чтобы отремонтировать трубу. В связи с высокой стоимостью часа работы большой простой для нас – непозволительная роскошь. У нас средняя продолжительность ремонта составляет 36 часов. Традиционный же ремонт длится сотни часов, чтобы быть рентабельными необходимо работать без простоев.

ВК: Какие советы Вы бы дали коллегам?

Д.Г.: Для сервисных подразделений очень важно проявлять инициативу, в частности, для продвижения своих идей. Пока еще многие заказчики – российские нефтедобывающие компании – недостаточно

CTT: CT technologies are still not widely applied in Russia. What limitations hamper their wider expansion?

J.G.: These technologies are used today for a wide number of jobs including washouts, bottomhole cleaning and drilling with downhole drilling motors in open shafts. Although, on the

Одну из перспектив развития отечественного колтюбинга мы видим в улучшении качества именно отечественной трубы.

One of the avenues of CT development in Russia is the improvement of quality in domestic tubes.

territory of Russia CT drilling of new wellbores is rather limited. The main reason of its slow development is high cost of such equipment. Our company is very interested in new types of equipment, downhole motors and bottomhole assemblies. At the moment we use the tubing with diameters of 1" and 1½", and without changing the line of the units we would like to work with such tubes and more powerful motors. Today we can allow having a motor with a 146 mm bore bit. For now we can do about 100 round trips with the 1½" tubing. The larger is the tubing, the more limited are the terms of its exploitation. Besides, the lifespan of the tubing depends on the used reagents. This is a very important limitation. We, service companies, wonder, when Russian industry will start producing coiled tubes with the quality of the best world's manufacturers and at a reasonable price. As an independent company we are interested in "price-quality" correlation. One of the avenues of CT development is the improvement of quality in domestic tubes. We spent much time on repairing the tubes. With regard to high cost of an hour of job, downtime is unallowable luxury for us. The mean time of workover in our company is 36 hours. As for traditional workover it lasts hundreds of hours. It is necessary to work without downtimes to be profitable.

CTT: What advices would you give to your colleagues?

J.G.: Service divisions should be initiative, especially in promoting their ideas. Many contractors among Russian oil producers have little understanding, what coiled tubing is and what avenues it opens. When I became the head of a service division, I initiated a number of presentations. Many specialists including

хорошо понимают, что такое колтюбинг и каковы его возможности. Поэтому, возглавив сервисную структуру, я стал инициатором ряда презентаций. Многие специалисты, а среди них даже главные инженеры предприятий, были приятно удивлены и, без преувеличения, впечатлены теми возможностями, которые может дать колтюбинг. Я думаю, что сервисные компании должны выступать пропагандистами передовых технологий. Пусть даже некоторые наши идеи сегодня кому-то могут показаться фантастическими! Но ведь кто стоит на месте, тот идет назад.

ВК: Как показывает практика, представители компаний очень неохотно рассказывают о своих технологиях, ссылаясь на секреты фирмы и необходимость осмотрительности в борьбе с конкурентами.

Д.Г.: Да, в настоящее время, к сожалению, сервисные предприятия, овладевшие определенными навыками и технологиями, стараются держать их в секрете и не раскрывать перед коллегами. Я всю свою сознательную жизнь работаю в области ремонта скважин и хорошо понимаю многие тенденции. Нефть пока течет, но это не будет длиться вечно. Поэтому сервисным компаниям рано или поздно придется научиться решать проблемы заказчиков сообща. Нужно взаимодействовать, обмениваться информацией. В идеале – объединяться в клуб или ассоциацию. Этому может поспособствовать журнал «Время колтюбинга». Давайте, выступим с совместной инициативой.

ВК: Отличная идея! Мы обязательно обсудим ее с нашими читателями и посетителями сайта. Надеемся, ее поддержат все сервисные компании, готовые к такому взаимовыгодному сотрудничеству.

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

Наша справка

ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» создано в 2008 году на базе Актюбинского управления канатно-контейнерных и пакерных методов ОАО «Татнефть». Специализируется на канатно-контейнерных технологиях, в частности на экспресс-методах ремонта скважин с помощью геофизического кабеля. В составе предприятия действуют пять бригад по ремонту скважин с использованием колтюбинговых установок. ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» осуществляет ремонт горизонтальных, сквонных скважин, работы по межтрубному пространству и в нестандартных условиях.

Читайте также на сайте www.cttimes.org:

В. Лебедев. Развитие колтюбинговых технологий в ОАО «Татнефть» // Время колтюбинга. – 2008. – №23. ☉

companies' chief engineers were positively surprised to learn the opportunities of the coiled tubing. I think that service companies should promote the advanced technologies. Even if some of our ideas seem fantastic! Standing still means moving backwards.

CTT: The practice shows that representatives of companies are very reluctant to reveal their technologies pointing to corporal confidentiality and necessity to be careful with the rivals.

J.G.: Yes. Unfortunately, today service companies, which have certain experience and technologies, try to keep them in secret from the colleagues. I have been working in the field of well service for all my life and I understand many tendencies well. The oil is still running, but it will not last forever. That is why service companies have to learn to deal with the problems of the contactors together. Cooperation and information exchange would be welcome. "The Coiled Tubing Times" could contribute to this task. Let us come up with a joint initiative.

Service companies have to learn to deal with the problems of the contactors together.

CTT: That is a great idea! We will discuss it with our readers and site visitors for sure. Hopefully, most of service companies that are ready for such a beneficial cooperation will support it.

Galina BULYKA, Coiled Tubing Times

Our Reference

Tatneft-Aktubinsk Rem Service was founded in 2008 on the basis of Aktubinsk Division of Slickline and Packer Technologies at Tatneft. It specializes in slickline technologies, for instance, in express methods of well workover involving geophysical cables. The enterprise includes 5 teams for well workover with CT implementation. Tatneft-Aktubinsk Rem Service provides the service of horizontal and cut-through wells, operations in tubular annulus and in non-standard conditions.

See also at the internet site www.cttimes.org:

V. Lebedev. Development of Coiled Tubing Technologies in Tatneft // Coiled Tubing Times – 2008. – №23. ☉



Компания «Вестор Оверсиз Холдингз, ЛТД»

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



628463 ХМАО, Тюменская область,
Г. Радужный, Промзона
тел./факс (34668) 4-46-12,
телефон (34668) 4-63-18, 4-65-27, 4-64-26,
4-62-39, 4-60-28
E-mail: westor@vptus.ru

КОМПЛЕКС ДЛЯ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

RADIAL DRILLING UNIT

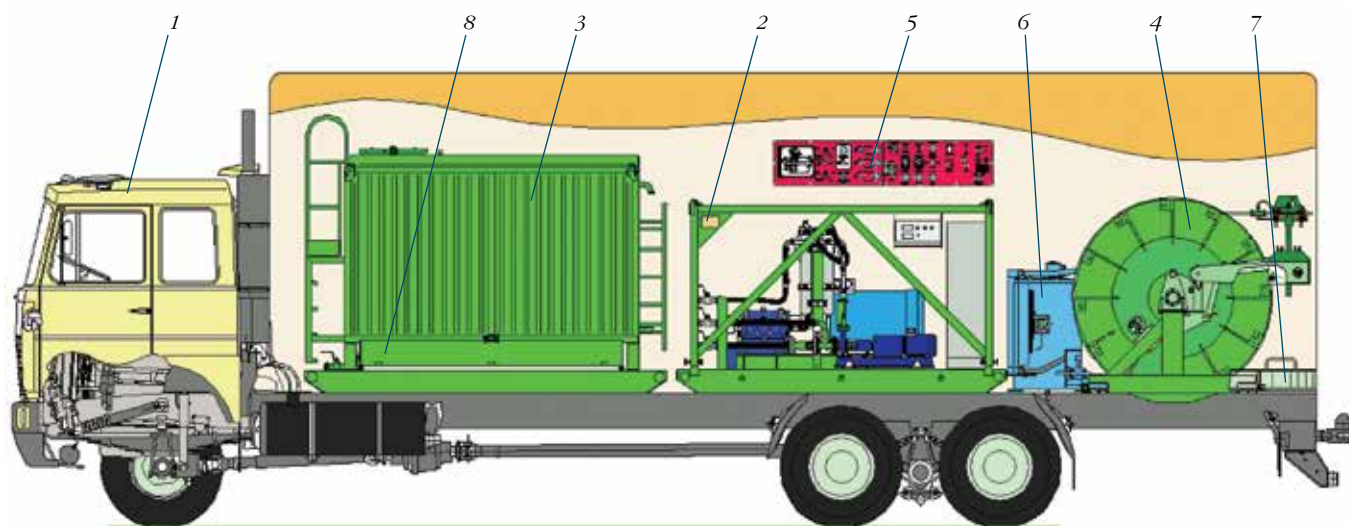
Технология радиального вскрытия пласта была разработана американской компанией Rad Tech International Inc., создателем и руководителем которой является Хенк Джелсма, обладатель патента на данную технологию. Впервые радиальное вскрытие пласта было внедрено в Новом Свете, получив достаточно широкое распространение в США и Колумбии, а затем также применялось в Канаде, Боливии, Аргентине, Чили, на Ближнем Востоке.

Лидером на рынке по предоставлению услуг по радиальному вскрытию пласта считается международная сервисная компания Radial Drilling Services Inc. (RDS), штаб-квартира которой находится в Хьюстоне.

Эта передовая технология впервые появилась в России в 2002 году. Пионером ее использования стала Татнефть – компания, смело внедряющая инновации. Первые опыты дали хороший результат, и в 2005 году в Татарстане было зарегистрировано совместное предприятие «РВ-Пласт». Спустя некоторое время к многообещающей технологии обратился Лукойл. Сегодня практически все крупные российские нефтегазодобывающие компании не прочь взять этот метод себе на вооружение. Впечатляющие результаты радиального бурения показало в Казахстане. Испытывает технологию радиального вскрытия пласта и Белоруснефть.



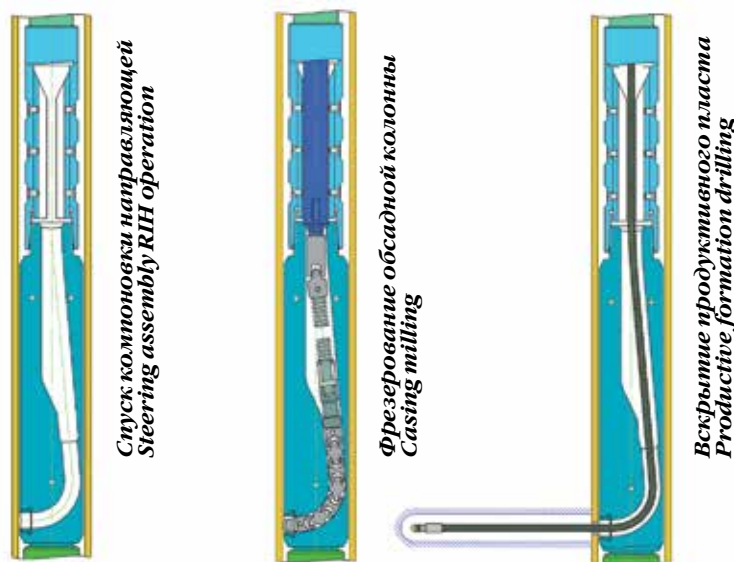
Владимир СУШКО,
УП «Новинка»
Vladimir SUSHKO,
Novinka Unitary
Enterprise



Установка РВП / Radial Drilling Unit

1 – шасси типа МАЗ / MAZ-type chassis; 2 – установка насосная / pumping unit; 3 – емкость / tank; 4 – узел намотки гибкой трубы / tubing spool assembly; 5 – система управления / control system; 6 – гидросистема / hydraulic system; 7 – сборное основание / assembled platform; 8 – скважинное оборудование / downhole equipment

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Этапы работ / Operating Stages

В чем же суть данной технологии? Вот что говорит ее создатель Хенк Джелсма: «Мы создали систему радиального бурения для интенсификации добычи из вертикальных стволов. Технология первоначально предназначалась для скважин с падающей добычей, которые в конце своего срока службы дают очень малый дебит, т.е. для тех случаев, когда потенциал в пласте еще присутствует, но связи потеряны, и вертикальный ствол полностью заблокирован в районе продуктивного ствола. В большинстве случаев, когда подобные скважины истощаются, компании не тратят деньги на их восстановление, а переходят на другие месторождения.

Поскольку вначале данная система позиционировалась для небольших бюджетов, мы не искали сотрудничества с такими компаниями, как, например, «Газпром», а общались с малыми компаниями, предлагая альтернативу горизонтальному бурению, которое очень дорого стоит. Однако после доработки и тестирования этой технологии в США мы используем эту систему и при стандартном заканчивании скважин, для стимуляции притока, направленной кислотной обработки, химической обработки.

Технология радиального бурения применяется:

- для глубокого вскрытия устойчивых (карбонатных) пластов скважин;
- вскрытия большим количеством стволов в ПЗП, наподобие кавернонакопителя, в несцементированных терригенных пластах добывающих скважин;
- вскрытия предварительно изолированных под большим давлением тампонажными материалами (смола, цемент) скважин при наличии конуса воды или перетоков;
- вскрытия нагнетательных скважин с терригенными пластами, загрязненными сточными водами.

The radial drilling technology was developed by the Rad Tech International Inc., an American company established by Henk Jelsma, its permanent head and the technology patent holder. First introduced in the New World, the radial drilling technology acquired wide recognition in the USA and Colombia and later on found its application in Canada, Bolivia, Argentina, Chile and the Middle East.

The leader in the radial drilling services market is the Radial Drilling Services Inc. (RDS), international service company with its headquarters in Houston.

This breakthrough technology first appeared in Russia in 2002. Its application was initiated by JSC Tatneft which has always been eager for innovations. The pilot tests being successful, the RV-Plast joint venture was incorporated in Tatarstan in 2005. JSC Lukoil was next to turn to the promising technology. For the moment, most of the major Russian oil and gas production companies are willing to put the technology to practice use. The radial drilling technology demonstrated impressive performance in Kazakhstan. Belorusneft has put it to test, too.

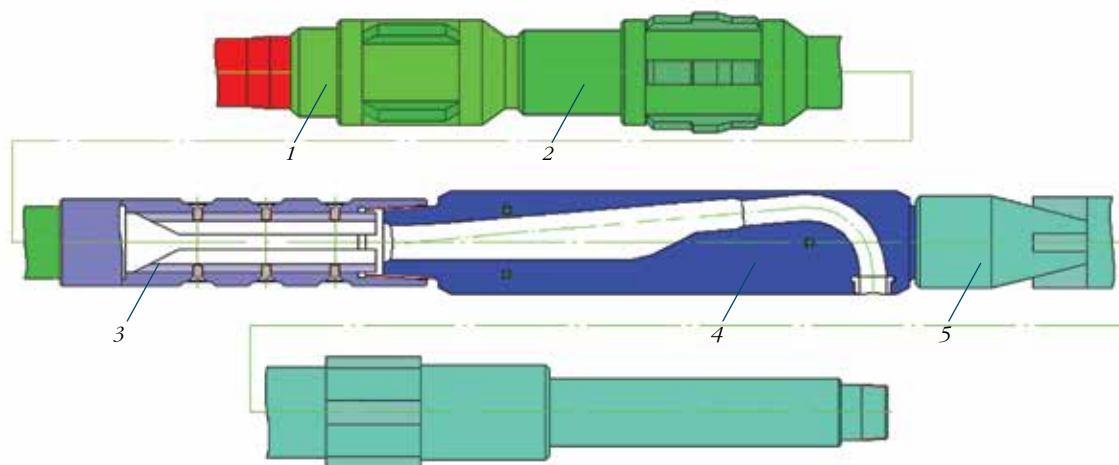
What is the root principle of the technology? According to its inventor, Henk Jelsma, “We have created the radial drilling system to stimulate vertical wellbore production. Initially, the technology was intended for marginal wells whose flow rate becomes extremely low by the end of well life, or, to be exact, for the cases when the vertical wellbore is completely blocked within the range of potentially productive formation. Generally, companies tend to abandon such depleted wells and find new oil fields trying to avoid additional costs”.

“Since originally this system was positioned as intended for low budgets, we didn’t mean to cooperate with Gasprom-scale companies, our main contacts being small businesses which could apply our technology as an alternative to the costly horizontal drilling. However, the technology having been further developed and tested in the USA, we may now use it in the standard procedure of well completion for the purposes of inflow stimulation, directed acid treatment, and chemical treatment.”

The radial drilling technology is applied for:

- deep drilling of competent (carbonate) formations;
- multiple well drilling in the bottom hole formation zone, in the form of cavern-storage, and in unconsolidated terrigenous formations of production wells;
- well drilling after water cones and crossflows being shut off with plugging materials (resin, cement) under high-pressure;

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Компоновка направляющая / Steering Assembly

1 – фрикционный узел / friction unit; 2 – локатор муфтовых соединений / collar locator; 3 – направляющая / guide arch; 4 – баумак отклоняющий / deflector shoe; 5 – якорь / anchor

С небольшими изменениями данную технологию можно использовать для восстановления нагнетательных скважин со смятыми (смещенными) колоннами.

В общем случае данная технология направлена на расширение и оптимизацию дренажной зоны в продуктивных пластах. Радиальное бурение используется также для формирования необходимых направлений каналов нагнетания и в геолого-разведывательных работах.

Нашла применение эта технология и на месторождениях с тяжелой нефтью. При пароциклическом воздействии на скважину радиальные стволы помогают прогреть значительно большую зону, чем когда это происходит в обычном режиме.

Очень важно ответственно подходить к выбору скважины – кандидата на радиальное бурение. Специалисты советуют обязательно делать проект, поскольку если при подборе будет совершена ошибка, результат может получиться далеким от ожидаемого. Так, например, опыт Лукойла показал, что радиальное вскрытие пласта наиболее эффективно на карбонатных коллекторах. На терригенных же коллекторах результаты оставляли желать лучшего, поскольку разбухание глин под воздействием пресной воды приводило к закупориванию пробуренных каналов диаметром 25–30 мм. Эту проблему в некоторой степени способны решить полимерные добавки к буровым растворам, препятствующие разбуханию глин.

Заметим также, что обычно для радиального вскрытия подбираются скважины, на которых другие методы не дали видимых результатов.

Средний прирост дебита после вскрытия пластов в Татнефти составил 1,5–2 т, а в ОАО «Лукойл» – около 8 т, однако это далеко не предел. На избранных скважинах были получены дебиты до 40 т в сутки, так что «обычные» дебиты могут быть увеличены на 15–20 т.

Принцип работы технологии основан на гидроэрозионном разрушении твердых пород. В самом общем виде это выглядит так. До начала радиального

- injection wells with terrigenous formations damaged by oil field wastes.

If slightly modified, the technology may be used to rehabilitate the injection wells with collapsed (displaced) casing.

In general, this technology is aimed at extending and improving drainage areas in productive formations. Other applications of radial drilling include creation of specifically directed injection channels and exploration activities.

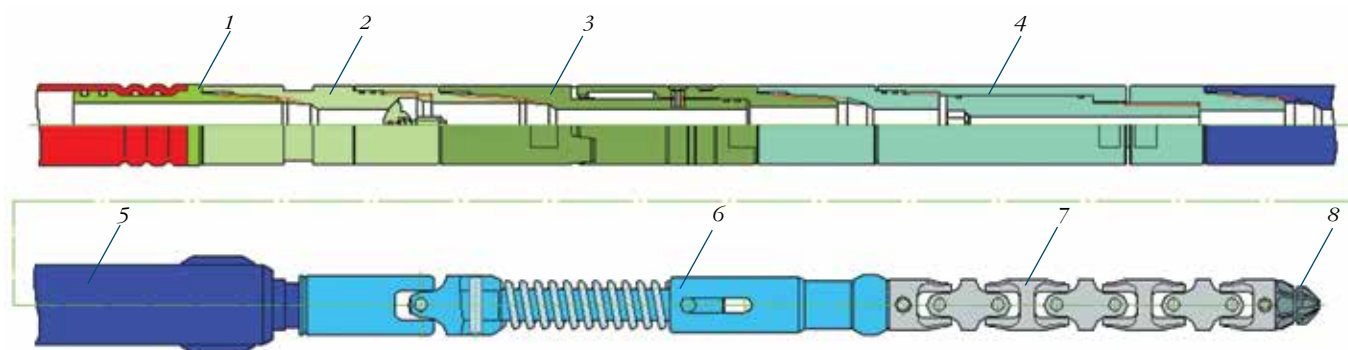
The technology is also made use of in heavy oil fields. As compared to the conventional methods, radial wellbores used in the course of huff-and-puff procedure are instrumental in warming up a significantly larger zone.

It is of vital importance to provide a balanced decision as to the selection of candidate wells. Experts are unanimous about the necessity of making projects, as the wrong choice may cause the results not being up to expectations. JSC Lukoil record has proved that the efficiency of radial drilling is the highest in carbonate reservoirs. As for terrigenous reservoirs, the results leave much to be desired because of clay swelling in soft water and causing obstruction of wellbores of 25–30 mm in diameter. This problem can be solved, though only to an extent, with the help of anti-swelling polymeric drilling mud agents.

It should also be noted that it is common to choose wells for radial drilling among those unresponsive to other methods.

After formation drilling, production rates increase averaged at 1.5–2 tons for JSC Tatneft, and about 8 tons for JSC Lukoil. Still, it is far from being maximum limit. Some wells produced increase up to 40 tons per day, so, “standard” production output may be 15–20 tons higher.

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Компоновка для фрезерования / Milling Assembly

1 – соединитель / connector; 2 – клапан обратный / fluid control valve; 3 – разъединитель аварийный / emergency breaker switch; 4 – механизм доворота / turning device; 5 – ВЗД / screw downhole motor; 6 – механизм нагружения / loading device; 7 – гибкий вал / flexible drive; 8 – инструмент / milling tool

бурения бригада ТРС осуществляет подготовку скважины: извлекает подземное оборудование, производит шаблонирование эксплуатационной колонны.

Направляющий гусак (в случае скважин до 2500 м) или инжектор с установленным на нем гусак (в случае скважин глубиной более 2500 м) монтируется непосредственно на скважине. Заметим, что для России наиболее востребованы установки, оснащенные инжектором, поскольку рабочая глубина практически всех скважин в Западной Сибири – основном нефтегазодобывающем регионе страны – достигает 3000 м и более.

В очищенную от парафина и других отложений скважину на интервал вскрытия спускается отклоняющий башмак, имеющий специальный канал для прохождения инструмента (фрезы) и рукава с гидромониторной насадкой.

Затем собирается установка для фрезерования окна в колонне. С помощью фрезы, приводимой в движение ВЗД, работающим с частотой не менее 100 об/мин, спускаемым в скважину на гибкой трубе, и осуществляется фрезерование отверстия в эксплуатационной колонне. Далее на гибкой трубе в скважину спускается компоновка для вскрытия пласта, состоящая из гидромониторной (струйной) насадки и рукава высокого давления, армированного специальным, гибким и прочным материалом – кевларом. Насосом высокого давления по гибкой трубе подается жидкость к гидромониторной насадке, струи которой производят разрушение породы и за счет реактивной тяги способствуют продвижению компоновки по пласту. Размер

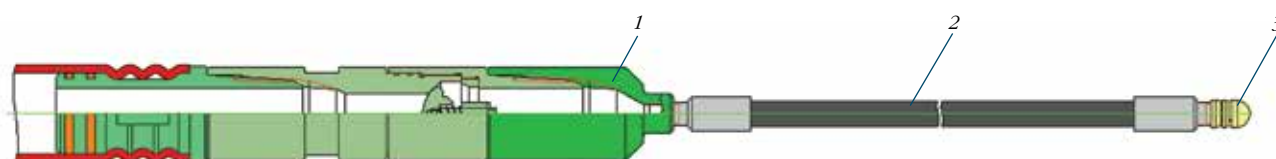
The operating principle of the technology is based upon hydraulic fracture treatment of hard rock. The overall picture is the following. Before radial drilling the oil-well remediation crew carries out well conditioning: retrieves the downhole equipment and calipers the production casing string.

The guiding gooseneck (for the wells up to 2,500 m deep) or an injector with a gooseneck on it (for the wells more than 2,500 m deep) is rigged up on site. It should be noted that in Russia injector equipped units are in more demand, as practically all the wells in Western Siberia – major oil and gas production region of the country – have their operating depth of 3,000 m and more.

A deflector shoe with a special passage for instruments (milling tool) and a hose with jet nozzle goes all the length of the drilling zone into the well cleaned of paraffin and other deposits.

Then a window cutting unit is assembled. The tool for window cutting is driven by a screw downhole motor which operates at the velocity of at least 100 rotations per second and runs in the hole with the coiled tubing. After that the coiled tubing is used to run down in the hole a formation drilling assembly consisting of a jet (water injection) nozzle and high pressure hose armored with Kevlar – a special flexible and durable material. The high-pressure pump drives fluid to the jet nozzle, and its jets break the rock and by means of jet propulsion facilitate the assembly movement

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Компоновка для вскрытия пласта / Formation Drilling Assembly

1 – переходник / adapter; 2 – рукав высокого давления / high pressure hose; 3 – насадка гидромониторная / jet nozzle

отверстия зависит от скорости проникновения шланга в пласт и составляет в среднем 25–50 мм в диаметре.

Процесс проходки контролируется с поверхности по натяжению гибкой трубы (при работе на неглубоких скважинах) и по датчику веса трубы (при работе с инжектором). Время проходки одного канала длиной до 100 м составляет порядка 20–30 минут. Количество радиальных стволов из одной скважины по технологии не ограничено. Они могут выполняться как на одном, так и на нескольких уровнях.

После завершения всех этих операций по радиальному вскрытию пласта поднимают колонну НКТ с отклоняющим башмаком, затем спускают в скважину компоновку для добычи и запускают скважину в работу. Этот процесс занимает от двух до четырех суток соответственно, простой скважины составляет от двух до четырех рабочих дней.

УП «Новинка» (Группа ФИД) разработан, изготовлен и прошел промысловые испытания комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта с использованием колонны гибких труб.

СОСТАВ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПЕЦИАЛЬНОГО КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ

В состав комплекса входит полуприцеп, кабина оператора, узел намотки гибкой трубы, гидростанция привода узла намотки гибкой трубы, желоб направляющий, противовыбросовое оборудование, блок насосной установки, рабочая емкость, система контрольно-регистрающая, компоновка направляющая, компоновка для фрезерования окна в эксплуатационной колонне, компоновка для создания канала фильтрации в продуктивном коллекторе. ☉

along the formation. The bore size depends on the tubing penetration rate and averages at 25–50 mm in diameter.

The penetration procedure is controlled from outside basing on the coiled tubing tension (in shallow wells) or on the tubing weight sensor reading (if injector is operating). Time of making one hole of up to 100 m long is about 20–30 minutes. The technology does not limit the number of radial bores drilled from one well. They can be made either at one level, or at several levels.

The operations above completed, the tubing with deflector shoe is retrieved, the production assembly goes down the well and the well is put in production. The whole process takes up from two to four days, the well shutdown period being two to four working days respectively.

The Novinka Unitary Enterprise (the FID Group) has created, produced and put through field tests a system for coiled tubing radial drilling.

COMPONENTS AND SPECIFICATIONS OF A SPECIAL COILED TUBING UNIT FOR RADIAL DRILLING

The unit comprises a semitrailer, a control cabin, a tubing spool assembly, a hydraulic drive for the tubing spool assembly, a guide arch, blowout preventing equipment, a pumping unit, a working tank, a control and recording system, a steering assembly, a window cutting assembly, an assembly for creation of filtration channel in the productive reservoir. ☉

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСА / UNIT SPECIFICATIONS

Максимальное тяговое усилие барабана узла намотки гибкой трубы (при работе без инжектора, на первом слое), кг / Maximum pulling force of the tubing spool assembly (when operated without injector, at the first layer), kg	2700
Диаметр гибкой трубы, мм / Coiled tubing diameter, inches	12,7; 15,85; 19,05 $\frac{1}{2}$; $\frac{5}{8}$; $\frac{3}{4}$
Скорость перемещения гибкой трубы при СПО, м/с (м/мин) / Coiled tubing conveying speed in the tripping process, m/s (m/min) минимальная / minimum максимальная / maximum	0,015 (0,9) 0,6 (36)
Максимальная длина гибкой трубы на барабане, м / Maximum coiled tubing length on the spool, m	4200
Максимальное давление на устье скважины, МПа / Maximum well mouth pressure, MPa	80
Максимальное давление закачки технологической жидкости, МПа / Maximum injection pressure of the working fluid, MPa	103
Диаметр эксплуатационной колонны, пригодной для проведения работ, мм / Production casing string diameter appropriate for operation, mm	140; 146; 148
Максимальная длина создаваемого канала фильтрации, м / Maximum filtration channel length, m	90
Максимальная температура на забое, °C / Maximum bottomhole temperature, °C	150
Максимальная глубина спуска и работы оборудования, м / Maximum running and operating depth for the equipment, m	4000
Габаритные размеры, не более, мм / Overall dimensions, maximum, mm длина / length ширина / width высота / height	12 000 2500 3950

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
КОМПАНИИ ITE

2009 • 2010



MIOGE

10-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2009
Москва, Россия



TUROGE

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

16 – 18 марта 2010
Анкара, Турция



RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 25 июня 2009
Москва, Россия



GIOGIE

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

24 – 25 марта 2010
Тбилиси, Грузия



KIOGE

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

6 – 9 октября 2009
Алматы, Казахстан



OGU

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

11 – 13 мая 2010
Ташкент, Узбекистан



MANGYSTAU
OIL & GAS

4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«МАНГИСТАУ НЕФТЬ И ГАЗ»

3 – 5 ноября 2009
Актау, Казахстан



CASPIAN
OIL & GAS

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

1 – 4 июня 2010
Баку, Азербайджан



OGT
2009

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

17 – 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан



RPGC

8-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2010»

22 – 24 июня 2010
Москва, Россия



ОРГАНИЗАТОРЫ



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



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

МИНИ-КОЛТЮБИНГ КАК ОН ЕСТЬ SMALL COILED TUBING AS IT IS

Сергей КАБЛАШ, СЗАО «Фидмаш»

Sergey KABLASH, NOV Fidmash



Для операций по радиальному бурению в настоящее время применяются капиллярные колтюбинговые установки, которые в принципе представляют собой уменьшенную копию колтюбинговой установки, так называемый мини-колтюбинг. Эти установки предназначены для работы с длинномерной трубой, выполненной из нержавеющей стали, диаметром ½ дюйма (12,7 мм), ¾ дюйма (19,05 мм) и 1 дюйм (25,4 мм). Как и в «большом» колтюбинге, труба наматывается на барабан, оснащенный укладчиком, вертлюгом и трубной обвязкой для подачи жидкости внутрь трубы.

Отличительной особенностью капиллярных колтюбинговых установок является возможность проводить спуско-подъемные операции на небольшую глубину (до 2000–2500 м) без использования инжектора, при этом барабан работает как лебедка геофизического подъемника. Для операций же на большей глубине мини-колтюбинговые установки обязательно комплектуются инжектором с тяговым усилием до 5000 кг. Управление работой установки осуществляется с пульта управления, расположенного в кабине. Привод узлов производится от станции гидропривода, приводимой в действие дизельным или электродвигателем. Для большей автономности эти установки также имеют собственный трехплунжерный насос высокого

Radial drilling operations currently involve capillary coiled tubing units, actually being smaller copies of usual CT units, the so-called “small coiled tubing”. The units are meant for working with coiled tube of stainless steel. The diameters of the tubing are ½ inch (12.7 mm), ¾ inch (19.05 mm) or 1 inch (25.4 mm). As in “big” coiled tubing, the tube is reeled on spool, equipped with a levelwind swivel and a manifold for supplying fluid into the tubing.

A differential characteristic of the capillary CT units is a possibility of running low depth (2,000–2,500 m) round-trip operations without injectors. In such cases the spool acts as a winch of logging truck hoist. In case of deep operations small CT units are necessarily equipped with an injector with the pulling force of up to 5,000 kg. The unit managed from the control desk in the cabin. The unit drive is made from hydraulic actuation station, powered by diesel or electric engine. In order to make the units more self-sustainable they also equipped with high pressure triplex pump for supplying technological fluid into the well and power generator. Besides, many units have a positioning crane for easier installation of the equipment on the well. It is located in the back side of the unit. Small size of the unit allows locating it on one chassis, semi-trailer or skid.

Yet, radial drilling is just a new field of application for these units. Initially, they were meant for installing capillary columns into the well and injecting various chemicals (corrosion



6 - 9 октября

2009

Казахстан, Алматы



17-я Казахстанская
Международная Выставка
и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



Официальная
поддержка:



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY / KAZMUNAIGAS COMPANY JSC



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

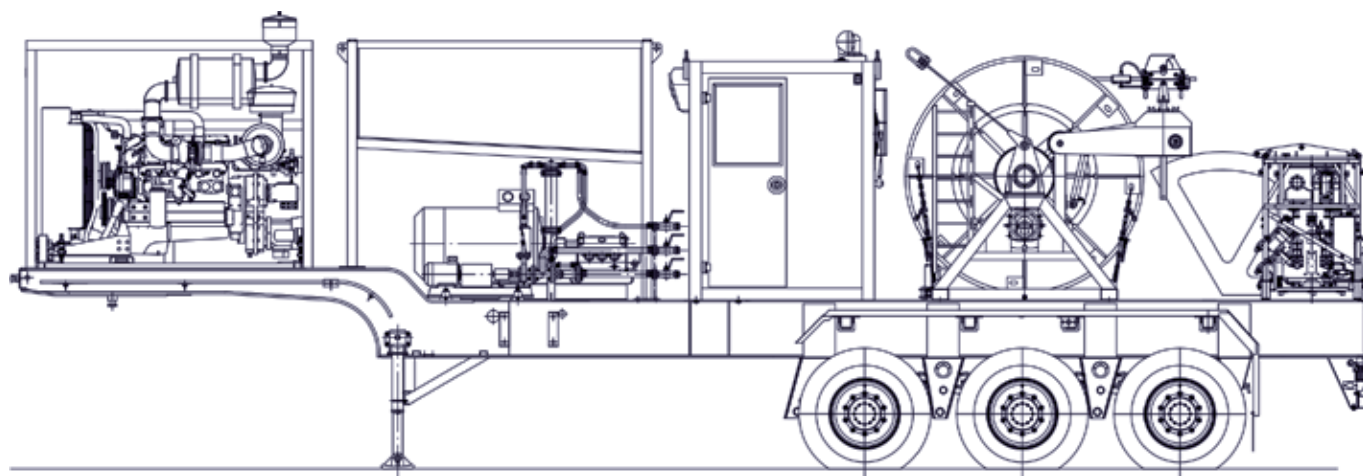
давления для подачи технологической жидкости в скважину и электрогенератор. Кроме того, многие установки имеют расположенный в задней части кран-манипулятор для облегчения монтажа оборудования на скважину. Небольшие размеры установки позволяют разместить ее на одном шасси, полуприцепе или салазках.

Однако радиальное вскрытие пласта для этих установок – всего лишь новая область применения. Изначально они предназначались для установки капиллярных колонн в скважину для впрыскивания различных химикатов (ингибиторов коррозии, растворителей и т.д.). В данном случае эффективность достигается благодаря точному дозированию вспенивающих агентов и других химикатов, возможности автоматического непрерывного впрыскивания веществ на определенной глубине. Легкость установки и перемещения, низкие эксплуатационные издержки и высокая эффективность способствуют быстрой

inhibitors, resolvers and so on). In such case the efficiency is achieved by precise proportioning of air-foams and other chemicals, possibility of automatic continuous injection of substances on the certain depth. Light weight of the unit and easy transportation, low exploitation expenses and high efficiency provide for short pay-off period of small coiled tubing in this function.

The term “small coiled tubing” also includes CT units for working in the annular space. Such units have a steel tube with the diameter of $\frac{3}{4}$ inch (19.05 mm) or 1 inch (25.4 mm), the length of 3,000 m and an injector with the pulling force of up to 10,000 kg. The construction of the injector is adapted for working in wells, equipped with beam-pumping units.

The units with polymer tubing or umbilicals, available at the market, are also called in Russia “small coiled tubing” by the producers and positioned for radial drilling. Yet, low working pressure and low running depth don't allow taking this offer seriously. Today these units are nothing but a usual logging truck hoist. It limits the depth of



Колтюбинговая установка легкого класса (мини-колтюбинг) MK10T-30 со специализированным скважинным инструментом может быть использована для создания глубоко проникающих каналов фильтрации в коллекторе продуктивных пластов (РВП). Оснащена гибкой трубой диаметром от 12,7 мм до 19,05 мм. Может производить операции на глубинах до 4500 м

The light class CT unit (small CT) MK10T-30 with specialized downhole tool may be used for radial drilling. It is equipped with the CT with the diameters $\frac{1}{2}$ inch (12.7 mm) and $\frac{3}{4}$ inch (19.05 mm). The unit enables operations at the depth up to 4,500 m

окупаемости мини-колтюбинга в данной функции.

Под термин «мини-колтюбинг» подпадают также колтюбинговые установки для работы в межтрубном пространстве. Такие установки используют стальную трубу диаметром $\frac{3}{4}$ дюйма (19,05 мм) или 1 дюйм (25,4 мм) длиной до 3000 м и инжектор с тяговым усилием до 10 000 кг. Конструкция инжектора специально адаптируется для работы на скважинах, оборудованных станками-качалками.

Предлагаемые сейчас на рынке установки с полимерной армированной трубой или шлангокабелем, также называемые производителем «мини-колтюбинг», позиционируются в том числе и для радиального бурения. Однако малое рабочее давление и небольшая глубина спуска не позволяют серьезно рассматривать это предложение. Сейчас эти установки представляют собой, по сути, обычный геофизический подъемник. Это и ограничивает глубину скважин, на которых возможно их применение. Для работы на больших глубинах такую установку неизбежно придется дооснащать инжектором, соответственно увеличивая мощность привода и усложняя гидравлическую систему, что сведет на нет все ее преимущества.

Полимерная армированная труба ТГ-20/37-90, по данным производителя ООО «Псковгеокабель», при наружном диаметре 37 мм – аналоге стальной колтюбинговой трубы диаметром 38,1 мм – имеет значительно меньшее разрывное усилие (9 т против 18,6 т у наиболее часто применяемой стальной трубы (QT-800) и с толщиной стенки 3 мм), и максимальное рабочее давление (18 МПа против 55 МПа у той же стальной трубы).

К слову, применяющиеся на практике стальные трубы могут похвастаться гораздо более внушительными показателями. При этом радиус изгиба полимерной армированной трубы практически равен минимально допускаемому для стальных труб (740 мм против 800 мм) – значит, преимущества по габаритам узла намотки мы не получим. Значительно меньший проход (около 20 мм) также ограничивает область применения полимерных армированных труб (к примеру, невозможен сброс шара для управления забойным инструментом) и увеличивает потери давления при прокачке жидкости. Единственный плюс – небольшой выигрыш по массе (1,6 кг/м против 2,1 кг/м). ☺

the wells, where their application is possible. In order to be operational at large depth, these units will have to be fitted up injector, increasing the power of the drive and making the hydraulic system more complicated, which whittles all its advantages.

The polymer armored tube TT-20/37-90, according to producer Pskovgeokabel, with the outside diameter of 37 mm (analogue of steel CT of the diameter of 38.1 mm) has lower yield load (9 tons, compare to 18,6 tons of the usually applied steel tube (QT-800) with the wall thickness 3 mm and maximal working pressure (18 MPa, compare to 55 MPa of the steel tubing). By the way, the steel tubes applied in practice can boast of much better characteristics. The radius of the bend of the polymer armored tube is practically equal to the minimum acceptable radius for steel tubes (740 mm, compare to 800 mm). It means that we won't have advantages in spool assembly size. A narrower passage (about 20 mm) also limits the sphere of application of umbilicals (for example, the use of trip ball for downhole tool orientation) and increases losses of pressure during fluid flow. The only positive effect is little advantage in mass (1.6 kg/m, compare to 2.1 kg/m). ☺



Колтюбинговая установка МК10Т предназначена для операций по межтрубному пространству на скважинах, оборудованных различными приводами СШН.

**Тяговое усилие инжектора – 8000 кг.
Диаметр гибкой трубы – 25,4 мм.
Глубина спуска – до 3000 м.**

The CT unit MK10T is meant for operations in the annular space in wells, equipped with various drives of oil well pumps.

**Injector pulling force – 8,000 kg.
CT diameter – 1 inch (25.4 mm).
Running depth – 3,000 m.**

**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	ЯМЗ-7511	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511	YAMZ-7511	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 COILTRAK ОТ КОМПАНИИ BAKER HUGHES BAKER HUGHES COILTRAK™ SYSTEM

Согласно нашему опросу, из ряда компоновок низа буровой колонны наибольший интерес читателей «ВК» вызывает система **CoilTrak** компании **Baker Hughes**. В связи с этим мы предложили специалистам компании ответить на вопросы читателей журнала. Новые вопросы разработчикам инновационного оборудования вы можете присылать на адрес cttimes@cttimes.org.

*According to our query, the most innovative and interesting equipment among the bottomhole assemblies (BHA) for CTD applications for now is the **Baker Hughes' CoilTrak™** system. That is why we suggested the Company experts to answer the questions of "CTT" readers. Please send your new questions about new equipment to cttimes@cttimes.org.*

Какие услуги компания Baker Hughes предлагает добывающим и сервисным компаниям в области направленного бурения? Каким образом компания продвигает бурение на ГНКТ в России и странах СНГ? Как вы видите ситуацию в области колтюбингового бурения в этих странах?

По России и СНГ компания предлагает целый ряд услуг. Вообще говоря, неудивительно, что, учитывая многолетний опыт направленного бурения и более чем 15-летний опыт работы в индустрии колтюбинга и бурения системами замкнутого цикла, компания Baker Hughes разработала и внедрила систему CoilTrak™, современную буровую и измерительную компоновку низа буровой колонны (КНБК) для колтюбинговых приложений. Эта современная система направленного бурения точно позиционирует забой исходя из геометрии коллектора при вскрытии с помощью колтюбингового бурения. Ее уникальные скважинные сенсоры, позволяющие проводить измерения в реальном времени, а также обработку их результатов и оценку параметров бурения, позволяют решать ряд проблем немедленно, принимая решения по мере возникновения проблемы.

Колтюбинговое направленное бурение (КНТБ) значительно более сложно в промышленном применении, чем традиционные методы. Его успешность во многом зависит от правильно подобранного наземного и скважинного оборудования. Нехватка опытного персонала в области КНТБ всегда являлась серьезной проблемой для его применения в промышленном масштабе. Сейчас ее пытаются преодолеть за счет внедрения ряда образовательных программ и применения более простых технологий.

В этой связи компания Baker Hughes предлагает образовательные программы для своих клиентов в России по бурению и оптимальной проводке боковых стволов. В результате ряд клиентов компании сейчас используют компоновку CoilTrak в своей повседневной практике с более чем высокой эффективностью.

На сегодняшний день рынок колтюбингового бурения быстрее всего растет в России, Мексике и на Ближнем Востоке. В частности, на данный момент рассматривается ряд крупных проектов, предусматривающих колтюбинговое бурение на крупных истощающихся месторождениях с

What types of services does Baker Hughes offer to producing and servicing companies for directional drilling of laterals? How is Baker Hughes advancing CTD applications in Russia and CIS countries? What is the outlook for CTD projects in Russia and CIS countries?

Baker Hughes provides many services throughout Russia and CIS countries. Drawing on its many years of directional drilling experience and more than 15 years of coiled tubing (CT) experience and leadership in closed-loop drilling systems, Baker Hughes has engineered the CoilTrak™ service, a state-of-the-art drilling and evaluation bottomhole assembly (BHA) for CTD applications. CoilTrak, an advanced directional drilling system, precisely positions the wellbore within the productive reservoir using CTD. Its unique downhole sensors provide real-time measurement and interpretation of the drilling environment, allowing for rapid decision-making and subsequent actions.

CTD in general is more challenging than conventional drilling and its success depends on effectively integrating surface and subsurface services and disciplines. A shortage of experienced CT directional drilling (CTDD) personnel has been a barrier to CTDD growth. This has been recognized and is being addressed through development programs and the introduction of the most appropriate technology.

Baker Hughes offers training to clients in Russia in drilling and reservoir placement techniques for optimal lateral placement. As a result, there are clients within Russia that are running CoilTrak BHA on a daily basis on multiple CTD rigs with excellent results.

At present, the CTD market is set for rapid growth in Russia, Mexico, and the Middle East. Several large projects are being considered where re-entry and infill drilling using CT will be introduced to giant mature fields where a large number of existing wells are production-impaired. In many cases, the producing reservoir was damaged or originally completed sub-optimally. CTD using CoilTrak

большим количеством экономически неэффективных скважин. Во многих случаях коллектор был поврежден либо вскрыт в условиях, далеких от оптимальных. Колтюбинговое бурение с использованием КНБК CoilTrak позволяет проводить боковые стволы дальше, а также максимально задействовать продуктивный пласт. Кроме того, при этом можно обойти нежелательные, затронутые или поврежденные участки, что обеспечивается за счет точного позиционирования нового забоя в наиболее эффективной с точки зрения производительности области. Колтюбинговое бурение на депрессии может решить ряд проблем, обычно ассоциируемых с традиционным бурением (в том числе потеря флюида; создание за счет бурения участков с нулевой отдачей; сложности при работе в сероводородных средах).

При работе с пропущенными или невыбранными коллекторами нефти и газа на истощающихся месторождениях, а также при разработке невыработанных нетрадиционных залежей, колтюбинговое бурение зарекомендовало себя как весьма желательный с экономической точки зрения технический прием.

Растущий спрос на новые средства разработки истощающихся месторождений и поиск новых экономичных средств вскрытия пласта стали дополнительным стимулом для развития рынка гибридных колтюбинговых установок нового поколения, таких как КТУ с верхним приводом. Эти установки легче транспортировать, и в сочетании с их встроенными современными средствами автоматизации они незаменимы для целого ряда приложений (в том числе бурения на депрессии, при управляемом давлении или при бурении на репрессии). Несколько компаний уже вложили значительные средства в развитие технологии бурения на колтюбинговых установках, создав следующее поколение такого оборудования, ориентированного на будущие потребности рынка. Как видится, в основном эти установки будут востребованы в России, Мексике, Ближнем Востоке и США.

Есть ли специфические требования по техническому обслуживанию систем направленного бурения по сравнению с традиционными системами? Какие виды технического обслуживания производятся на месте?

Обслуживание КНБК CoilTrak производится в соответствии со стандартным регламентом компании Baker Hughes. Высокая надежность компоновки подтверждена рекордным временем наработки на отказ – 12 дней постоянного бурения бокового ствола протяженностью 4267 м. При проведении 40 операций по возобновлению добычи из ранее экономически неэффективных газовых скважин с помощью CoilTrak было пробурено более 103 632 м.

За счет своей модульной конструкции CoilTrak может обслуживаться без сопутствующего оборудования, обычно необходимого при использовании компоновок большого размера. Это позволяет снизить рабочую площадь буровой. Для облегчения работы на удаленных объектах, может поставаться установка мобильного технического обслуживания. Рекомендованное время наработки до такого

allows for sidetracking deeper and closer to the producing interval and bypasses disturbed or damaged zones, precisely repositioning the wellbore in the most productive aspect. Underbalanced CTD can overcome many risks inherent to conventional drilling (e.g., fluid losses; drilling depleted zones; stuck pipe scenarios; and hydrogen sulfide environments).

Whether accessing bypassed, or unswept, pools of oil and gas from mature fields, or tapping as yet undeveloped unconventional reservoirs, CTD is emerging as a highly desirable, economically viable option.

Growing emphasis on mature field redevelopment and low-cost reservoir access is also driving the increased demand for new-generation hybrid CTD rigs, such as coil over top drive. The enhanced mobility and state-of-the-art automation features enable operations in a variety of applications (e.g., underbalanced, managed pressure, or overbalanced scenarios). Several companies have made significant investment to develop CTD rig technology and have built a new generation of CTD rigs that address current and future market needs, especially for Russia, Mexico, the Middle East and the U.S.

How does maintenance of the directional drilling system compare with standard drilling systems? What types of maintenance can be done in-situ?

CoilTrak BHA adheres to Baker Hughes' standard maintenance procedures. The system's high level of reliability is demonstrated by a record-breaking 12 days continuous multilateral drilling of more than 4,267 m (14,000 ft) of additional reservoir exposure from a single motherbore. CoilTrak drilled more than 103,632 m (340,000 ft) in 40 re-entries to reverse production decline and revitalize an otherwise uneconomic depleted gas field.

Because of its modular design, CoilTrak can be maintained without the associated equipment normally required for larger assemblies, resulting in a smaller rig footprint. To assist maintenance in remote locations, a Mobile Maintenance Unit (MMU) capable of on-site maintenance can be deployed. Maintenance on CoilTrak is recommended at standard intervals of 200 hours, and mud motors' recommendations are application-specific (e.g., 80 to 150 hours on an overbalanced application).

What is the life expectancy of the directional drilling system, and what are some of the determining factors?

The elements that determine the maintenance and life expectancy of the equipment include

обслуживания для системы CoilTrak составляет 200 часов работы, что же касается двигателей, то это зависит от конкретных приложений (например, при бурении на репрессии этот показатель составляет от 80 до 150 часов).

Какой срок службы системы направленного бурения, и какие факторы это определяют?

Срок службы и время наработки между техобслуживаниями элементов, определяющих срок службы всей системы, зависит от параметров их применения, в том числе от температуры, типа формации (при бурении абразивных сред), выбора бурового раствора и его совместимости, а также от применения КНБК при бурении на депрессии и/или репрессии. Эти факторы рассматриваются специалистами Baker Hughes при планировании работ с клиентом, в результате чего составляются рекомендации по применению оборудования для каждого конкретного приложения. Это позволяет обеспечить максимальную надежность и срок службы оборудования даже при его использовании в самых сложных условиях.

Каковы основные компоненты системы направленного бурения CoilTrak? Есть ли характерные для этого оборудования сбои? Если да, то как их избежать?

Основные компоненты системы CoilTrak следующие:

- блок питания и управления – обеспечивает питание системы по электрическому кабелю (возможна и стандартная запитка) и ее управление, блок также имеет встроенный локатор муфт;
 - блок электрического разьединения и циркуляции – многоцикловой модуль циркуляции, который при открытии обеспечивает ее увеличение и работает на отклонение потока с долота; кроме того, блок обеспечивает стандартные возможности по извлечению ГНКТ, причем эта опция отдельно контролируется компьютером, сохраняя стандартные параметры газовой хроматографии для проведения ловильных операций;
 - направляющий гамма-блок – содержит комплекс оборудования для придания нужного направления и диагностики, кроме того, в него включен гамма-модуль для обследования геологической формации;
 - гидравлический ориентатор – модуль, позволяющий задавать направление инструмента при его вращении на 400° (200° влево или вправо) в режиме реального времени за счет управления его движением в обоих направлениях на один градус одним нажатием мыши; его усилие превосходит вращательный момент двигателя, а сам он повышает точность проводки ствола;
- Кроме того, можно использовать следующие модули:
- ультразвукий многочастный измеритель сопротивления для изучения формации;
 - модуль GyroTrak, предназначенный для зарезки и бурения из вертикальных стволов;
 - модуль динамического давления, позволяющий увеличить нагрузку на долото;

downhole conditions, such as temperature, formation type (drilling abrasive formations), drilling fluid compatibility/selection, and underbalanced and/or overbalanced drilling application. These factors are considered by Baker Hughes during pre-job planning with the client and a specific schedule is recommended for each application, ensuring maximum reliability and durability in the most challenging drilling environments.

What are the components of the CoilTrak directional drilling system? Have specific or reoccurring failures been identified? If so, how are these failures avoided or overcome?

The basic components of the CoilTrak drilling system are:

- Power & Communication Module (P&C) – modulates the power supply via electric-line (conventional mud-pulse option is also available) and is the system control unit; the P&C has an integrated casing collar locator (CCL).
 - Electrical Disconnect & Circulation Module (EDC) – a multi-cycle circulation sub that allows increased circulation when open and acts to divert flow from the bit. It is the primary CT recovery mode with a separate computer-controlled disconnect option, leaving a standard GS fishing profile.
 - Directional Gamma Sub (DGS) – contains the directional and survey package; also houses the Gamma module for geological formation response.
 - Hydraulic Orientor Tool (HOT) – module enables infinite real-time control of the tool face while drilling through 400° rotation (200° left or right) using bi-directional one-degree incremental control with the click of a mouse. It overcomes the reactive torque of the motor and enhances wellbore placement accuracy.
- Additional modules also available are:
- Ultra-slim Multiple Propagation Resistivity (USMPR) for formation evaluation;
 - GyroTrak for vertical well kick off and drilling module;
 - Dynamic Pressure Sub (DPS) which has downhole weight-on-bit;
 - Annular / Bore pressure and VSS (vibration monitoring), which also allows the real-time monitoring of Equivalent Circulating Density (ECD) – essential for monitoring hole cleaning and downhole formation pressures;
 - Rib Steer Motor System (RSM) to extend CT reach when drilling; reducing tortuosity and drills a smoother wellbore (straighter, with less torque and drag).

After more than 15 years development, CoilTrak

- модуль контроля вибрации и давления по затрубному пространству/забою, который также позволяет отслеживать эквивалентную плотность циркулирующего бурового раствора, что существенно для мониторинга внутрискважинных давлений и чистоты ствола;
- система направляющих ребер двигателя, позволяющая повысить проходимость ГНКТ при бурении, а также снизить извилистость ствола скважины и пробурить ровный забой (более прямой, при меньшем вращающем моменте и натяжении).

После более чем 15-летнего постоянного усовершенствования модули компоновки CoilTrak стали очень надежными системами без каких-либо «характерных» сбоев. Кроме того, использование модуля «Система эффективного бурения» в реальном времени помогает уменьшить вероятность заклинивания мотора и оптимизировать работу долота за счет более эффективной передачи на него нагрузки.

Необходимо ли особое обслуживание, калибровка или специальное оборудование при проведении каждой спуско-подъемной операции? Какие особые требования к стандартным колтюбинговым установкам предъявляются при использовании системы направленного бурения?

Все буровые модули обслуживаются и калибруются перед поставкой. Есть также возможность заказать ПО, которое будет осуществлять диагностику непосредственно на месторождении. К кабине управления буровой колтюбинговой установкой не предъявляется никаких особых требований. Просто устанавливаются дополнительные мониторы для информирования буровика. Кроме того, устанавливается удаленный доступ с опытным специалистом по направленному бурению компании Baker Hughes, что обеспечивает коммуникацию при шаблонировании и изменении условий при бурении.

Существуют ли особые требования по рекомендованной степени очистки бурового раствора при использовании системы направленного бурения?

Нет, применяются обычные системы очистки бурового раствора и вибросита. Содержание твердых частиц в растворе отслеживается так же, как и при обычном бурении. ☉

Блок питания и управления
Power & Communication Module

Блок электрического разъединения и циркуляции
Electrical Disconnect & Circulation Module

Модуль контроля процесса бурения
Drilling Performance Sub

Ультразвукий многочастный измеритель сопротивления
Ultra-slim Multiple Propagation Resistivity



modules are extremely reliable and not prone to any “specific or reoccurring” failure. The use of the Drilling Performance System module in real time assists in reducing mud motor stalls and increases bit optimization by enabling smoother weight-to-bit transfer.

Is special servicing, calibration or equipment required before each running operation? What special requirements to CT units exist when using directional drilling system?

The drilling modules are all serviced and calibrated before arriving on location. The computer software available in the field allows diagnostic checks to be performed on location. The CTD control cabin has no special requirements. Additional real-time drilling screens are installed for the CT driller's information, and a remote computer set-up with Baker Hughes directional driller ensures good lines of communication during wiper trips or for changes while drilling.

Are there specific requirements, different from standard ones, for the recommended drilling mud cleaning while using the directional drilling system?

No, standard mud cleaning systems and shaker screens are acceptable. Mud solids content monitoring is done as normal during the drilling phase. ☉

BAKER HUGHES INTEQ СТАЛА ЛАУРЕАТОМ ПРЕМИИ ICOTA ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA присудила премию за технологические достижения в области внутрискважинных работ 2009 года компании Baker Hughes INTEQ, которая входит в Baker Hughes. На выставке по внутрискважинным работам SPE/ICoTA, состоявшейся в конце марта в Хьюстоне, INTEQ представила двигатель с направляющими ребрами для колтюбингового бурения. Премия присуждается за выдающиеся технологические разработки для внутрискважинных работ, которые сокращают риски, увеличивают производительность и безопасность, уменьшают негативное воздействие на окружающую среду.

Новый двигатель компании INTEQ является результатом многих лет лабораторных научных исследований и тысяч часов испытаний в процессе бурения. Разработка относится к новому поколению колтюбинговых технологий и технологий вторичного вскрытия пласта бурением. Она сочетает в себе возможности забойной конструкции на базе замкнутой системы с направляющими ребрами с ее проверенным качеством и непревзойденную производительность двигателей X-treme™ с удлиненными профилированными статорами.

Это сочетание инновационных решений INTEQ позволило минимизировать искривление скважин малого диаметра и расширить применимость продукта, который может использоваться в скважинах с самой сложной геометрией. Двигатель позволяет получать гладкие прямые траектории и избегать формирования волнообразных стволов, характерных для колтюбингового бурения. В результате снижается проходка бокового ствола в оптимальном направлении.

Кроме того, другое подразделение Baker Hughes, компания Baker Atlas, стала финалистом этой престижной премии. Система управления рисками при спуске в скважину и перфорирующие инерционные компоновки этой компании были отмечены как разработки, существенно облегчающие применение канатно-кабельного оборудования в искривленных стволах. ●



ICoTA отметила премией за технологические достижения в области внутрискважинных работ 2009 года Baker Hughes INTEQ за создание двигателя с направляющими ребрами. Baker Atlas стал финалистом за разработку системы управления рисками при спуске в скважину и перфорирующие инерционные компоновки. Слева направо: Стив Кэрри, менеджер линейки продуктов для вторичного вскрытия пласта в скважинах малого диаметра, Baker Hughes INTEQ; Фримен Хилл, менеджер по развитию бизнеса, Baker Atlas; Луиза Дамани, инженер по буровым приложениям, INTEQ; Барри Лакосте, подразделение по направляющим системам для вторичного вскрытия пласта, INTEQ.

ICoTA awarded its 2009 Intervention Technology Award to Baker Hughes INTEQ for its rib-steered motor. Baker Atlas was named a finalist for its Deployment Risk Management system and perforating flywheel assemblies. From left to right: Steve Carey, INTEQ product line manager, slimhole reentry; Freeman Hill, Baker Atlas business development manager; Louisa Dahmani, INTEQ drilling applications engineer; and Barry Lacoste, INTEQ global team lead-reentry systems.

BAKER HUGHES INTEQ WINS ICOTA AWARD FOR INTERVENTION TECHNOLOGY

The Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA) awarded Baker Hughes INTEQ its prestigious 2009 Intervention Technology Award.

Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference Exhibition in Houston in late March, the award recognized INTEQ's rib-steered motor (RSM) for coil tubing directional drilling. The award recognizes outstanding technical innovation or application of technology for well intervention, which reduces risk, increases production, improves safety or minimizes environmental impact.

INTEQ's RSM is the culmination of years of laboratory R&D and thousands of hours of drilling experience and represents the next-generation in coiled tubing and reentry drilling technology. It combines the proven quality borehole construction capabilities of closed-loop rib-steering technology with the unsurpassed drilling performance of INTEQ's X-treme™ pre-contoured motors.

This combination of INTEQ innovations results in minimized tortuosity in slimhole wellbores, extending the envelope of even the most complex well geometries. The RSM allows for smooth, straight trajectories, eliminating the need for the undulating wellpaths typically associated with coiled tubing drilling. The resulting quality wellbores reduce drillstring drag and allow for optimal extended reach capabilities and 3D steering.

ICoTA named Baker Atlas as a finalist for the 2009 Intervention Technology Award. The Baker Atlas Deployment Risk Management system and perforating flywheel assemblies were recognized for significantly improving wireline deployment in deviated wellbores. ●

Delivering the future of Coiled Tubing Innovation

W O R L D W I D E

NOV Hydra Rig® is the world leader in coiled tubing, nitrogen and coiled tubing support equipment.



①



②



③



④



⑤

1. Control Panel for Model MPT-500S
2. Hydra Rig HP1600 Quint Liquid Nitrogen Pump
3. Hydra Rig "Six Series" 80,000 lb. Coiled Tubing Injector
4. Coiled Tubing Support Unit Model MPT-500S
5. Multi Purpose Trailer Mounted CTU with Rig Up Mast

- Coiled Tubing Units
- Coiled Tubing Products
- Cementing Units
- Pressure Pumping Units
- Pressure Control Equipment
- Frac Pumps / Blenders / Control Systems

Phone: +1 817 985 5000 | Fax: +1 817 985 5297 | Email: hrrsales@nov.com



ОТ КОНЦЕПЦИИ К РЕАЛЬНОСТИ: гибридные кольтюбинговые установки производства компании «Формост» FROM CONCEPT TO REALITY, Foremost Hybrid Coiled Tubing Rigs

Установка для бурения на ГНКТ в работе
CT rig at work

Алан ПЛЕСКИ, представитель по продажам нефтепромысловой техники, «Формост Индастриз»
Allan PLESKIE, Technical Sales Representative – Oilfield Products, Foremost Industries

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ

Бурение на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ) впервые было применено в середине 1930-х гг. Тем не менее, только в течение последних 10 лет стал очевиден весь потенциал этой технологии бурения. В настоящее время ясно, что гибкие насосно-компрессорные трубы можно эффективно и успешно применять в бурении новых скважин в Северной Америке и по всему миру.

Вначале технология бурения на ГНКТ была разработана как средство очищения скважин. Сейчас данная технология имеет широкий спектр применения на нефтяных месторождениях. При осуществлении первых попыток бурения скважин посредством гибких НКТ использовались имевшиеся тогда в наличии модифицированные средства и оборудование для развертывания ГНКТ. Несмотря на то что первые попытки бурения на ГНКТ были сравнительно успешны, технические

COILED TUBING, A QUICK BACKGROUND

The concept of drilling with coiled tubing has existed as early as the mid 1930's. However, the potential of drilling with coiled tubing conveyed technologies have only become evident within the last decade. Today, it has become clear that coiled tubing can be used quickly and competitively to drill a wide variety of well bores in North America and around the globe.

Coiled Tubing (CT) technology was initially developed as a means of clearing out wells. Coiled Tubing Rigs (CTR's) have since evolved into a technology that has a wide range of applications in the oilfield. Early attempts at drilling with coiled tubing utilized modified coiled tubing deployment equipment that was available at that time. Although these initial attempts were moderately successful, the limitations of early coiled tubing technology were ultimately ineffective in the overall execution of drilling and casing wells. Early CT equipment was not effective at drilling surface holes, and not able

возможности имевшегося в то время оборудования не обеспечивали эффективного всестороннего решения задачи бурения и обсаживания скважины. Прежнее оборудование было неэффективно при бурении интервала ствола под кондуктор и не приспособлено для манипуляций со сборными бурильными трубами и для спуска этих труб. Также имели место сложности монтажа оборудования и его перемещения на новые места проведения работ.

В 1994 году в западной Канаде, на месторождении, расположенном недалеко от города Медисин Хат (провинция Альберта), были произведены первые попытки бурения с помощью гибких НКТ с использованием буровых установок, применяемых для других видов бурения. Хотя они продемонстрировали возможности бурения на ГНКТ, другие работы оказались неэффективными, и проект был закрыт. Технология ГНКТ продолжала совершенствоваться в середине 1990-х гг., однако буровые установки, специально предназначенные для бурения гибкими трубами большого диаметра, еще не производились. Необходимость решения этой сложной задачи привела к революции в области конструирования гибридных буровых установок, осуществляющих бурение на ГНКТ, в соответствии с целевым назначением.

ДОСТИЖЕНИЯ И ИННОВАЦИИ В КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ГНКТ

В 1997 году путем модификации установки ГНКТ было создано первое поколение буровых станков, осуществляющих бурение посредством гибких труб. Модифицированная установка позволила решить некоторые проблемы, существовавшие в прошлом. Станок был установлен на трейлере, что улучшило его мобильность. Была также добавлена мачта для спуска бурильных труб. Такая конструкция труб сократила время бурения и время спуско-подъемных операций за счет исключения бурильных замков. Она также позволяла проводить непрерывную промывку труб, что улучшило состояние ствола скважины и дало возможность свести к минимуму нарушение эксплуатационных качеств продуктивного пласта. Эти станки первого поколения были безопаснее, чем традиционные буровые станки. Меньше людей было вовлечено в рабочий процесс на буровой площадке, не требовались верховые рабочие и не нужны были операции с бурильными замками. Эти станки были меньше размером и могли быть транспортированы более компактно, что уменьшало вредное

to handle or run jointed tubulars. The equipment was also difficult to rig up and difficult to transport between site locations.

In 1994, the first attempts at drilling with coiled tubing in western Canada occurred near Medicine Hat, Alberta using rigs adapted from other applications. Although it demonstrated the possibilities of drilling with coiled tubing, other parts of the operation proved ineffective and the project was abandoned. Advancements in CT technology continued to develop into the mid 1990's, however no rigs specifically designed for the purpose of drilling with large diameter tubing had yet been manufactured. It was this challenge that spawned a revolution in CT rig design, making way for "fit for purpose" hybrid coiled tubing drill rigs.

ADVANCEMENTS AND INNOVATIONS IN CTR DESIGN AND TECHNOLOGY

In 1997, the first generation Coiled Tubing Rigs (CTR's) were born out of a modified coiled tubing service rig. This modified rig addressed a few of the issues from past experiences. The rig was trailer mounted, improving its mobility and included a mast to run tubulars. These rig designs improved drilling and tripping times due to the elimination of tool joint connections. They also allowed for continuous fluid circulation, creating a smoother and more stable well bore while decreasing formation damage. These first generation rigs were also safer than conventional rigs. There were less people involved in the process on the drill floor, no derrick hand was required and there was no



Кабина управления гибридной кольтюбинговой установкой
Control cabin of CTR rig

воздействие на окружающую среду. К 2002 году только в Канаде было пробурено более 6200 новых скважин с использованием вышеупомянутых буровых установок первого поколения, при этом был продемонстрирован потенциал и преимущества, которые дает использование ГНКТ для бурения. Однако эти станки плохо подходили для бурения интервала ствола скважины под кондуктор и сохранялось ограничение по глубине бурения – не более 1000 метров.

В 1997 году, когда компания «Формост Индастриз» получила заказ на разработку и производство серии буровых установок с уникальной возможностью бурения на гибких НКТ, данная технология была запущена в серийное производство. Это привело к развитию второго поколения гибридных буровых установок, осуществляющих бурение на ГНКТ. В их конструкцию была добавлена система верхнего привода для упрощения бурения интервала ствола под кондуктор и механизированные мостки – автоматизированная система для выполнения операций с буровым инструментом, которые сделали установки с ГНКТ настоящими гибридными буровыми инструментами. Эти установки позволили повысить усилие инжектора до 54 тонн и усилие оборудования по осуществлению операций с буровым инструментом – до 90 тонн. В конструкцию были добавлены барабаны-накопители непрерывной колонны НКТ до 2100 метров ГНКТ диаметром 89 мм. Первые гибридные буровые установки, осуществляющие бурение на ГНКТ, были введены в эксплуатацию в 1999 году и сразу же обеспечили повышение эффективности производства. К концу 2002 года в Северной Америке работало 35 новых буровых установок второго поколения, осуществляющих бурение на ГНКТ. Позже компания «Формост Индастриз» стала сотрудничать с другими буровыми компаниями, создавая комплексные буровые установки, которые способны бурить как с гибкими НКТ, так и с обычными трубами с бурильными замками.

Развитие нынешнего, третьего поколения буровых установок с ГНКТ стало возможным благодаря дальнейшему увеличению усилия инжектора до 90 тонн и повышению усилия оборудования по осуществлению операций с буровым инструментом до 136 тонн. Для



requirement to join pipe. The rigs were also smaller and could be moved in compact loads, resulting in reduced environmental impact. By 2002, more than 6,200 new wells had been drilled in Canada using these first generation rigs, further demonstrating the potential and benefits of using coiled tubing technology. These rigs, however, were poorly suited for drilling surface holes, and were limited to drilling depths of less than 1,000 m.

In 1997, CT technology was commercialized when Foremost Industries was commissioned to engineer and manufacture a fleet of CTR's unique to the specific requirements of production drilling. This led to the development of second generation CTR's, which incorporated a top drive



Гибридная КТУ производства «Формост Индастриз»
CT rig, produced by Foremost Industries

увеличения надежности эксплуатации и в то же время сокращения объема технического обслуживания стало использоваться больше компонентов, работающих от источника переменного тока, были улучшены возможности и автоматизация операций с трубами с помощью использования устройств для механизированной подвески и развинчивания труб при спуско-подъемных операциях. Для обеспечения транспортабельности использовалось модульное исполнение, и были увеличены барабаны-накопители непрерывной колонны НКТ – до 3000 метров ГНКТ диаметром 89 мм.

Благодаря использованию этой конструкции был установлен мировой рекорд: с использованием нынешней технологии была пробурена скважина с длиной ствола 2476 метров.

На сегодняшний день «Формост Индастриз» разработал и произвел большинство гибридных буровых установок для бурения с использованием ГНКТ большого диаметра – до 31/2 дюйма (89 мм). Гибкие трубы являются одной из самых быстроразвивающихся областей нефтепромыслового бурения. Они обладают как практическими, так и экономическими преимуществами; с повышением эффективности применения непрерывных ГНКТ скорость проходки 250 метров в час стала обычным явлением. Кроме того, ствол скважины остается в лучшем состоянии, так как скорость проходки постоянна и не

system to facilitate the drilling of surface holes, and the implementation of the powered cat walk, an automated tubular handling system, thereby evolving CTR's into true hybrid drilling units. These units had increased injector capacities, up to 54 tonne, and hoisting capacities, up to 90 tonne, and included a coiled tubing storage reel, with capacities up to 2,100 m of 89 mm diameter tubing. The first Hybrid CTR's went into service in 1999 and immediately delivered improved production. By the end of 2002, 35 second generation CTR's were operating in North America and Foremost Industries collaborated with other drilling companies, on new and custom Hybrid CTR design configurations.

The development of the current, third generation CTR's have been met by further increasing injector capacities, up to 90 tonne, and increased tubular hoisting capabilities, up to 136 tonne. More A/C driven components are utilized, which improve the reliability of these units while simultaneously reducing maintenance, and greater pipe and tool joint handling capabilities through automation. Transportable loads are still maintained through modularized construction and storage reel capacities have been increased up to 3,000 m of 89 mm diameter tubing. A record depth of 3,034 m using 89 mm OD has been achieved using this design.

To date, Foremost has designed and manufactured the majority of Hybrid Coiled Tubing Rigs for drilling with large diameter coil up to 3-1/2' (89 mm). Coiled tubing is one of the fastest growing areas of oilfield drilling. It has both practical and economic benefits; with the increased efficiency of the continuous coil, penetration rates of 250 meters per hour are commonplace. In addition, well bores are left more stable as the penetration rate is consistent and not subject to the problems associated with starting and stopping circulation while making connections.

Hybrid CTR technology not only allows for a variety of drilling applications, but the technology also allows drilling in more diverse formations. Risks of formation damage are reduced as fluid leakoff is avoided by utilizing underbalanced drilling techniques. Production strings can be installed under pressure, without killing the well, and tripping times are reduced because Coiled Tubing has no connections to make or break. This technology also allows drilling to be accomplished safely and effectively in vertical, deviated or horizontal wells.

Foremost Hybrid CTRs are also useful in well logging, well testing and other applications with down-hole conveyance tools. Strings with electric lines can be run to tools, which can identify and

подвержена проблемам, связанным с началом и прекращением циркуляции при создании соединений.

Технология гибридных буровых установок с бурением на ГНКТ предусматривает использование не только в различных видах бурения, но и в разнообразных продуктивных пластах. При этом низок риск повреждения пласта, так как утечка жидкости предотвращается благодаря использованию технологии бурения на депрессии. Обсадные колонны могут быть установлены под давлением, без глушения скважины, и время спуско-подъемных операций сокращается, так как ГНКТ не имеют бурильных замков, которые могут сломаться. Эта технология также позволяет безопасно и эффективно осуществлять бурение в вертикальных, наклонных или горизонтальных скважинах.

Гибридные буровые установки производства компании «Формост» с бурением на ГНКТ также применяются для каротажа, испытаний скважин и при других видах деятельности, связанных со средствами транспортировки в наклонных скважинах. Колонны с силовыми линиями могут быть подсоединены к приборам, определяющим и прогнозирующим реологические свойства и производящим стресс-анализ и анализ прочистного отверстия при подключении к компьютерам с аналитическими программами. С начала 2000 до конца 2008 года в Северной Америке было пробурено более 30 000 скважин с применением ГНКТ. Этот опыт доказал, что гибридные буровые установки больше не являются чем-то диковинным, а представляют собой важнейший инструмент и ключевую технологию для применения в непрерывающемся процессе добычи энергоносителей.

ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЛАНЫ

Совместно с несколькими крупными буровыми компаниями «Формост Индастриз» продолжает работу над улучшением эксплуатационных характеристик и возможностей гибридных буровых установок, осуществляющих бурение посредством ГНКТ. Являясь одним из лидеров отрасли в разработке и производстве гибридных буровых установок, «Формост» ориентируется на сотрудничество с нацеленными на инновации заказчиками, способствующее дальнейшему совершенствованию технологии бурения с применением ГНКТ. ☉



*Гибридная кольтюбинговая установка на промысле
CT rig on the field*

predict flow characteristics, and conduct stress analysis and cleanout analysis when connected to computers with analysis software. From the beginning of 2000 to the end of 2008, more than 35,000 wells have been drilled in North American using coiled tubing, proving that CTR's are no longer a fad or curiosity, but have become a primary service and a key technology in the hunt for energy.

ON THE HORIZON

Foremost Industries, in conjunction with several major drilling contractors, continues to develop and improve capacities of hybrid coiled tubing drilling rigs. As the industry leaders in the design and manufacture of Hybrid Coiled Tubing Rigs, Foremost continues to be committed to working with innovative customers to further the development of coiled tubing drilling. ☉



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 колтюбинговые 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

Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16

E-mail: foremost@comail.ru

Web-site: www.foremost.ca (доступна русская версия)

Чтобы самолеты не падали, а... So planes didn't fall, and...

...Огненные языки не вырывались из нефтегазовых скважин, люди придумали правила безопасности. Правила безопасности формируют строгую систему, регламентирующую, например, технические требования к воздушным судам, железнодорожному транспорту, строительным конструкциям, – ко всем потенциально опасным объектам, которые человек использует в своей деятельности. Но если никому уже, кажется, не нужно объяснять, к каким последствиям приводит использование неоригинальных запчастей в гражданской авиации, других областях человеческой деятельности, такое всеобщее понимание серьезности вопроса встречается, увы, не повсеместно.

Строжайшие правила безопасности приняты и в нефтегазовой отрасли. Нефтяные и газовые скважины, а также сопутствующее технологическое оборудование подпадают под действие Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Оборудование, эксплуатируемое на опасном объекте – нефтяных и газовых скважинах (в том числе и оборудование для бурения и ремонта скважин), находится также в области действия Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) и подконтрольно Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

Основным инструментом Ростехнадзора в недопущении несоответствующего оборудования на опасные производственные объекты является контроль наличия у производителя (поставщика) двух важных документов: сертификата соответствия и разрешения на применение на каждый тип оборудования. Территориальные органы Ростехнадзора регистрируют и допускают к работе оборудование только при наличии данных документов. Ведь допуск к работе несоответствующего требованиям безопасности технологического оборудования может привести к экологическим катастрофам и даже человеческим жертвам, а также к огромным финансовым потерям.

Однако встречаются случаи, когда все эти неукоснительные правила попросту игнорируются. Об одной такой запутанной истории, берущей начало в 2005 году и незавершенной до сих пор, мы вам расскажем.

Все началось с того, что одна из нефтегазовых компаний заключила договор с посреднической фирмой на поставку двух блоков превенторов производства одного из ведущих производителей нефтегазового оборудования. Именно наличие посреднической компании и дало возможность

...F iery flames didn't break out from oil wells, people invented security rules. The security rules are a strict system regulating technical requirements to aerial vehicles, railroad transport, building constructions and other potentially hazardous things used in human activity. While nobody seems to need explanations about the repercussions of the use of imitative spare parts in civil aviation, the other fields of human life can not boast of such unanimous sense of gravity of the problem.

O&G industry also has strict security rules. Oil and gas wells and the technological equipment involved in production are regulated by the federal law "On Industrial Safety of Hazardous Manufacturing Sites". The equipment used at a hazardous site (like oil and gas wells) also falls within "Security Rules in Oil and Gas Industry" (SR 08-624-03) and are controlled by Federal Service for Ecological, Technological and Atomic Supervision (RTN).

The principal instrument of RTN in preventing the inconsistent equipment from getting to hazardous industrial sites is requirement of two important documents (code certificate and permit for every type of equipment) from manufacturer or supplier. The regional RTN bodies register and approve the use of equipment, only when these two documents are presented. The approval of equipment inconsistent with requirements of technological safety can lead to environmental catastrophes, human victims and substantial financial losses.

Yet, there are cases, when these abiding rules are ignored. We'd like to tell you a tangled case story, which started in 2005 and is still unfinished.

It began, an O&G company signed a contract with dealer on supply of 2 sets of preventers, produced by one of the leading producer of O&G equipment. Due to the emergence of a mediating company, there appeared a muddy pond, where somebody tried to catch "a fish"...

After supply it found out that the preventers were unworkable. It should be noted that blowout equipment is always tested before launch. The very first test showed that preventers don't maintain the pressure. Naturally, a question

образоваться тому мутному пруду, в котором кое-кто пытался поймать рыбку...

На этапе поставки выяснилось, что блоки неработоспособны. Напомним, что перед пуском в работу противовыборосовое оборудование проходит обязательное тестирование. Первое же испытание показало, что давления превенторы не держат. Естественно, встал вопрос о возврате денежных средств или замене товара. Была привлечена независимая экспертиза, которая дала заключение, цитируем: «при разборке превентора визуальным осмотром было обнаружено:

1. Все корпуса плашек имеют на рабочих поверхностях глубокие задиры до 0,8 мм.
2. Все рабочие поверхности корпуса превентора, сопрягаемые с плашками, имеют задиры с наплывами металла от корпусов плашек.
3. Манжеты глухих и трубных плашек разрушены.

Техническим руководством было принято решение о физико-химических испытаниях корпусов плашек и корпуса превентора. Испытания показали, что все корпуса плашек, установленные в превентор, изготовлены из материала марки 10X23H18, соответственно твердость корпусов плашек по HRC 18 ед. Корпус превентора изготовлен из материала марки 35ХГСА, твердость по HRC около 9 ед. Корпуса плашек, приложенных в качестве ЗИПа, изготовлены из материала марки 35ХГСА и обладают твердостью по HRC 34–36 ед., о чем имеется соответствующий протокол испытаний». А согласно конструкторской документации, твердость материала должна укладываться в диапазон от 18 до 23 ед. по HRC.

Естественно, одновременно был направлен запрос производителю. И тут начинается самое интересное. Производитель поднял свои архивы, и выяснилось, что блоки превенторов с такими номерами по документам никогда не проходили!

Увы, разбирательства, экспертизы и слушания длились долго, но конечный потребитель заказанных блоков превенторов до сих пор так и не получил.

Подделки похожи на оригинальные изделия лишь внешне, но никак не по функциональности. Оригинальные сборочные узлы и ответственные детали имеют маркировку изготовителя (в виде маркировочной таблички либо нанесенную на тело детали ударным способом), которая включает обозначение узла, порядковый производственный (серийный) номер и год изготовления. Также имеется паспорт (формуляр, этикетка) на узел, в котором приведена необходимая техническая информация, указан серийный номер узла, даны гарантии изготовителя и заявление о том, что данная продукция пригодна к эксплуатации. Все это подтверждено подписью руководителя

of returning the money or replacing the product came up. An independent expertise was invited, which gave the following conclusion. “During visual check of the preventer it was found out that:

1. All the rams have deep scorings (up to 0.8 mm) on their working areas.
2. All the working areas of the preventers' bodies, adjoined to the rams, have scorings with metal flow from the rams' bodies.
3. The joints of the blind and pipe rams are destroyed.

The technical administration decided to make physical and chemical testing of the bodies of the rams and preventer body. The tests showed that all the bodies of the rams installed in the preventer are made of material 10X23H18 and the hardness of the bodies is 18 points according to HRC classification. The body of the preventer is made of material 35ХГСА, and its harness according to HRC classification is 9 points. The bodies of SPTA rams are made of material 35ХГСА and their NRC hardness is 34–38. The data are confirmed by the test certificate”. In

Подделки похожи на оригинальные изделия лишь внешне, но никак не по функциональности.

The forgeries resemble the original details only in appearance, but not in their functions.

compliance with the design documentation, the hardness of the material should fall within the range of 18–23 points according to HRC scale.

Naturally, an inquiry to the producers was sent. That is where the interesting part begins. The producer consulted its archives and found out that preventers with such specifications have never been documented!

Unfortunately, the expertise and hearings lasted very long, but the customer hasn't received the ordered preventers so far.

The forgeries resemble the original details only in appearance, but not in their functions. The original mounting assemblies and important details have the marking of the producer (a neck label or numbers impacted in the details). The data usually include the unit initials, the sequential production number and year of manufacture. There is also a passport (form, label) for the assembly, specifying the necessary technical information, providing guarantees of the producer and operational capability statement. All this is confirmed by the signature of the head of the producing company and

предприятия-изготовителя и заверено печатью. Причем паспорт должен быть в оригинале, копии паспорта не допускаются и являются недействительными. Паспорта на ответственные детали и узлы, работающие под высоким давлением, в обязательном порядке должны иметь отметку об испытаниях пробным гидравлическим давлением с указанием величины пробного давления и времени выдержки под ним. Также оригинальные ответственные сборочные узлы и детали имеют сертификат соответствия в Системе сертификации ГОСТ Р на соответствие требованиям нормативных документов, действующих в нефтяной и газовой промышленности. Но в случае наличия любых сомнений самым правильным действием будет обратиться к производителю с запросом, выпускалось ли данное оборудование.

Мы обратились в Ростехнадзор с вопросом о том, каким образом действуют госорганы при выявлении подделок нефтегазового оборудования, а также применения нелегальных запасных частей для проведения ремонта оборудования. И получили от ответственного сотрудника ответ, что при обнаружении фактов применения при ремонте оборудования, используемого в нефтегазовой отрасли, контрафактных запчастей (нарушение п. 1.5.10 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности) данные факты квалифицируются как внесение изменения в конструкцию оборудования эксплуатирующей организацией со всеми вытекающими обстоятельствами, а именно – выдача предписания на остановку эксплуатации и проведение экспертизы. Однако в ряде случаев подобные факты без помощи производителей оборудования, экспертных организаций или просто информации «с мест» выявить достаточно сложно.

Остается ответить на классический вопрос: что делать? По возможности покупать оборудование непосредственно у хорошо себя зарекомендовавших производителей, а не прибегать к услугам посредников. Особенно, если предыстория их деятельности неизвестна, а репутация не подтверждена авторитетными рекомендациями и официальными документами. А если вдруг (кое-где, порой...) случаются подобные истории, не замалчивать их, а выводить недобросовестных партнеров на чистую воду.

Эта история поучительна не только для ее непосредственных участников. Учитывая, что описанный случай не типичен ни для потребителя, ни для производителя, мы не раскрываем имен действующих лиц. Потому что надеемся, что подобное не повторится нигде и никогда.

А если повторится, пишите нам по адресу cttimes@cttimes.org, и мы откроем рубрику «Без масок» о недобросовестных партнерах. ☺

Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»

sealed. The passport should be original. Copies of passport are invalid and are not acceptable. Passports for important details and assemblies operating under high pressure should have a note of testing with trial hydraulic pressure. The level of the trial pressure and injection boost time should be specified. The important original mounting assemblies and details have certificates of correspondence to the regulation standards of oil and gas industry in GOST certification system. But in case of any doubts, the best way to act is to inquire the producer, whether the given equipment was really produced.

We asked RTN, how state authorities respond to cases of finding forgeries in O&G equipment

Что делать? По возможности покупать оборудование непосредственно у хорошо себя зарекомендовавших производителей.

What shall we do? If it is possible buy the equipment directly from well-reputed producers.

and application of unlicensed spare parts for equipment service. The designated responsible employee replied that upon discovery of forged spare parts in O&G equipment service (violation of p. 1.5.10 of the Security rules in oil and gas industry), the case is classified as item design change with all the arising circumstances that is an order to stop the operation and hold an expertise. Yet, in some cases such facts can be hardly revealed without assistance of the equipment producers, expert organizations or any information from the site.

What shall we do? If it is possible buy the equipment directly from well-reputed producers and not some mediators, especially when the record of the latter is unknown and their reputation isn't confirmed by heavyweight recommendations and official documents. And if you happen to learn about such cases, don't conceal them, but show the unfair partners in their true colors.

The history is interesting not only for its participants. Because it is not typical for a manufacturer and client we didn't tell their names here. We also believe that such problem will not happen again.

If the case recurs, write us to the address cttimes@cttimes.org and we start new column "Without disguise" about untrusted partners. ☺

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

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

SIMPLE. EFFICIENT. RELIABLE.

Swellfix is a global leader in swellable elastomer technology - a dynamic, yet simple solution for cement protection, zonal isolation and inflow control in horizontal and vertical wells. Swelling packers significantly improve well performance - increasing output and decreasing water intrusion. Highly reliable and extremely cost effective, Swellfix swelling packers are the natural choice for your wells.



SPEAK TO EXPERTS. SWELLFIX.COM

Moscow 495 518 9721 ext. 2501. info@swellfix.com

Makers of

DynaFORM™
SWELLING PACKERS

DynaSET™
SWELL SLEEVES

**На вопросы наших читателей
отвечает доктор технических
наук, технический директор
ЗАО «Химеко-ГАНГ» Л.А. Магадова**

**Lubov Abdulayevna Magadova,
Doctor of Eng. Sc., Technical
Director of Khimeko-GANG is
answering our readers questions**

Л.А. Магадова окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «технология основного органического и нефтехимического синтеза».

С 1999 года работает в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, в настоящее время является заместителем директора Института промышленной химии и техническим директором ЗАО «Химеко-ГАНГ».

Во время работы во ВНИИ, а затем РМНТК «Нефтеотдача» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина участвовала в разработке технологий по повышению нефтеотдачи пласта и увеличению производительности скважин, является соавтором более 70 научных публикаций и 30 изобретений. Лауреат премии правительства Российской Федерации в области науки и техники за 2000 год. В 1999 году защитила кандидатскую диссертацию на тему «Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептур термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири».

В 2007 году защитила докторскую диссертацию на тему «Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта».



L.A. Magadova graduated from Gubkin Moscow Petrochemical & Gas Industry Institute, where she had studied organic and petrochemical synthesis technology.

She has worked in Gubkin Russian State University of Oil and Gas since 1999. At the moment Magadova is a Deputy Director of the Institute of Oilfield Chemistry and a Technical Director of Khimeko-GANG.

Magadova took part in development of technologies to enhance production and recovery at VNIST, Nefteotdacha company and Gubkin University. She is a co-author of 70 scientific publications and 30 inventions. Magadova was a laureate of Russian governmental premium in science and technology in 2000.

In 1999 Magadova defended a master's thesis: "Improvement of Hydraulic Fracture Technology with Heat-Proof Fracturing Fluids for Terrigenous Reservoirs of Western Siberia".

In 2007 she defended a doctoral dissertation "Development of Fracturing Fluids Based on Oil and Water for Improvement of Hydraulic Fracture".

При проведении ГРП обычно используются полисахаридные жидкости разрыва. Какие преимущества и недостатки жидкостей для ГРП на полисахаридной основе?

Полисахаридные жидкости для ГРП наиболее безопасны и дешевы, поскольку для их приготовления используется вода. Однако необходимо учитывать, что, попадая в терригенный коллектор, пресная вода может вызвать набухание глин. В то же время использование минерализованной пластовой воды, которая не вызывает набухания глин, не всегда возможно из-за сложности гелирования полисахаридного загустителя,

Polysaccharide fracturing agents are traditionally applied for fracturing operations. What are the advantages and disadvantages of polysaccharide-based fracturing fluids?

Polysaccharide fracturing fluids are the safest and the cheapest, as they are based on water. Yet, it is necessary to take into account that, as it gets into terrigenous reservoir, the fresh water may prompt clay swelling. Meanwhile, the use of mineralized formation water, which does not bring about clay swelling, is not always possible because of the

чувствительного к многовалентным катионам, содержащимся в пластовой воде.

Некоторые компании, например Clearwater, предлагают специальные добавки к пресной воде для снижения набухания глин. Однако наши исследования (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) показали недостаточную эффективность этих добавок. Лишь увеличение содержания стабилизатора глин NCL-100 в составе водного геля с рекомендуемых 2-х до 10 л/м³ позволяет получить набухание бентонитовой (саригульской) глины, аналогичное набуханию в пластовой воде хлоркальциевого типа плотностью 1012 кг/м³. Добавка же к пресной воде значительно более дешевого хлорида калия в количестве 20 кг/м³ позволяет решить все проблемы с набуханием глин. Поэтому для работы в высокочувствительном к воде заглинизированном коллекторе необходимо для приготовления жидкости ГРП использовать пресную воду с добавкой хлорида калия.

Известно применение сухого и жидкого деструктора для водного полисахаридного геля. Какой деструктор, на Ваш взгляд, наиболее предпочтителен?

Сервисные компании применяют несколько типов деструкторов – перекисные деструкторы, капсулированные деструкторы, ферменты. Преимущественно используются деструкторы перекисного типа – персульфаты аммония, натрия или калия. Для дозирования в процессе ГРП деструкторы перекисного типа предварительно растворяют в воде. Необходимо отметить, что персульфат аммония имеет наибольшую растворимость в воде, поэтому более популярен. Однако концентрированные водные растворы таких активных сред, как растворы деструктора перекисного типа приводят к сильной коррозии дозаторов, которые просто выходят из строя.

Из опыта применения наиболее предпочтительна шнековая дозировка деструктора, а при малых количествах рекомендуется его сухая смесь с хлоридом калия.

В настоящее время компании все чаще начинают применять сшиватель с замедленной сшивкой. В чем преимущества этого сшивателя?

Преимущества сшивателя с замедленной сшивкой заключаются в том, что при закачке в скважину значительно снижаются потери на трение, поскольку вязкость геля возрастает постепенно и максимальное значение вязкости достигается на забое скважины. При высокой скорости закачки проппант остается во взвешенном состоянии. В то же время за счет снижения потерь на трение значительно снижаются устьевые давления, что в большей степени гарантирует успешность проведения процесса. ☉

complications with polysaccharide jellifying. The latter is sensitive to multivalent cations, present in the formation water.

Some companies, for instance, Clearwater, suggest using special additives to fresh water reducing clay swelling. Yet, our researches (Gubkin Russian State Oil & Gas University) showed insufficiency of these additives. Only increase in clay stabilizer NCL-100 content in water gel from the recommended 2 l/m³ up to 10 l/m³ allows receiving the bentonitic (Sarigukhsy) clay swelling equal to the level of swelling in the formation water of calcium-chloride type with the density of 1012 kg/m³. At the same time, adding 20 kg/m³ of cheap potassium chloride into the fresh water allows settling all the problems with clay swelling. That is why working in mudded reservoir, sensitive to water, needs fresh water with potassium chloride to be prepared as fracturing fluid.

Cases of applying dry and liquid destructor for water polysaccharide gel are known. What destructor is, in your opinion, more suitable?

Service companies apply several types of destructors: peroxide destructors, pellet destructors, enzymes. Peroxide destructors (ammonium, sodium and potash persulfates) are used more frequently. For dosage during operations fracturing, the peroxide destructors should be preliminary dissolved in water. It is necessary to point out that ammonium persulfate is better dissolved in water. That is why it is more popular. Yet, highly concentrated water solutions of such aggressive media as peroxide destructor solutions bring about strong corrosion of dosing tools leading to their breakage.

Experience suggests that auger-type dosage of the destructor is the most suitable. When it's the case of little amount, dry mixture with potassium chloride is recommended.

At the moment companies tend to adhere to linkers with deferred linkage. What are the advantages of this linker?

The advantage of a linker with deferred linkage is that it reduces friction loss, when it is pumped into the well, since gel viscosity increases gradually and the maximal viscosity is recorded at bottomhole level. High speed of pumping makes the proppant remain in suspended state. At the same time lower friction loss results in lower well mouth pressures, and this is a better guarantee of a successful operation. ☉

РАСТВОРИМОСТЬ ПРОППАНТА марки ForeProp (фракция 16/30) в различных кислотных составах

DISSOLVABILITY OF PROPPANT ForeProp (fraction 16/30) in various acid compositions

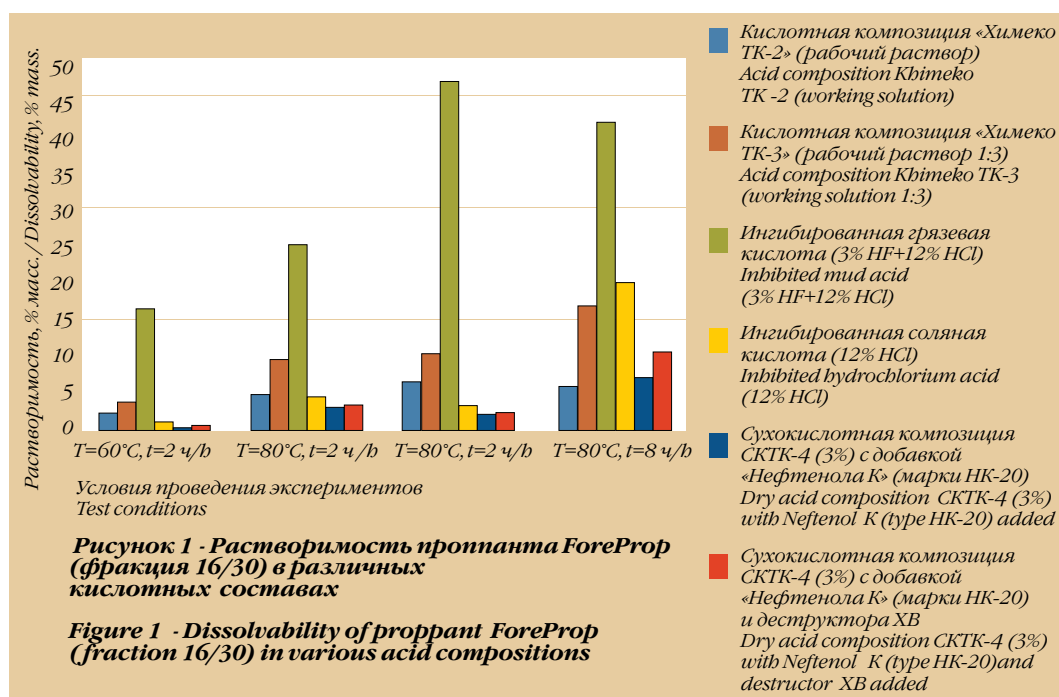
М.Д. ПАХОМОВ, Н.С. МАРКОВА, М.М. МУХИН, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
M.D. PAKHOMOV, N.S. MARKOVA, M.M. MUKHIN, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

В лаборатории «ПАВ и кислотные системы для нефтедобычи» Института промышленной химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по оригинальной методике были проведены исследования по растворимости проппанта марки ForeProp (фракция 16/30) в различных кислотных составах.

Для определения растворимости проппанта марки ForeProp (фракция 16/30) 2 г проппанта, взвешенные с погрешностью 0,0001 г, помещали в тefлоновый стакан с крышкой и нагревали до температуры испытания. После этого добавляли расчетное количество кислоты, также нагретой до температуры испытания. Объем кислоты должен был превышать в 2,5 раза численное значение площади поверхности исследуемого проппанта. Для определения площади поверхности проппанта измеряли длину, занимаемую определенным количеством частиц проппанта, ровно уложенных в одну линию с погрешностью 0,1 мм.

The laboratory “Drilling mud surfactants and acid systems for oil production” of the Institute of Field Chemistry at Gubkin Russian State University of Oil and Gas conducted original researches of dissolvability of proppant ForeProp (fraction 16/30) in various acid compositions.

In order to define the dissolvability of proppant ForeProp (fraction 16/30) 2 g of proppant, weighed to a precision of 0.0001 g was placed in a lidded teflon glass and heated up to the test temperature. After that the estimated amount of acid, heated up to the test temperature, was added. The amount of acid



Считали, что частицы проппанта имеют форму шара. Исходя из количества измеренных частиц, находили диаметр одной. Далее рассчитывали площадь ее поверхности и площадь поверхности, которую имеют все измеренные частицы. Зная площадь поверхности измеренных частиц и их массу, была найдена площадь поверхности, занимаемой навеской проппанта, взятой для испытания.

Проппant выдерживали в кислотных составах при заданной температуре (60 °C и 80 °C) в течение двух и восьми часов. После этого навеску проппанта и кислоты фильтровали через фильтр, доведенный до постоянной массы, и промывали дистиллированной водой в количестве не менее 250 мл. Фильтры с проппантом доводили до постоянной массы, после чего рассчитывали количество растворенного кислотой проппанта.

Полученные данные приведены на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, наибольшей активностью обладает грязевая кислота. Однако при температуре 80 °C и выдержке 8 часов на графике наблюдается снижение растворимости

should acid the numerical value of the surface area of the tested proppant by 2.5 times. In order to define surface area of the proppant, the length of proppant particles evenly lined to a precision of 0.1 mm was measured. The particles of the proppant are believed to have the form of a globe. On the basis of the number of the particles the diameter of one particle was calculated. Then they defined the area of its surface and the area of surface covered by all measured particles. Knowing the surface area of the measured particles, we could calculate the surface area of the proppant weigh, taken for the test.

The proppant was exposed to the impact of acid compositions under the estimated temperature (60 °C and 80 °C) during 2 and 8 hours. After that the proppant weigh was filtered through a filter of constant weight and washed by purified water in the amount of at least 250 ml. After reaching the constant weight of proppant filters the amount of proppant dissolved by the acid was calculated.

The obtained data are supplied in Figure 1.

Figure 1 suggests that mud acid has the highest



Рисунок 2 – Растворимость проппанта в грязевой кислоте при температуре 80 °C и выдержке 8 часов:
а) проппант до исследования;
б) проппант после исследования – видны следы вторичного осадкообразования – белый налет на проппанте

Figure 2 – Dissolvability of proppant in mud acid under the temperature of 80 °C and exposure during 8 hours:
a) proppant before the research;
b) proppant after the test – traces of secondary precipitation (white taint on the proppant) are seen

проппанта с грязевой кислотой по сравнению с растворимостью при температуре 60 °C, что на самом деле связано с образованием вторичных осадков. Исследования проводились гравиметрическим методом, выпадение вторичных осадков увеличивало массу проппанта после опыта. Выпадение вторичных осадков после растворения проппанта в грязевой кислоте иллюстрирует рисунок 2.

Выводы. Для интенсификации скважин после ГРП недопустимо использовать грязевую кислоту, также высока растворимость проппанта и в 12%-й соляной кислоте.

Наиболее предпочтительно использование рабочих растворов кислотных композиций «Химеко ТК-2» и «Химеко СК ТК-4». ●

activity. Yet, the dissolvability of proppant in mud acid under the temperature of 80 °C and exposure during 8 hours is lower than under the temperature of 60 °C. This is explained by the formation of secondary precipitation. Gravity method was applied in the researches and secondary precipitation increased the mass of proppant after the test. Secondary precipitation after dissolving proppant in mud acid is shown at Figure 2.

Conclusions. Mud acid shall in no way be used for well stimulation after HF. The probability that proppant will be dissolved in 12% hydrochloride acid is also very high.

The use of working solutions of acid compositions “Khimeko-TK-2” and “Khimeko SK TK-4” is more preferable. ●

ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ, СОХРАНЯЮЩИЕ КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА

KILLING AND WASHING FLUIDS PRESERVING RESERVOIR CHARACTERISTICS OF THE FORMATION

Л.А. МАГАДОВА, М.А. СИЛИН, Е.Г. ГАЕВОЙ,
В.Л. ЗАВОРОТНЫЙ, Д.Ю. ЕЛИСЕЕВ,
Российский государственный университет нефти и газа
им. И.М. Губкина, ЗАО «Химеко-ГАНГ»

L.A. MAGADOVA, M.A. SILIN, E.G. GAEVOY,
V.L. ZAVAROTNY, D. YU. YELISEEV,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas,
Khimeko-GANG

Самой массовой операцией с использованием химических реагентов является операция глушения скважин. Применение качественных жидкостей глушения (ЖГ), ингибированных для предотвращения набухания глинистых минералов, коррозии, образования нерастворимых в воде солей и устойчивых водонефтяных эмульсий позволяет сохранить коллекторские свойства пластов.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработаны комплексы растворов глушения, которые позволяют не только сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, но также безопасно проводить текущий и капитальный ремонт скважин, при этом значительно сокращая затраты на раствор глушения.

Все растворы глушения можно разделить на два вида:

- растворы с контролем поглощения;
- растворы с контролем продуктивности.

Растворы с контролем поглощения позволяют ограничить фильтрацию солевых растворов глушения в пласт и не снизить продуктивность скважины после ремонта.

Растворы с контролем продуктивности – это стандартные солевые растворы глушения, которые содержат определенное количество химических присадок, позволяющих минимизировать негативное влияние жидкости глушения на дальнейшую эксплуатацию скважины. Обычно такие растворы очень мало отличаются по стоимости от солевых растворов, но при этом значительно сокращают риск снижения продуктивности скважины и повышения обводненности ее продукции.

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ ПОГЛОЩЕНИЯ

В процессе глушения скважин с низким забойным давлением, а также скважин, в призабойной зоне которых

Killing wells is the most frequent operation with the use of chemical reagents. The application of quality killing fluids (KF), inhibited for stabilizing clay, preventing corrosion, emergence of infusible salts and enduring inverted emulsions, allows preserving reservoir characteristics of the formation.

Complexes of killing fluids were developed in Gubkin Russian State University of Oil and Gas. It allows not only preserving the reservoir characteristics of the formation, but also to increase the safety of well workover and remediation jobs and decrease the costs of the killing fluids.

All killing fluids can be divided into two categories:

- solutions with absorption control;
- solutions with productivity control.

Solutions with absorption control allow limiting filtration of salt killing fluids in the formation and keep the well productivity after workover on the same level.

Solutions with productivity control is a standard salt killing fluid containing a certain amount of chemical additives providing for minimal negative impact of the killing fluid on further exploitation of the well. Usually such solutions cost as much as other salt fluids, while they bring down the risks of endangering well productivity and increasing the rate of water in the product.

WELL KILLING TECHNOLOGY WITH ABSORPTION CONTROL

The process of killing wells with low BHP and wells with natural or artificial bottomhole fractures (produced by hydrofracturing) is accompanied by intensive absorption of salt solution. It doesn't only

содержатся естественные или искусственные трещины (вследствие проведенных ГРП), происходит интенсивное поглощение солевого раствора.

Поглощение солевого раствора приводит не только к увеличенному расходу жидкости глушения, но также может вызвать необратимое снижение продуктивности скважины и рост обводненности.

При глушении скважин применяется несколько вариантов технологий глушения:

- с полной заменой скважинной жидкости на раствор глушения;
- с частичной заменой скважинной жидкости на блокирующую пачку ЖГ, перекрывающую на 200–300 м интервал перфорации. Оставшуюся часть скважины заполняют пластовой или минерализованной водой (блокирующая технология).

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ВЫСОКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ, В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, ПОСЛЕ ГРП

Для глушения скважин в высокопроницаемых пластах необходимы жидкости, обладающие повышенной вязкостью и низкой фильтрацией. Полисахаридные жидкости для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров [1]. При добавлении сшивающих агентов полисахаридный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины.

Полисахаридный водный гель термостабилен при пластовой температуре до 100 °С, если необходимо, может иметь низкую вязкость, что важно для бесперебойной работы ЭЦН, отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким поверхностным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину.

Для получения полисахаридных гелей используются реагенты комплекса гелирующего «Химеко В», выпускаемого ЗАО «Химеко-ГАНГ»: гелеобразователь ГПГ-3, сшивающий агент СП-РД, боратный сшиватель – БС-1 и биоцид «Биолан».

В качестве водной основы для приготовления полисахаридных жидкостей глушения используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

ПСЖГ практически не загрязняет продуктивный пласт, что подтверждается экспериментальными исследованиями. Как видно из рисунка 1, фильтрация геля ПСЖГ в пористую среду начинается только при перепадах давления более 6,0 МПа.

ПСЖГ обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам. Увлажняющая

results in the increased consumption of killing fluid, but may also prompt irreversible production loss and increased watering.

Several technologies are used for killing wells:

- full replacement of well fluid with killing fluid;
- partial replacement of well fluid with blocking pack of KF closing 200–300 m of perforation interval. The rest part of the well is filled with formation or mineralized waters (blocking technology).

KILLING HIGH-PERMEABILITY WELLS IN FRACTURED RESERVOIRS AFTER HYDROFRACTURING

Fluids of high viscosity and low filtration are necessary for killing wells in high-permeability formations. Polysaccharide well killing fluids (PSKF) on water or salt-aqueous base are gels produced from modified guar [1]. When thickening agents are added, the polysaccharide gel turns into a single thick structure effectively blocking large pores and fractures.

Polysaccharide water gel is heat-proof with the formation temperature under 100 °C. If it is necessary, it may have low viscosity, which is important for undisturbed operation of the electric submersible pump. It has low filtration and the filtrate has low boundary tension, diminishing its resistance to flow of oil into the well.

Polysaccharide gels are produced from reagents of gel producing complex Khimeko V, manufactured by Khimeko-GANG, consist of gelling agent GPG-3, thickening agent SP-RD, borate thickening agent BS-1 and biocide Biolan.

Fresh industrial or bottom water with low content of multivalent cations (≤ 500 mg/l) is used as a water base for producing polysaccharide killing fluids. In order to make it denser, mineralizing salts with monovalent cations like potash chloride or sodium may be added.

PSKF makes very little contamination in the productive formation, which was proved by experimental researches. Figure 1 suggests that filtration of PSKF gel into the porous medium begins only when the pressures fall exceeds 6.0 MPa.

PSKF has good clay inhibiting effect. The moisturizing property of PSKF (assessed according to RD 39-2-813-82) $PO = 0,05-0,1$ cm/h, and clay swelling rate (according to Zhigach-Yarov) $W = 0,01-0,02$ cm/h, which is enough for keeping the productivity $OP > 0,94$.

Starting from 2002 the PSKF is applied in various oil and service companies at Russian fields: RN-Purteftegaz, Varieganneft, Slavneft-Megionneftegaz,

способность ПСЖГ (оцененная по РД 39-2-813-82) $\text{ПО} = 0,05\text{--}0,1$ см/час, а скорость набухания глины (по Жигачу-Ярову) $W = 0,01\text{--}0,02$ см/час, что достаточно для обеспечения сохранения продуктивности $\text{ОП} > 0,94$.

Начиная с 2002 года полисахаридная жидкость глушения широко применяется в различных нефтяных и сервисных компаниях на месторождениях РФ – ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Варьеганнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Оренбурггазпром», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» и др. [2, 3].

В 2002–2008 гг. в ООО «РН-Пурнефтегаз» было проведено более 800 операций глушения добывающих скважин с использованием ПСЖГ. Необходимо отметить, что работы проводились в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые терригенные коллекторы с пластовой температурой $80\text{--}95^\circ\text{C}$, со склонными к набуханию глинами, глушение в которых водно-солевыми растворами значительно снижало дебит нефти, увеличивало обводненность пласта, а время вывода скважины на режим составляло от одной до нескольких недель. Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ПСЖГ в скважинах, имеющих высокий газовый фактор (от 300 до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$), – на Харампурском месторождении (Северный и Южный купол).

Глушение с применением ПСЖГ проводилось с использованием комбинированной замены скважинной жидкости (расход жидкости $3\text{--}5 \text{ м}^3$, а в скважинах с высоким газовым фактором – $5\text{--}8 \text{ м}^3$ на одну скважину). Плотность полученного раствора составляла $1,02\text{--}1,18 \text{ г}/\text{см}^3$. Скважины подвергались различным видам текущего ремонта: проводилось освоение скважины после ГРП с установкой ЭЦН, установка ШГН, смена ШГН, установка ЭЦН, смена ЭЦН, смена ЭЦН на ШГН и наоборот. При этом во всех случаях был получен стабильный положительный результат.

Анализ вывода скважин на режим после глушения с ПСЖГ по результатам обработок 102 скважин, проведенных на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз», показал, что средний дебит нефти на одну скважину был увеличен на $3,6 \text{ т}/\text{сут}$, при этом средняя обводненность на одну скважину увеличилась лишь на $0,7\%$, а средняя продолжительность вывода

Urengoigazprom, Orenburggazprom, LUKoil – Western Siberia, NTC GEOTECHNOKIN and so on.

In 2002–2008 RN-Purneftegaz applied PSKF in over 800 production wells killing operations. It should be noted that the works were done in the wells, drilled in low-permeability terrigenous reservoirs with the formation temperature $80\text{--}95^\circ\text{C}$ and clays tending to swell. Salt-aqueous solutions used to kill such wells substantially decrease oil flow rate, increase the abundance of water in the formation, and it took one or several weeks to make the well operational. It should be noted that killing with PSKF was successful in wells with high gas factors (from 300 till $1,000 \text{ м}^3/\text{т}$) at Harampur Field (Northern and Southern domes).

Killing wells with PSKF was performed with the use of combined substitution of well fluid (fluid consumption $3\text{--}5 \text{ м}^3$, $5\text{--}8 \text{ м}^3$ per well in well with high gas factor). The density of the obtained solution was $1.02\text{--}1.18 \text{ г}/\text{см}^3$. The wells are subjected to various types of remediation jobs: well development after hydrofracturing with ESP installation, installation of sucker rod pump (SRP), replacement of SRP, installation of ESP, replacement of ESP, replacement of ESP by SRP and vice versa. Stable positive results were obtained in all these operations.

The analysis of making the wells operational after filling them with PSKF at 102 wells of Purneftegaz fields showed that the average oil flow rate per 1 well increased by $3.6 \text{ т}/\text{day}$. The average water rate per 1 well increased just by 0.7% and the average term of making the wells operational was 2.2 days per 1 well. Figure 2 represents changes in the content of water in the production (vol. %) before and after service in 2002–2007 (the analysis includes 569 well killing operations).

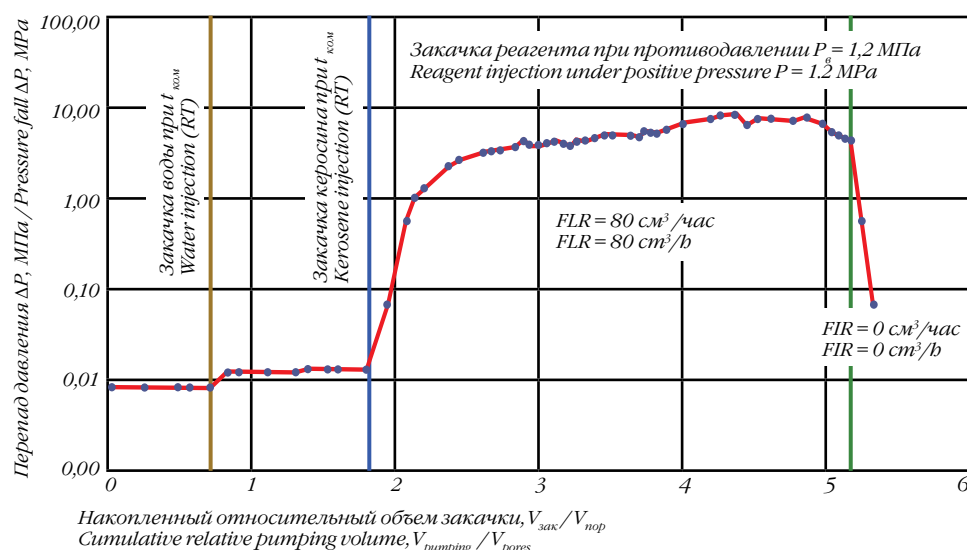


Рисунок 1 – Изменение перепада давления при закачке ПСЖГ при температуре 85°C
Figure 1 – Changes in Pressure Fall while Pumping PSKF with the Temperature of 85°C

скважины на режим составила 2,2 суток на одну скважину. На рисунке 2 представлено изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2002–2007 гг. (анализ включает 569 операций глушения скважин).

ГЛУШЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

При глушении скважин с низким пластовым давлением необходимо, чтобы жидкость глушения обладала низкой плотностью и в то же время обеспечивала противодействие на пласт на протяжении всего ремонта.

Для решения данной проблемы ЗАО «Химеко-ГАНГ» совместно со специалистами ООО «Оренбурггазпром» разработан аэрированный гель («твердая пена»), который обладает малой плотностью и низкой фильтруемостью, что позволяет использовать данный состав на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД) [4].

Технология глушения «твердой пеной» заключается в одновременной закачке в скважину гелеобразователя совместно с азотом (или другим инертным газом) и раствора сшивателя. В результате происходит образование объемной структуры с высокими структурно-механическими свойствами и низкой плотностью, что обеспечивает высокую эффективность при глушении газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

Состав раствора гелеобразователя:

- биоцид «Биолан» 3 л на 50 м³;
- гелеобразователь ГПГ-3 6,0 кг/м³;
- комплексный ПАВ Нефтенол ВВД 1,0 л/м³.

Состав раствора сшивателя:

- сшивающий агент СПРД 6,0 л/м³;
- боратный сшиватель БС-1,3 4,0 л/м³.

В случае наличия в газовой скважине сероводорода в раствор сшивателя необходимо ввести 10–20 л/м³ поглотителя сероводорода – диэтаноламина.

Промысловые испытания на газовых месторождениях ООО «Оренбурггазпром», проведенные по технологии глушения «твердой пеной», показали успешность технологии. Глушение проводилось с полным заполнением ствола скважины «твердой пеной». После регламентированного отстоя в течение 12 часов и стравливания газовой шапки давление в затрубном и трубном пространстве составило 0 атм.

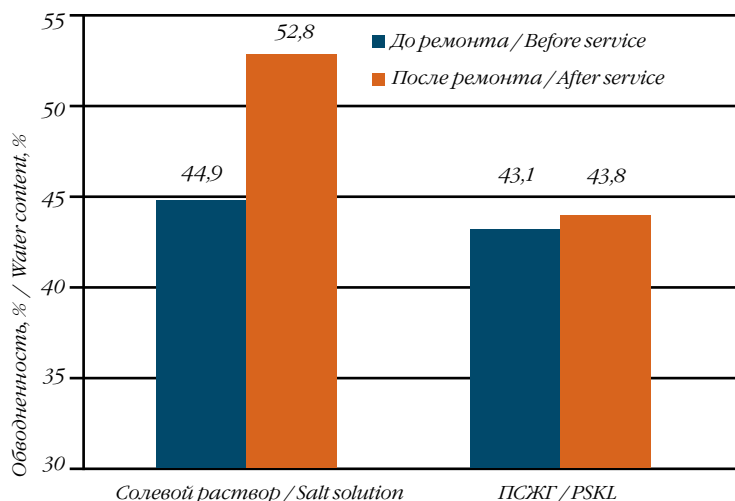


Рисунок 2 – Изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2002–2007 гг.

Figure 2 – Changes in Water Content in the Product (vol. %) Before and After Well Service in 2002 – 2007

KILLING GAS AND GAS CONDENSATE ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE WELLS

While killing abnormally low formation pressure wells the killing fluid should have low density and at the same time provide for back pressure during the whole service period.

In order to manage this problem Khimeko-GANG and Orenburggazprom designed an aerated gel (“solid foam”), having low density and filterability, which allows using it on gas and gas condensate fields abnormally low formation pressure (ALFP) [4].

The technology of killing with solid foam implies simultaneous pumping of gelling agent with nitrogen (or other inert gas) and thickening agent. It results in a bulk structure with high structural-mechanical properties and low density producing highly efficient killing of ALFP gas and gas condensate wells.

Composition of gelling agent:

- biocide Biolan 3 l per 50 m³;
- gelling agent GPG-3 6.0 kg/m³;
- complex surfactant Neftenol VVD 1.0 l/m³.

Composition of thickening agent:

- thickening agent SPRD 6.0 l/m³;
- borate thickening agent BS -1.3 4.0 l/m³.

When there is hydrogen disulfide present in the well, it is necessary to introduce 10–20 l/m³ of hydrogen sulphide scavenger – DEA.

Test on gas fields of Orenburggazprom held according to solid foam killing technology, proved the efficiency of the technology. During the killing the borehole of the well was completely filled with solid foam. After specified sedimentation during 12

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ В СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ И ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ

Решение проблем сохранения коллекторских свойств пластов должно быть комплексным. Если проблема будет решена на стадии заканчивания скважин строительством и не решена на стадии эксплуатации, то она практически останется не решенной.

Одним из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах является научно обоснованный выбор жидкости глушения, что может привести к одновременному восстановлению проницаемости нефтяного пласта, повышению продуктивности скважины и дополнительному отбору нефти из нее.

Например, известно, что продуктивность снижается после глушения одних и тех же скважин пластовыми водами на 10–20%, растворами CaCl_2 – на 14% и увеличивается с применением растворов на углеводородной основе на 16–30%. При этом гидродинамические исследования свидетельствуют об изменении проницаемости коллектора в первых двух случаях в сторону ее уменьшения на 10–25%, а для жидкостей на углеводородной основе в сторону ее увеличения на 11–31%.

В ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана жидкость глушения на основе обратных эмульсий – ЖГ-ИЭР.

При продавке жидкости глушения на основе обратных (инвертных) эмульсий ЖГ-ИЭР в пласт возможно не только создать непроницаемый экран, предотвращающий попадание солевого раствора при глушении нефтяных и газовых скважин, но также провести промывку забоя и другие работы, связанные с использованием технологических жидкостей на водной основе.

В состав жидкостей глушения ЖГ-ИЭР входят углеводородная фаза – нефть или дизельное топливо, содержащая эмульгаторы «Нефтенол НЗ» или «Нефтенол НЗб», или эмульгатор МР, и водная фаза – вода, минерализованная различными солями (хлориды натрия, калия, кальция и др.). В зависимости от соотношения фаз и степени минерализации регулируется вязкость и плотность обратной эмульсии [5].

Состав, плотность и технологические параметры ЖГ-ИЭР уточняются для каждого конкретного месторождения. В отличие от ПСЖГ ЖГ-ИЭР можно использовать при температурах более 100 °С.

С 2000 по 2008 год в различных районах Западной Сибири (Губкинский, Ноябрьск, Сургут, Мегион и Нижневартовск) было проведено более 2500 операций глушения добывающих скважин с использованием жидкости глушения на основе инвертных эмульсий (ЖГ-ИЭР). Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ЖГ-ИЭР в зимнее время на скважинах Тарасовского месторождения.

hours and bleeding gas-cap, the pressure in annular and tube space was 0 atm.

KILLING TECHNOLOGIES IN WELLS WITH HIGH FORMATION PRESSURE AND TEMPERATURE

Solution to the problem of keeping reservoir properties of the formation should be all-inclusive. There is no point in managing the problem on the completion stage and neglecting it at the operational stage.

One of the ways of improving the quality of well service works is science-based choice of killing liquid, which can lead simultaneously to the restored permeability of oil formation, better productivity and additional recovery.

It is known that productivity is going down by 10–20% after killing wells with formation waters, by 14% after using CaCl_2 and increases by 16–30%, when solutions on hydrocarbon base are used. Hydrodynamic researches state that in the first 2 cases the reservoir permeability goes down by 10–25% and increases 11–31%, when fluids on hydrocarbon base are used.

Khimeko-GANG devised a killing fluid based on invert emulsions – KF-IER.

When a killing fluid based on invert emulsions KF-IER is forced into the formation, it is possible to create an impermeable barrier against salt solutions during killing oil and gas wells. It also provides for bottom washing and other operations involving technological fluid on water base.

KF-IER consists of hydrocarbon phase – oil or diesel fuel containing emulsifiers Neftenol NZ or Neftenol NZb or MR and water phase – water, mineralized with various salts (chlorides of sodium, kalium, calcium etc.). Viscosity and density of invert emulsion depend on correlation of phases and degree of mineralization [5].

The composition, density and technical parameters of KF-IER are specified for each field. Unlike PSKF, KF-IER can be used in temperatures over 100 °C.

More than 2500 well killing operations with the use of KF-IER have been performed in various regions of Western Siberia (Gubkinsky, Noyabrsk, Surgut, Megion and Nizhnevartovsk) from 2000 through 2008. It should be remarked that the successful killing operations with KF-IER were held at the wells of Tarasov field in winter time.

WELL KILLING TECHNOLOGIES WITH PRODUCTIVITY CONTROL

Water-salt solutions penetrate the bottomhole zone during the conventional well killing. While contacting rock minerals, oil and formation water, they may seriously affect the well productivity. The

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ ПРОДУКТИВНОСТИ

При стандартном глушении скважин в призабойную зону пласта проникают водные солевые растворы, которые при взаимодействии с минералами породы, нефтью и пластовой водой могут оказывать значительное влияние на продуктивность скважины. Основными осложняющими факторами после глушения скважины водными растворами являются:

- образование водной блокады;
- образование водонерастворимых солей;
- образование стойких водонефтяных эмульсий;
- набухание глинистых минералов.

Использование различных ингибиторов и химических добавок позволяет значительно сократить риск снижения продуктивности после глушения скважин и вывести скважину после ремонта на запланированный режим работы.

К глушению скважин в низкопроницаемых пластах, довольно часто содержащих большое количество глинистых минералов, необходимо подходить наиболее тщательно, так как использование в таких пластах стандартных водных растворов глушения приводит к значительному снижению продуктивности, восстановление которой повлечет за собой дополнительные затраты времени и средств.

Применение в качестве ингибирующей добавки многофункционального ПАВ «Нефтенала К» позволяет решить следующие проблемы:

- снизить набухаемость глинистых материалов;
- предотвратить образование стойких водонефтяных эмульсий;
- снизить коррозионную активность солевого раствора.

Были проведены фильтрационные тесты по оценке восстановления проницаемости пористых сред при моделировании глушения скважин. Для опытов брались образцы кернов, характеризующихся гидрофильностью и гидрофобностью, и определялась проницаемость образцов по воздуху. Далее образцы насыщали водой и проводили вытеснение керосином, нефтью, ПАВ и снова нефтью. В течение всего периода определялись показатели проницаемости и коэффициент восстановления проницаемости по нефти. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Для гидрофильных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости после закачки жидкости глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» равен 0,72. Это связано с гидрофобизирующими свойствами данного ПАВ, а гидрофобизация поверхности крупных и средних поровых каналов резко уменьшает количество зашлепленной в них воды в процессе дренирования и тем самым способствует более полному восстановлению фазовой проницаемости по нефти.

principal complicating factors after killing wells with water solutions include:

- water blockades;
- built-up of water insoluble salts;
- build-up of steady water-in-oil emulsions;
- swelling clay minerals.

The use of various inhibitors and chemical additives cut the risk of decreased productivity after well killing and make the well operational soon after service.

Killing wells in low-permeability formations that often contain a large amount of clay minerals should be carried out in a thorough manner, since the use of conventional water killing solutions in such formations brings about serious productivity slump. Its restoration requires additional time and resources.

The application of multifunctional surfactant Neftenol K as inhibiting additive allows solving the following problems:

- reduce clay swells;
- prevent the emerge of steady water-oil emulsions;
- curb the corrosion activity of salt solutions.

Filtration tests for assessing the permeability restoration in porous mediums were made during well killing modeling. The researchers took samples of cores with hydrophilic and hydrophobic behavior and the air permeability of the samples was measured. Then the samples were filled with water, which then was pushed out by kerosene, oil, surfactant and oil once again. During the whole period the coefficients of restoring permeability for oil were calculated. The results of the experiment are summed up in Table 1.

In hydrophilic reservoirs the coefficient of restoring permeability, after the killing fluid with 4% of Neftenol K was pumped, was 0.72. This is explained by hydrophobic properties of the surfactant. Surface hydrophobization of large and small porous channels significantly reduce the amounts of water, accumulated in them during the drainage and contribute to better restoration of phase oil permeability.

In hydrophobic reservoirs coefficient of permeability restoration after pumping killing fluid with 4% Neftenol K added was 0.875.

Table 2 demonstrates the impact of Neftenol K on the corrosion activity of killing fluid. The solution of sodium chloride with the density of 1.18 g/cm³ was applied as a well killing fluid.

Table 2 suggests that Neftenol K produces a protecting impact diminishing the corrosion activity of sodium chloride solution by more than 2 times.

Для гидрофобных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости после закачки жидкости глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» составил 0,875.

Test application of killing fluid with Neftenol K on the fields of Western Siberia provided for effective prevention of water accumulation in the production wells after service. Figure 3 represents

Таблица 1 – Влияние водных растворов «Нефтенала К» на проницаемость гидрофильного коллектора

Table 1 – Influence of Neftenol K Water Solutions on Permeability of Hydrophilic Reservoir

№ опыта № of experiment	Проницаемость по воздуху, мД Air permeability, mD	Проницаемость по нефти (фазовая) при связанной воде, мД (Phase) permeability for oil with interstitial water, mD		Коэффициент восстановления проницаемости Permeability restoring coefficient	Реагент Agent
		До воздействия Before treatment	После воздействия After treatment		
1	188	0,383	0,223	0,58	Жидкость глушения на основе CaCl_2 CaCl_2 – based killing fluid
2	135	0,361	0,258	0,72	Жидкость глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» Killing fluid with 4% of Neftenol K added

В таблице 2 представлены результаты влияния добавки «Нефтенала К» на коррозионную агрессивность раствора глушения. В качестве жидкости глушения использовался раствор хлористого натрия с плотностью 1,18 г/см³.

Из таблицы 2 следует, что «Нефтенал К» оказывает защитное действие, снижая коррозионную агрессивность раствора хлористого натрия более чем в 2 раза.

changes in water share in the product before and after treatment.

The analysis included wells, where the downhole equipment was replaced without changing the type and productivity of the pump.

Khimeko-GANG produced a dry brand Neftenol K (SNK-30) for working in hard-to-reach fields, where there are no stock facilities for keeping chemical agents.

Таблица 2 – Влияние добавки «Нефтенала К» на коррозионную активность солевого раствора глушения

Table 2 – Impact of Neftenol K on Corrosion Activity of Salt Killing Fluid

Жидкость глушения Killing Liquid	Дозировка ПАВ («Нефтенала К»), % Surfactant share (Neftenol K), %	Скорость коррозии, г/м ² /час Corrosion rate, g/m ² per hour	Время опыта Time of experience	Защитное действие, % Protective activity, %
Раствор хлористого натрия, $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$ Solution of sodium chloride, $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$	–	0,17	6	
	4	0,08	6	53

Опытное применение растворов глушения с добавлением «Нефтенала К» на месторождениях Западной Сибири позволило эффективно бороться с ростом обводненности в добывающих скважинах после ремонта. На рисунке 3 представлено изменение обводненности продукции скважин до и после ремонта.

В анализе участвовали скважины, в которых производилась смена подземного оборудования без изменения типа и производительности насоса.

TECHNOLOGY OF WASHING AND KILLING WELLS WITH SELF-GENERATED FOAM SYSTEM

One of the methods of developing gas, gas condensate and oil wells is application of self-generating foam systems (SGFS) [6].

The application of SGFS for forcing out the washing fluids provides for effective well development without a nitrogen unit. The self-generating foam system is produced from SGFS composition and fresh technical water.

Для работы на труднодоступных месторождениях, где нет специализированных баз хранения химических реагентов, ЗАО «Химеко-ГАНГ» выпускает сухую марку «Нефтенола К» (СНК-30).

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩЕЙСЯ ПЕННОЙ СИСТЕМЫ

Одним из способов освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин является применение самогенерирующейся пенной системы (СГПС) [6].

Применение СГПС для вытеснения промывочной жидкости позволяет эффективно освоить скважину без использования азотной установки. Для получения самогенерирующейся пенной системы применяется композиция СГПС и пресная техническая вода.

Добавление в состав СГПС, содержащей растворы неорганических солей – пеногенератора и активатора, генерирующих выделение азота, поверхностно-активного вещества – пенообразователя, – позволяет катализировать процесс выделения азота без вредных примесей (окислов азота), получить устойчивую мелкодисперсную пену и тем самым увеличить эффективность освоения скважин.

В качестве водной основы для приготовления СГПС используется пресная техническая вода (pH=6–7).

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН

При промывке скважин после ГРП стандартными растворами происходит интенсивное поглощение, к тому же стандартные растворы промывки не обладают достаточной вязкостью и пескоудерживающей способностью, что не позволяет эффективно выносить загрязнения с забоя скважины.

Для решения данных проблем в ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана промывочная жидкость для удаления из забоя скважины проппантовых пробок. Промывочная жидкость обладает следующими преимуществами:

- высокая песконесущая способность;
- низкая фильтруемость в пласт;
- низкие потери на трение при прокачке через трубы малого диаметра.

Состав промывочной жидкости на 1 м³:

- | | |
|--------------------------|---------------|
| • гелеобразователь ГПГ-3 | 4,00–6,00 кг; |
| • сшиватель СП-РД | 4,00–6,00 л; |
| • биоцид «Биолан» | 0,06 л. |

Объем жидкости, необходимой для промывки скважины от проппанта, рассчитывается по следующей формуле:

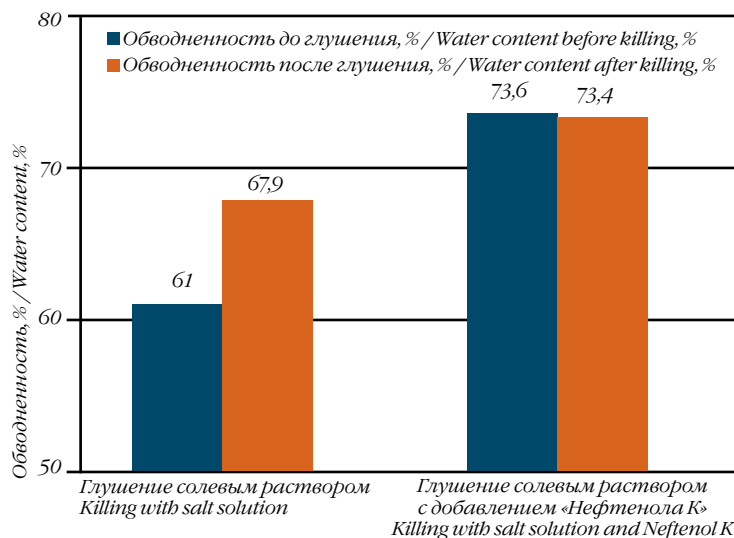


Рисунок 3 – Изменение обводненности продукции скважин до и после ремонта

Figure 3 – Changes in Water Rate of the Production Before and After Service

SGFS consists of inorganic salts solutions (a foaming agent and an activator), which catalyze nitrogen emission. Addition of the foaming agent surfactant allows catalyzing nitrogen emission without harmful additives (nitrogen oxides), obtaining steady fine foam and thus improving well development.

The water base of SGFS consists of fresh technical water (pH=6–7).

ABSORPTION WELLS WASHING TECHNOLOGY

When the walls are washed with standard solutions after hydrofracturing, an intensive absorption is observed. Besides, the conventional washing solutions don't have enough viscosity and sand retaining ability and can't effectively remove the contamination from the well bottom.

In order to solve the problems, Khimeko-GANG developed a washing fluid for removing proppant plugs from the bottomhole. The washing fluid has the following advantages:

- high sand retaining ability;
- low filtration in the formation;
- low friction losses while pumping through low diameter pipes.

The composition of washing liquid per 1 m³:

- | | |
|--------------------------|---------------|
| • gelling agent GPG-3 | 4.00–6.00 kg; |
| • thickening agent SP-RD | 4.00–6.00 l; |
| • biocide Biolan | 0.06 l. |

The following formula is used to calculate the volume of liquid necessary for washing the wall from proppant:

$$V_{п.ж.} = V_{в.о.э.ж.} + V_{о.л.т.} + V_{запас.},$$

где $V_{п.ж.}$ – необходимый объем промывочной жидкости, м³;

$V_{о.л.т.}$ – объем, необходимый для заполнения трещины ГРП (может быть рассчитан по формуле: $V_{о.л.т.} = (0,3 \div 0,4) \times \text{вес закачанного проппанта}$), м³;

$V_{в.о.э.ж.}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³;

$V_{запас.}$ – объем жидкости для непредвиденных случаев (может быть рассчитан по формуле $V_{запас.} = (0,1 \div 0,2) \times \text{вес закачанного проппанта}$), м³.

Плотность промывочной жидкости определяется в каждом конкретном случае с учетом забойного давления. При выборе плотности промывочной жидкости необходимо иметь в виду, что в результате гидростатическое давление не должно превышать забойное более чем на 5–10%. Плотность промывочной жидкости может регулироваться от 1,00 до 1,15 г/см³.

Промывочная жидкость обладает следующими свойствами:

- потери давления при прокачке через колтюбинг диаметром 60,3 мм составляют не более 0,007 атм/м;
- градиент давления начала фильтрации на модели пористой среды проницаемостью 2 мкм² составляет 20 МПа/м;
- песконесущая способность промывочной жидкости составляет 100–300 кг на 1 м³ промывочной жидкости;
- скорость осаждения проппанта диаметром до 1 мм составляет не более 0,01 м/мин.

После отделения промывочной жидкости от проппанта возможно ее повторное использование.

Применение данной технологии на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» позволило повысить эффективность выноса проппанта в скважинах после ГРП. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления. Патент РФ №2246609/ Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 20.02.2005, бюл. №5.
2. Опыт применения комплекса «Химеко-В» в технологиях ГРП и глушения скважин / Е. Курятников [и др.] // Нефть и капитал. – 2004. – №2. – С. 2–3.
3. Исследование воздействия жидкостей глушения и кислотных растворов на заглинизированные терригенные коллекторы / Т. В. Хисметов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. – С. 92–95.
4. Способ глушения скважин с аномально низким пластовым давлением. Патент РФ №2330942 / Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 10.08.2008, бюл. №22.
5. Эмульгатор инвертных эмульсий. Патент РФ №2200056 / Р. С. Магадов [и др.] // Опубликовано 10.03.2003, бюл. №7.
6. Пенообразующий состав для освоения и промывки скважин и способ его применения. Патент РФ №2250364 / Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 20.04.2005, бюл. №11.

$$V_{wf} = V_{iips} + V_{bff} + V_{reserve}$$

where V_{wf} – the necessary amount of washing fluid, m³;

V_{bff} – the amount necessary for filling the HF produced fracture, which can be calculated by using the formula: $V_{bff} = (0,3 \div 0,4) \times \text{weight of proppant}$, m³;

V_{iips} – inner volume of the production string, m³;

$V_{reserve}$ – the volume of liquid for unprecedented cases, which can be calculated by the formula: $V_{reserve} = (0,1 \div 0,2) \times \text{weight of proppant}$, m³.

The density of the washing fluid is specific to the BHP. When the density of the washing fluid is selected, it is necessary to take into account that hydrostatic pressure should exceed BHP by no more than 5–10%. The density of washing fluid may be regulated within 1.00–1.15 g/cm³.

Washing liquid has the following properties:

- losses of pressure during pumping through the coiled tubing with the diameter of 2³/₈ inch shouldn't exceed 0,007 atm/m;
- early filtration pressure differential on a porous medium model with permeability of 2 mkm² is 20 MPa/m;
- sand bearing ability of the washing fluid is 100 – 300 kg per 1 m³ of the washing fluid;
- the fall velocity for proppant with the diameter under 1 mm is no more than 0.01 m/min.

After the washing fluid is separated from the proppant it can be used again.

The application of the technology on the fields of Surgutneftegaz raised the efficiency of proppant backflow after hydrofracturing. ☉

REFERENCES

1. Composition of Polysaccharide Gel for Killing Wells and Its Production Method. Patent of the RF №2246609 / L. Magadova et al // Published on 20.02.2005, bulletin №5.
2. The Experience of Using Khimeko-V Complex in Hydrofracturing and Well Killing Technologies / E. Kuryatnikov et al // Oil and Capital Journal. – 2004. – №2. – P. 2–3.
3. Research of Killing Fluids and Acid Solutions on Mudded Terrigenous Reservoirs / T. Khismetov et al // Oil Industry Journal. – 2007. – №3. – P. 92–95.
4. Killing Abnormally Low Formation Pressure Wells. Patent of RF №2330942 / L. Magadova et al // Published on 10.08.2008, bulletin №22.
5. Emulsifier of Invert Emulsions. Patent of RF №2200056 / R. Magadov et al // Published on 10.03.2003, bulletin №7.
6. Foaming Agent for Development and Washing Wells and Its Production. Patent of RF №2250364 / L. Magadova et al // Published on 20.04.2005, bulletin №11.

Комплекс оборудования для ГРП Fracturing Complex

- Fracpump Units
- Blender Unit
- Control Station
- Manifold Units
- Sand Feed Units



- Насосные установки
- Блендер
- Станция контроля управления
- Машина манифольдов
- Установка для подачи сыпучих материалов



СЛИЯНИЯ И ПОГЛОЩЕНИЯ: ASEP СТАНОВИТСЯ ЧАСТЬЮ NOV

8 апреля 2009 г. компания National Oilwell Varco (NOV) объявила о приобретении всего акционерного капитала ASEP BV.

Компания ASEP, головной офис которой находится в Нидерландах, является признанным лидером отрасли по производству сервисного оборудования, в частности установок с канатными лебедками и автолебедок, и имеет филиалы в Европе, на Ближнем и Дальнем Востоке, в Северной Америке.

По словам Джо Мак-Анэлли, президента подразделения NOV по производству оборудования для внутрискважинных работ, «приобретение ASEP стало еще одним шагом в реализации стратегии NOV по сохранению мирового лидерства в области производства и поставки полного спектра кабельного оборудования для нефтегазовой отрасли».

Сиетс Купманс, председатель ASEP, так комментирует событие: «Мы полагаем, что в нынешней непростой экономической ситуации этот шаг обеспечит стабильное будущее ASEP и ее сотрудникам, что в высшей степени отвечает интересам клиентов компании. Благодаря высоким экономическим показателям и широкому спектру комплиментарной продукции, NOV обладает финансовой стабильностью, которая, в дополнение к объединенному портфолио товаров и услуг двух компаний, создает предпосылки для продуктивной совместной деятельности, повышает качество клиентского обслуживания».

ASEP станет частью подразделения NOV по производству оборудования для внутрискважинных работ, дополнив своими технологическими решениями ассортиментный перечень NOV. Одним из брендов NOV является Elmar, лидер по производству кабельного спуско-подъемного оборудования. И Elmar, и ASEP известны высоким качеством своей продукции и инновационными решениями. Взаимодополняющий опыт двух компаний максимально увеличит их потенциал. Дэвид Бребнер, который будет отвечать за совместную деятельность Elmar и ASEP, заявил: «Подразделение будет называться NOV ASEP Elmar и будет представлять бренды NOV ASEP (канатные лебедки, автолебедки, подъемники) и NOV Elmar (оборудование для контроля устьевого давления при проведении исследований на кабеле и подъемные вышки). Очевидным преимуществом для наших клиентов станет возможность приобретения любого кабельного оборудования у одного производителя».



Слева направо: Джо Мак-Анэлли, президент подразделения NOV по производству оборудования для внутрискважинных работ; Дэвид Бребнер, вице-президент нового подразделения NOV; Сиетс Купманс, председатель ASEP; Фрейзер Иннес, главный исполнительный директор ASEP.

Left to right: Joe McAnally – President WISE Group NOV; David Brebner – Vice President of New NOV Division; Sietse Koopmans – Chairman ASEP; Fraser Innes – CEO ASEP.

MERGERS AND ACQUISITIONS: ASEP BECOMES PART OF NOV

On 8th April 2009 National Oilwell Varco (NOV) announced the acquisition of the entire share capital of ASEP BV.

With headquarters in the Netherlands, ASEP is the recognised industry leader in the manufacture of well servicing equipment, in particular wireline winch units and trucks, and has established facilities in Europe, M. East, F. East, and N. America.

According to Joe McAnally, President of NOV Well Intervention and Stimulation Equipment Group, “The acquisition of ASEP realizes the Corporate mission of NOV to be the world leader in the supply of a complete range of wireline product solutions to the Oil and Gas Industry.”

Sietse Koopmans, ASEP Chairman gives his comment: “During these difficult economic times we believe this step will help secure the future of ASEP, and its workforce, ultimately to the benefit of our customers. With a strong balance sheet and a range of complementary products NOV has the financial strength which, combined with the portfolio of Products and Services our two companies can jointly offer, brings the chance of real synergy, increased value and greater depth in support of our client’s activities.”

ASEP will form part of the NOV Well Intervention and Stimulation Equipment Division and will provide an important addition to the existing NOV brand portfolio that also includes NOV Elmar, the market leader in the design and manufacture of wireline pressure control equipment. Both ASEP and Elmar are known for their high quality, innovative products and have complementary expertise that will maximise their respective strengths. David Brebner, who will be responsible for the combined operations of both Elmar and ASEP, says: “The Division will be called NOV ASEP Elmar and will represent the brand names of NOV ASEP - which will cover Wireline winches, winch trucks and cranes and NOV Elmar which will cover Wireline pressure control equipments and masts. With

По словам Бребнера, слияния и поглощения в период экономического спада часто приносят стабильность, способствуют производственной интеграции. Усиливается потенциал объединяющихся компаний, любые трудности разрешаются оперативно и организованно. В результате новая организация успешно осуществляет деятельность в период спада и имеет хорошие шансы на развитие в случае улучшения экономического климата.

Новый глава совместного подразделения NOV ASEP Elmar также поделился своими прогнозами развития отрасли в целом: «Впервые отрасль столкнулась с таким глобальным экономическим кризисом, и мы видим, что спрос на сервисное оборудование напрямую зависит от цен на нефть. Я полагаю, что, если бы цены зафиксировались на отметке не менее 60–70 долларов за баррель, и если бы принесли результаты меры, принимаемые для стабилизации валютных рынков, в мировой нефтяной промышленности снова начался бы подъем. Спрос на нефть и газ не уменьшился вследствие мирового кризиса. Не сомневаюсь, что ситуация в отрасли изменится в лучшую сторону, как только мировая деловая активность снова возрастет». ☺

both Brands representing the ‘best in class’ it will allow our customers to satisfy their wireline equipments needs at a ‘1 stop shop’”.

According to Brebner, mergers and acquisitions in a downturn often bring increased stability into their relevant markets, whilst allowing for business integration to take place. “The result of which is to: maximise the strengths of both entities while allowing any weaknesses to be tackled and addressed in a speedy and disciplined manner. The end game is to allow the new entity to trade successfully through the downturn but be positioned to exploit the business opportunities when market recovery starts to manifest itself,” continues head of NOV ASEP Elmar.

David Brebner was also kind to share his opinion about the prospects of the industry in general: “I believe this is the first time the industry has had to cope with a truly global recession and whilst we are seeing peaks and troughs in the oil price being mirrored in equipment buying activity, I feel that if we have an oil price that stabilises at \$60-\$70 per barrel or more) plus successful results in the quantitative easing currently being adopted in some currency markets - then we may see the oil industry worldwide start spending and developing new opportunities.

The requirement for large amounts of oil and gas has not disappeared merely reduced as a reflection of the global slowdown. I have no doubt this will change when the global economy picks up speed again.” ☺

НИТРО

АКОР БН
 АКОР БН 100 АКОР БН 103
 АКОР БН 101 АКОР БН 104
 АКОР БН 102 АКОР БН 300

**ЗАЩИТИ
НЕФТЬ
ОТ ВОДЫ**

ООО "НПФ "Нитро" Тел./факс (861) 216-83-64; 216-83-64; 216-83-65; 210-04-12
www.nitpo.ru; e-mail: nitpo@nitpo.ru; nitpo@mail.ru

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАК СРЕДСТВО ВЫЖИВАНИЯ

NEW TECHNOLOGIES TO FACE THE CHALLENGE

31 марта – 1 апреля 2009 г. в г. Вудлендс (Техас) состоялись традиционная выставка и конференция по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, организованные Обществом инженеров-нефтяников SPE и Ассоциацией ICoTA. Несмотря на экономический кризис и снижение активности в отрасли, количество участников конференции, по признанию организаторов, было «не меньше, чем в прошлом году», а число компаний, представивших свои инновационные разработки на выставке, даже увеличилось.

2009 SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition was held in Woodlands, Texas, on March 31 – April 1. Despite challenging business environment and slow-down in the industry, the organizers were “very close to numbers they had last year”, as far as participants of the Conference are concerned, with even more companies introducing their innovative solutions at the Exhibition this year.

На конференции было представлено более 40 научно-практических докладов и презентаций. Работа проходила в нескольких секциях: инновационные решения и новейшие разработки, характеристики и свойства материалов, зарезка боковых стволов, кольтюбинговое бурение: ГРП и работы на шельфе.

Настоящим событием первого дня конференции стал доклад специалистов Шлюмберге и Talisman Malaysia, представленный П.Е. Парта – «Успешное применение гибкой трубы с распределенной термочувствительностью, снабженной волоконно-оптическим кабелем, и данных по давлению для диагностики причин падения добычи в подводной нефтяной скважине». В работе рассматривается пример из практики в Южно-Китайском море: измерение давления и распределения температур позволили определить параметры коллектора и движение жидкости, вызывавших снижение добычи в морской горизонтальной скважине. До настоящего времени точечный характер скважинных измерений исключал эффективное использование данных и интерпретацию событий. Однако инженеры Шлюмберге усовершенствовали данную технологию, дополнив ее возможностью проводить измерение температуры по всей длине ствола скважины – так называемое

More than 40 papers were presented at the Conference. The presentations were made at a number of technical sessions: Innovative Solutions and Latest Developments, Material Performance and Behavior, Milling and Drilling, CTD: Fracturing and Subsea.

Schlumberger and Talisman Malaysia paper “A Successful Application of Fiber-Optic-Enabled Coiled Tubing With Distributed Temperature Sensing (DTS) Along With Pressures to Diagnose Production Decline in an Offshore Oil Well”, presented by P.E. Parta, was quite an event of the first day of the Conference. The paper features a field example of a horizontal well in the South China Sea, where pressure and distributed temperature measurements enabled understanding of reservoir characteristics and fluid movement causing production hindrance in an offshore horizontal well. The point-measurement nature of sensors made it difficult to make sense of collected data and interpret the events. But it recently evolved to include the capability of performing temperature measurements along the length of the wellbore, thus distributed temperature sensing. No longer just limited to a point measurement, this evolution becomes possible through the use of a fiber-optic enable CT string. By performing DTS

распределенное измерение температуры с использованием гибкой трубы, снабженной волоконно-оптическим кабелем. Распределенное измерение температуры позволяет получить данные по приемистости и параметры продуктивного пласта.

Работу сессии «Характеристики и свойства материалов» открыл доклад Halliburton «Сравнение расчетной гидродинамики эрозии гибкой трубы в зоне притока от барабана до инжектора» (М. Бейли и др.), посвященный новым возможностям изучения прохождения потока через гибкую трубу. В последнее время все более широкое применение находит расчетная гидродинамика, которая позволяет создавать структуру потока, фиксировать изменение скорости движения флюида, режимы вторичного потока и эрозию. В работе сравниваются результаты моделирования эрозии с применением расчетной гидродинамики и фактические эксплуатационные характеристики. Соответствие этих данных позволяет сделать вывод об эффективности расчетной гидродинамики при составлении прогнозной модели эрозии гибкой трубы.

В докладе «Более безопасная, быстрая и надежная разработка месторождения с применением инновационного колтюбингового оборудования для морских платформ» (Р. Бургос и др., Шлюмберже) изучается необходимость совершенствования существующих колтюбинговых установок для работы на шельфе. В отличие от наземных колтюбинговых работ монтаж оборудования для операций на шельфе значительно затруднен. Морские колтюбинговые установки обычно компонуются как отдельные модули, требующие сборки перед проведением любых внутрискважинных работ. На основании анализа данных по качеству сервиса, а также пожеланий операторов и потребителей была предложена модифицированная колтюбинговая установка. Основные изменения связаны с улучшением качества сервиса, сокращением времени проведения скважино-операций, уменьшением логистических и эксплуатационных издержек.

Л. Кастро из BJ Services представил работу «Оптимизация самых распространенных



measurements, characterization of the injectivity or productivity profile can be achieved.

Technical session “Material Performance and Behavior” was opened by Halliburton paper “Comparison of Computational Fluid Dynamics of Erosion in Coiled Tubing on Reel-to-Injector Flow Area” (M. Bailey et al), devoted to new opportunities of getting knowledge about the actual flow through the CT. In recent years computational fluid dynamics (CFD) is being used to gain further knowledge while saving the costs of capital and resource investment for testing. CFD can also generate flow patterns, fluid-flow velocity profiles, secondary-flow regimes, and erosion. This paper compares the actual data to the CFD generated solution. Once the data has been validated, the CFD solution can be used to enhance a CT predicting model.

The paper “Safer, Faster and More Reliable Operations With Next-Generation Offshore Coiled Tubing Unit” (R. Burgos et al, Schlumberger) highlights the need for fit-for-profit units, particularly offshore. Unlike land-based CT operations where integration is straightforward, the issues of equipment packaging for offshore integration is daunting. Offshore CT units (CTU) are typically packaged as separate modules with components that require integration before any well intervention activity can begin.

колтюбинговых операций в США: результаты разбуривания на депрессии более чем 60 композитных пробок на месторождении Пайсеан». Появление методов интенсификации добычи на многопластовых месторождениях вызвало растущий спрос на средства разобщения пластов, такие как мосты и пробки. Разбуривание композитных пробок с использованием колтюбинга и гидравлических забойных двигателей – один из самых эффективных методов в отрасли. Если позволяют свойства пласта, достаточно успешно используется разбуривание на репрессии. Однако бурение на депрессии с использованием азота для улучшения циркуляции создает дополнительные трудности. В докладе обобщается опыт более 60 операций по разбуриванию композитных пробок на депрессии на месторождении Пайсеан (Колорадо). Представленные результаты показательны по той причине, что операции проводились на одном и том же месторождении с использованием гидравлических забойных двигателей, фрез, колтюбинга и другого оборудования одного и того же типоразмера.

В фокусе стендового доклада «Использование колтюбинга в скважинах с повышенным содержанием H_2S и CO_2 : мировые тенденции» (Р. Хэмпсон и др., Halliburton) – основные проблемы, возникающие при применении гибких труб в скважинах с повышенным содержанием H_2S и CO_2 , а также практические решения, применявшиеся в разных странах. Скважинные флюиды, содержащие кислотные газы, могут вызывать коррозию гибких

The current CTU is the product of evolution, based on review and analysis of service quality data and field user and customer input. Several innovations were incorporated into the design to deliver on the project objectives, including SQ incident reduction, rig-up time reduction, reduced logistic burden, maintainance cost reduction.

L. Castro from BJ Services presented a paper “Optimizing the Most Common CT Operations in the US: Findings From More Than 60 Composite Frac Plugs Underbalanced Milling Operations in the Piceance Basin”. The advent of multi-zone stimulation techniques has created an increasing need for zonal isolation devices, such as bridge and frac plugs. Milling composite frac plugs (CFP) using coiled tubing and positive displacement motors (PDM) is one of the most common and effective methods in the industry. Where formation properties allow, overbalanced CFP milling is routinely performed with high degrees of success. However, underbalanced milling operations that use nitrogen as a circulation aid pose additional challenges. This paper presents the lessons learned from over sixty underbalanced CFP milling operations performed in the Piceance Basin. The results shown are uniquely relevant due to the fact that the operations involved in this study were performed within the same field, using the same type and size of PDM, mill, CFP, and CT.

The poster presentation “Working With Coiled Tubing in H_2S and CO_2 Wells: A Global Perspective” (R. Hampson et al, Halliburton) is focused on

various problems associated with working with CT in H_2S and CO_2 wells and the best practice taken from locations working regularly with H_2S and CO_2 in locations all over the world. Oilfield production fluids containing the acid gases can be corrosive to CT because of the resultant lowering of the pH of the aqueous phase. This paper shows the equipment, chemical inhibitor, quantity and method of inhibitor application, and other precautions taken to carry out the work safely and successfully. An alternative approach to using SSC inhibitors has been demonstrated in Kazakhstan and Canada. Before any subsequent perforating work, the well is bullheaded to push any H_2S back into the reservoir, allowing CT operations to be done in clean fluid that has been pumped into the well, which prevents corrosion.



труб из-за результирующего снижения уровня pH в водной фазе. В работе описывается оборудование, технологии применения химических ингибиторов и другие мероприятия, призванные обеспечить безопасность и эффективность работ. Альтернативный подход с применением специальных ингибиторов использовался в Казахстане и Канаде. Перед проведением перфорации скважина обрабатывалась таким образом, чтобы вытеснить всю H_2S обратно в коллектор. Эта технология позволяет проводить операции с использованием гибкой трубы в свободной от примесей жидкости, закачанной в скважину, что предотвращает коррозию.

Одновременно с конференцией проходила выставка, на которой более 65 ведущих компаний отрасли, включая National Oilwell Varco, Stewart&Stevenson, BJ Services, Baker Hughes, Tenaris, Global Tubing, Aker Solutions, Weatherford, знакомили посетителей со своими новейшими разработками. В частности, компания NOV Hydra Rig представила Merlin Control System – контролирующую систему для колтюбинговой установки нового поколения. Эта гидроприводная автоматизированная система имеет улучшенные эксплуатационные характеристики и обеспечивает безопасность колтюбинговых операций, исключая человеческий фактор.

Традиционно форум прошел на высоком уровне. Несмотря на снижение деловой активности, сокращение бюджетов и увольнение, специалисты проявляют интерес к новым технологиям и оборудованию. И это не удивительно, ведь именно инновационные решения помогут «выжить», позволят сократить издержки и повысить эффективность нефтяного и газового сервиса. ☉




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

2009 CTWI Exhibition featured more than 65 leading companies of the industry, including National Oilwell Varco, Baker Hughes, Global Tubing, Aker Solutions, AnTech, Amkin Technologies, which presented their innovative solutions and latest developments. NOV Hydra Rig introduced the Merlin Control System – next generation of Coiled Tubing Unit controls. It's a hydraulic powered, computer controlled system that provides improved operational performance and safety for coiled tubing unit operation, diminishing human-factor aspect.

The event was traditionally held on a very high level. Despite contraction of the industry, cut-backs in budgets and reduction in personnel, specialists try to keep up with new technologies and equipment. And it's not surprising, for it is innovative solutions that will help to face the challenge of present-day economic environment, to do the work in least possible time and achieve cost efficiency in services. ☉

ЛИВИЯ: наши идут!

LIBYA welcomes partners

Мир становится все более открытым. Свидетельство тому: на карте почти не осталось стран, которые можно было бы считать terra incognita. Яркий пример – Ливия. Еще недавно об этом государстве слагали больше небылиц, чем былей. А ныне в Триполи радушно принимают зарубежных гостей и приглашают к взаимовыгодному сотрудничеству. Снятие экономических санкций в 2004 году и недавнее восстановление дипломатических отношений с США фактически дало зеленый свет реализации полномасштабных проектов в этой стране. Сегодняшние ливийцы являются приверженцами многополярности и заинтересованы в развитии связей и с Западом, и с Востоком.

Нефтегазовая отрасль Ливии, без преувеличения, – локомотив национальной экономики. Она является основным источником валютных поступлений и обеспечивает 95% от их общего объема. Также 25–30% ВВП поступает от нефтяной отрасли, здесь же занята большая часть рабочей силы. В Ливии сосредоточено 42% доказанных нефтяных резервов всей Африки и 3% мировых. Доказанные запасы нефти в Ливии составляют около 3,8 млрд тонн.

Нефть Ливии отличается хорошим качеством с низким содержанием серы, а также невысоким уровнем затрат на добычу. Основным считается месторождение Сирт, оцениваемое в 24 млрд баррелей. Крупнейшие шельфовые месторождения Аль-Бури на границе с Тунисом – 3,7 млрд баррелей. Кроме того, в Ливии имеется еще 12 месторождений нефти с общим объемом резервов 1 млрд баррелей. Большая же часть территории еще не разведана и, по оценкам специалистов, должны быть другие крупные месторождения.

Нефтяная и газовая отрасли Ливии находятся под контролем государства. Нефтедобыча находится под управлением Ливийской национальной нефтяной компании (Libyan National Oil Company – NOC). Национальная нефтяная корпорация (NOC) Ливии контролирует более половины нефтяной промышленности страны, ее нефтедобывающие мощности превышают 40 млн тонн год.



The world is getting opener. There are very few countries on the Earth that are still remaining a terra incognita. Libya is a bright example of it. More fairy tales than true stories were told about this country not too long ago. Today Tripoli takes foreign guests welcome urging them for mutually beneficial cooperation. Lifting economic sanctions in 2004 and restoration of diplomatic relations with the USA gave green light to implementation of large-scale domestic projects. Modern Libyans stand for multipolarity and are interested in tying links both with the West and the East.

Libyan O&G industry may be called without exaggeration a pillar of the national economy. It is the main source of currency revenues and provides for 95% of its total volume. 25-30% of GDP also comes from oil industry, where most of the country's working force is engaged. Libya possesses 42% of the proved oil reserves in Africa and 3% globally. The proven oil reserves in Libya amount to 2.8 bn tons.

Libyan oil is characterized by good quality, low contents of sulphur and little production costs. The principal field is Sirte with the estimated deposits of 24 bn barrels. The largest shelf field is Al Buri, which is located on the border with Tunis (3.7 bn barrels). Besides, Libya has 12 other oil fields with the total volume of reserves amounting to 1bn barrels. Most of its territory has not been explored yet. According to the estimates of specialists there should be other big fields.

Libyan O&G industry is controlled by the state. Oil production is managed by the Libyan National Oil Company. The National Oil Corporation of



Fidmash

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ И СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА

ОДНА КОМПАНИЯ-НЕОГРАНИЧЕННЫЕ РЕШЕНИЯ
ONE COMPANY-UNLIMITED SOLUTIONS



220030, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс +375 12 248 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Представительство в России "ФИДсервис", тел.: +(916) 281 15 53

220030, Belarus, Minsk, Rubalko str. 26
e-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Tel. +375 17 298 24 17, fax + 375 17 248 30 26
Representative office in Russia LLC "FIDservice", +(916) 281 15 53

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 предоставляет 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 колюбинга. 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
D092001961-MKT-001 Rev. 02



Из дочерних структур NOC наибольшие показатели по объемам добываемой нефти имеет компания Agoco (Arabian Gulf Oil Company) – около 450 тыс. баррелей в сутки. Второе место по добыче нефти занимает другая «дочка» NOC – Waha Oil Company (WOC, создана в 1986 году на базе Oasis Oil Co. – совместного предприятия NOC американских компаний Conoco, Marathon и Amarada Hess) – 400 тыс. баррелей в сутки. Еще одна дочерняя компания NOC – Sirte Oil Company (SOC), добывающая приблизительно 110 тыс. баррелей нефти в сутки.

Ливийские месторождения связаны с терминалами Средиземноморья разветвленной сетью трубопроводов, однако NOC намерена в ближайшие годы расширить трубопроводную систему, потратив на эти работы от 150 до 300 млн долларов.

Ливия, экономически изолированная с конца 1980-х гг., сейчас нуждается в огромных инвестициях, однако она не может пожаловаться на недостаток желающих попасть на этот открывающийся рынок, поэтому претендентов на проекты практически в любой сфере экономики ждет жесткая конкуренция. Выходят на этот рынок и российские компании, в первую очередь нефтегазового сектора: Сибирская сервисная компания, Союзнефтегаз, Татнефть, ЛУКОЙЛ и Газпром в лице трех своих структур: Стройтрансгаз, Сибнефти и СИБУРа. Для работы в стране создана специализированная компания «Газпром Ливия», зарегистрированная в Триполи.

В 2006–2007 гг. по результатам тендеров Газпром получил право разведки и разработки углеводородов на перспективных лицензионных участках № 19 на шельфе Средиземного моря и № 64 в 300 км к югу от Триполи. В тендере участвовало более 45 компаний.

Разработка блока № 19 стала вторым крупным проектом Газпрома в Ливии. В декабре 2007 года в результате завершения сделки по обмену активами с компанией BASF Газпром получил 49% в ливийских нефтяных концессиях C96 и C97, принадлежащих компании Wintershall AG. Соглашения по концессиям рассчитаны до 2026 года. В состав концессий входят девять месторождений, крупнейшее из которых Ас Сарах (As Sarah). Текущая добыча составляет порядка 6 млн тонн нефти в год. На месторождениях продолжаются геологоразведочные работы, осуществляются мероприятия по поддержанию текущего уровня добычи на концессии C96 и увеличения добычи на C97.

Свои представительства в Ливии (без открытия представительств по здешним законам никак нельзя) открыли и Стройтрансгаз, Союзнефтегаз, Татнефть. Филиал Татнефти в Ливии был зарегистрирован еще в июне 2005 года, когда после победы в тендере Татнефть получила права на участок в бассейне Гедамес и стала первой российской компанией, вышедшей на нефтяной рынок Ливии. В декабре 2006 года по результатам открытого международного тендера, где участвовали 46 нефтяных компаний из разных стран мира, Татнефть получила права еще на 3 крупных участка общей площадью более 16 тыс. кв. км. В настоящее время

Libya controls more than half of the domestic oil industry. Its oil-producing capacity exceeds 40 m tons a year.

Among NOC subsidiary structures Agoco (Arabian Gulf Oil Company) has the highest oil production rates – 450,000 barrels a day. Another subsidiary of NOC, Waha Oil Company, ranks 2nd. WOC was founded on the basis of Oasis Oil Co., a joint venture of NOC and American companies Conoco, Marathon and Amarada Hess. It produces 400,000 barrels a day. Sirte Oil Company (SOC), which also makes part of NOC, recovers 110,000 barrels a day.

Libyan fields are connected with the Mediterranean terminals by a network of pipelines. Yet, NOC is going to expand its pipeline network in the offing and spend some 150-300 m USD to this end.

Libya, which has undergone economic isolation since late 1980s, needs substantial investment. However, it can't complain of the lack of pretenders to get this newly emerged market. That is why projects in any sphere are likely to be a field of tough competition. Russian companies try to penetrate this market as well. Among them are Siberian Service Company, Soyuzneftegaz, Tatneft, Lukoil and 3 Gazprom's subdivisions: Stroitransgaz, Sibneft and SIBUR. A specialized company, Gazprom Libya, was initiated for working in this country. It is registered in Tripoli.

As a result of tenders in 2006-2007 Gazprom received the right on surveying and recovering carbon dioxides in the promising licensed lots №19 on the Mediterranean shelf and №64, located 300 km south of Tripoli. Over 45 companies took part in the tender.

The development of lot №19 became another huge project of Gazprom in Lybia. In December 2007 it exchanged the actives with BASF in order to receive 49% in Libyan oil concessions C96 and C97 as well as the ones belonging to Wintershall AG. The contracts on concessions will be valid till 2026. The concessions include 9 fields. The largest of them is Ac Capax (As Sarah). The current production is over 6 million tons a year. Geological prospecting works are continued on the fields with activities, aimed at supporting the current level of production at concession C96 and boosting production at concession C97.

Strineftegaz, Soyuzneft, Tatneft also opened their missions in Libya, as operations are cannot in nature be run here without representations. Representation of Tatneft in Libya was opened back in June 2005. Having won a tender, Tatneft received the right on developing a field in the basin of the Gadames and became the first Russian company to enter the oil market of Libya. After an international tender in December 2006, which featured

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

• Головка для регулировки закачки смазки EnviroTM

• Шаровой контрольный клапан

• Секции лубрикатора

• Переходник для экспресс-испытания

• Устьевой переходной фланец

«Лёгкий» клапан для кабеля, лубрикатор и сальник

• Выпускной клапан
• Ловитель инструмента

• Ловушка для инструмента

• Лёгкий клапан для кабеля

• Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-GuideTM

www.elmar.co.uk

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индустриал 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



компания ведет работы на четырех участках на условиях СРП, где по результатам разведочного бурения ожидает значительный прирост запасов и добычи ливийской нефти.

Конкуренцию россиянам стремятся составить американцы, французы, итальянцы, китайцы... Условия участия в ливийских нефтегазовых проектах, надо признать, очень тяжелые: объем нефти, предполагаемый к разделу в рамках СРП, составляет, как правило, не более 12% от уровня добычи.

В апреле 2009 года состоялась 38-я Триполитская Международная выставка, на которой развернулась широкая экспозиция организаций Республики Беларусь, занятых в сфере производства оборудования для сейсморазведки, колтюбинговых установок и оказания услуг в области нефтедобычи и нефтеразведки. Всего в выставке приняли участие около 70 белорусских компаний, министерств и ведомств.

В ходе выставки состоялась встреча представителей концерна «Белнефтехим» и БелНИПИнефть с руководством НОС. Специалисты Национальной нефтяной корпорации были искренне удивлены широким спектром услуг, которые предлагает Белоруснефть, сервисные подразделения которой осуществляют полный цикл работ – от поиска и разведки до реализации продуктов нефтепереработки. В настоящее время в Ливии активно ведется геологоразведка на новых площадях и наращивается добыча на действующих месторождениях. К 2010 году суточную добычу планируется довести до 1,5 млн баррелей в сутки. Работы по повышению нефтеотдачи пластов проводятся лишь в небольшом объеме в качестве эксперимента. Белоруснефть намеревается в скором времени зарегистрировать в Ливии свое представительство и участвовать в тендерах.

Неподдельный интерес у посетителей выставки вызвала экспозиция СЗАО «Фидмаш» – известного производителя оборудования для нефтесервиса. К слову, сервисные услуги по ремонту существующего фонда скважин в Ливии менее востребованы, чем бурение, и прежде всего разработка новых месторождений. В настоящее время основной объем работ по обслуживанию скважин проводится международными сервисными компаниями: Halliburton, Шлюмберже, BJ Services. Кроме международных, на рынке работают и арабские сервисные компании NBS (СП Катара и Ливии), Sobesco (Египет). Работы с использованием колтюбинга здесь достаточно дорогие – 40 000 долларов в день, а установок – считанные единицы. Так что новый рынок выглядит привлекательным для производителей оборудования. Несмотря на то что в сегодняшней Ливии основные объемы нефти добываются фонтанным методом и операции по интенсификации притока недостаточно востребованы, там уже имеется фонд старых скважин, нуждающихся в ремонте. А значит, потребность в современных сервисных технологиях и оборудовании будет нарастать. ☉

Андрей МИХЕЕВ, СЗАО «Фидмаш»

46 oil companies from different countries, Tatneft received 3 another big lots with the total area of 16,000 square km. At the moment the company runs 4 lots on the conditions of production sharing. The results of exploration drilling suggest that there should be significant increase in deposits and production of the Libyan oil.

The Americans, French, Italians and Chinese try to compete with the Russians. The conditions of participation in Libyan projects are very hard: The percentage of oil offered under the production sharing agreement usually doesn't exceed 12% of the recovered volumes.

The 38th Tripoli International Exhibition held in April 2009 featured a wide exposition of the Belarusian organizations producing equipment for seismic measurements, CT units and services in oil production and exploration. 70 Belarusian companies, ministries and departments took part in the exhibition.

Representatives of Belneftekhim and BelNIPIneft met the administration of NOC during the exhibition. The specialists of the National Oil Corporation were sincerely surprised by a wide range of services, offered by Belorusneft. Its service divisions provide a full cycle of operations from surveying and exploration to sales of the refined products. At the moment Libya conducts geologic exploration of new territories and enhances recovery at the producing fields. The current production is planned to be raised up to 1.5 million barrels a day by 2010. The production enhancement operations are done on a small scale as an experiment. Belorusneft is going to register its representation in Libya and take part in tenders in the offing.

Visitors got extremely interested in exposition of Fidmash, famous producer of service equipment. By the way oil service is not in such demand in Libya as drilling and development of new fields. At the moment most of such jobs are performed by international service companies like Halliburton, Schlumberger, BJ Services. Arabian service companies are present at the market as well: NBS (joint venture of Qatar and Libya), Sobesco (Egypt). The coiled tubing is rather expensive here: \$40 000 a day. And the number of units is quite few. That is why this new market seems to be luring for equipment producers. Though most of the production operations today are performed in Libya with flush method and flow stimulation is in low demand, it already has a fund of old wells in need of service. It means that the demand in modern service technologies and equipment is going to be on a rise. ☉

Andrei MIKHEEV, Fidmash

НОВЫЕ ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА NEW MEMBERS OF THE EDITORIAL BOARD



ЖАК ЭЛИАС АТТИ

Получил степень магистра по специальности «проектирование механического оборудования» в Университете Хьюстона, США, в 1980 году.

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КАРЬЕРА:

1980–1984 – Schlumberger Limited, промышленный инженер.

1985–2002 – Weatherford International Incorporated, техник по промышленному сервису; региональный менеджер – Тринидад и Тобаго; глава представительства – Венесуэла; менеджер подразделения – Алжир; менеджер по странам Южной Америки, сжижение газа; глава представительства – Венесуэла; менеджер по корпоративным продажам – Хьюстон, США.

2003–2008 – Tenaris Global Services, менеджер по продажам в Латинскую Америку, бывший СССР и Дальний Восток – Хьюстон; генеральный управляющий по Каспийскому региону – Алматы, Казахстан.

С января 2009 – Global Tubing, вице-президент по международным продажам – Хьюстон, США.

JACQUES ELIAS ATTIE

Obtained a Bachelor of Science in Mechanical Engineering from University of Houston, USA, in 1980.

CAREER SYNOPSIS:

1980–1984 Schlumberger Limited, Field Engineer.

1985–2002 Weatherford International Incorporated, Field Service Technician; District Manager – Trinidad & Tobago; Country Manager – Venezuela; Country Manager – Algeria; South America Manager, Gas Compression; Country Manager, DIS Division – Venezuela; Houston Corporate Sales, DIS Division- Houston.

2003–2008 Tenaris Global Services, Coiled Tubing Sales Manager LAM, Asia/Far East, Russia & CIS – Houston; General Manager Caspian Region – Almaty, Kazakhstan.

January 2009 to present Global Tubing, VP International Sales- Houston.

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – ts@cttimes.org, подписка – magazine@crkt.ru

«Время колтюбинга» –

единственный специализированный международный журнал, посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам в России, США, Европе и Центральной Азии. Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей. Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4000 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2009 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

юридическое
лицо

☐

физическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

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

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

Уважаемый читатель!

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

Подпись

5/1, Pyzhevski Lane, office 425, Moscow 119017 Russia
Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
E-mail: editor – cttimes@cttimes.org, marketing and advertising – ts@cttimes.org,
subscription – magazine@crkt.ru

Coiled Tubing Times

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

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

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

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

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to International

Coiled Tubing Times Journal for the 2009

☐ for print version ☐ for e-version

I would like to subscribe as

Send the Invoice Subscription

☐☐☐☐

Legal Entity

Natural Person

by fax

by e-mail

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

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

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in "Coiled Tubing Times" Journal

Signature

НОВЫЕ ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА NEW MEMBERS OF THE EDITORIAL BOARD



ГЭРРОН ЛИС

Получил степень бакалавра бизнес-администрирования в университете Абертэй, Данди, Шотландия, в 1993 г.

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КАРЬЕРА:

1993–1995 – Gemini Corrosion Services Ltd, менеджер по международным проектам.

1995–1996 – Frontier Solutions, консультант по маркетингу.

1996–2001 – Aker Maritime AS-OCRE (Scotland) Ltd, руководитель отдела продаж и маркетинга.

2001–2002 – Wireline Engineering Ltd, директор по развитию бизнеса.

2003–2004 – MERPRO Limited, руководитель отдела продаж.

2004–2007 – QED International (UK) Limited, директор по развитию бизнеса.

С декабря 2006 – BCG Energy Limited, директор по планированию коммерческой деятельности и стратегическому партнерству.

GARRON LEES

Obtained a Bachelor of Science in Mechanical Engineering from University of Houston, USA, in 1980.

CAREER SYNOPSIS:

Gemini Corrosion Services Ltd, Projects Manager / International projects (1993–1995).

Frontier Solutions, Marketing Consultant (1995–1996).

Aker Maritime AS-OCRE (Scotland) Ltd, Group Sales & Marketing Manager (1996–2001).

Wireline Engineering Ltd, Business Development Executive (2001–2002).
MERPRO Limited, Sales Manager (2003–2004).

QED International (UK) Limited, Group Business Development Manager (2004–2007).

BCG Energy Limited, Commercial and alliance strategy (2006 to present).