



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 Центра развития колтюбинговых
технологий

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя
ученого совета Центр развития колтюбинговых
технологий

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, первый заместитель
генерального директора СЗАО «Фидмаш»

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, к.т.н., директор
БелНИПИнефть

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический инженер –
эксперт по ГНКТ компании Tricon Well Service

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

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор
СЗАО «Фидмаш»

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

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
технической механики РГУ нефти и газа им. И.М.
Губкина

А.Я. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Бурение нефтегазовых скважин и геофизика»
ЮРГТУ (НПИ)

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

Е.Н. ПТАХОВ, к.т.н., зам. генерального директора
ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

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

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L. HRUZDZILOVICH, Chairman of the Academic
Council, Coiled Tubing Technologies Development
Center

EDITORIAL BOARD

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

H. BULYKA, Editor-in-Chief

J. CHERNYK, Vice President, Sales and Marketing,
Foremost Industries LP

R. CLARKE, Honorary Editor

N. DEMYANENKO, Doctor of Engineering,
Director, BelNIPIneft

D. HRYBANOUSKI, First Deputy Director
General, NOV Fidmash

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

A. LAPATSENTAVA, Director General,
NOV Fidmash

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

A. MOLCHANOV, Doctor of Engineering,
Professor, Head of the Subdepartment of Technical
Mechanics, Gubkin Russian State University
of Oil and Gas

E. SHTANOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General, "RosTEKhtehnologii"

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

A.Y. TRETIYAK, Doctor of Engineering, Professor,
Head of the Subdepartment of the Oil and Gas
Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI)

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

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

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

S. ZAGRANICHNY, technical engineer and
CT expert, Tricon Well Service

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

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка (cttimes@cttimes.org);
РЕДАКТОР – Сергей Торпачёв (st@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ПЕРЕВОДЧИКИ – Вячеслав Баранов (vb@cttimes.org), Василий Андреев (va@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промысловой 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 – Ирина Груздилович (ig@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – (marketing@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН – Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – Ольга Засекина (cttimes@cttimes.org)

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka (cttimes@cttimes.org);
EDITOR – Sergey Torpachev (st@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Olga Gabdulkhakova (ovg@cttimes.org);
TRANSLATORS – Viachaslau Baranau (vb@cttimes.org), Vasili Andreev (va@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; I. Pirch, Deputy Director of UE Novinka; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor; V. Shamshin, Manager of the Department, Gazprom; Yu. Ikonnikov, Head of the Production Department, Lukoil.
BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER – Irina Gruzdilovich (ig@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – (marketing@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN – Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – Olga Zasekina (cttimes@cttimes.org)

ИЗДАТЕЛЬ

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»
 Директор НП «ЦРКТ» Владимир Шуринов

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. Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям первого звена.

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

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

РостЭКтехнологии, ITE LLC, Экспоцентр, НИТПО, Акмаш-холдинг, Краснодарский компрессорный завод, Формост, Фидмаш, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, NOV Oilfield Services Vostok, Global Tubing
 Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.
 Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск
 Заказ №

PUBLISHER

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

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. In addition, it is also delivered directly to key executives included into our extensive mailing list.

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

RosTEKtehnologii, ITE LLC, Expocentre, NITPO, Akmatholding, The Krasnodar Compressor Plant, Foremost, NOV Fidmash, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, NOV Oilfield Services Vostok, Global Tubing
 The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Состоялась 11-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Подробный материал о ней вы найдете на страницах этого номера журнала. Прошу обратить внимание также на своеобразную мозаику конференции – реплики и отзывы ее участников. Нас, организаторов, не может не радовать их практически единодушное мнение: 11-я конференция стала одной из лучших за всю более чем десятилетнюю историю конференций «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Причем по целому ряду критериев: качеству предварявшего ее учебного семинара, отбору докладов, актуальности информации, выданной в них, месту проведения, возможностям для неформального общения, в процессе которого, как известно, завязываются самые устойчивые бизнес-контакты, легко происходит обмен идеями, случается выяснение тех тонкостей новейших технологий, которые из коммерческих соображений нередко остаются «за слайдом» официальных презентаций.

Можно сказать, что гостеприимный борт теплохода «Санта Мария» подарил участникам конференции не только романтическую прогулку по вечерней Москве-реке, но и вполне конкретную прагматику, которая воплотится в перспективнее деловые и профессиональные связи.

Главная цель нашего проекта (журнала, сайта, конференции) – вооружение его приверженцев новыми профессиональными знаниями. В следующем году мы планируем еще более усилить работу в этом направлении. В частности, мы хотим значительно расширить рубрику «Вопросы специалисту» и сделать ее интерактивной. Мы будем приглашать для участия в ней самых авторитетных специалистов нефтегазосервисной отрасли, предварительно знакомить с ними читательскую аудиторию путем адресной рассылки, содержащей их краткую биографию, сведения о профессиональных достижениях и области компетентности, и по электронной почте собирать ваши, дорогие читатели, вопросы к ним. Ответы будут публиковаться в журнале и на сайте. Мы очень надеемся, что нам удастся таким образом организовать постоянно действующий семинар по самой актуальной проблематике.

У нас еще много задумок и сюрпризов: обновленная рубрикация, тематические рассылки новостей, интересные методики укрепления обратной связи с вами. Ведь осуществить все наши планы мы сможем только при живом вашем отклике, дорогие читатели журнала, пользователи сайта, участники конференции! Мы надеемся, что каждый из вас выступает для нас во всех этих трех ипостасях.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

The 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference has come to an end. This issue will present to you the detailed information about it. Let me draw your attention to the mosaic of comments and opinions from the conference participants. We are happy to state that they are almost unanimous in saying that the 11th Conference has become one of the best experiences over the ten years of the Coiled Tubing Conferences history with a number of criteria particularly worth mentioning, including the level of the opening

training seminar, the range of the reports selected, the relevance of the data presented, the venue chosen and the opportunities provided for informal communication. As you know, such communication is the efficient booster for establishing stable business relations, exchanging ideas, or even revealing the subtleties of cutting-edge technologies which are often left 'off screen' at formal presentations.

The hospitable Santa Maria ship seems to have combined both, the romance of an evening trip down the Moskva River and the tangible practical experience to be further developed into long-range business relations and occupational contacts.

The main target of our project (including the journal, the web-site and the conference) is to arm our followers with new professional know-how's. Next year we are planning to intensify our efforts in this direction. Thus, we intend to make the Questions to Specialist column much more extensive and to maintain its interactive format. We are going to invite the top experts in the oil and gas service industry to share their views within the framework of the column, while the means of target mailing will make it possible to introduce our readers to their background, credentials and spheres of competence well in advance and to receive your questions to them. Both the journal and the web-site will publish the answers. We expect this undertaking to grow into an on-going seminar dealing with the most burning issues.

We are ready to go on surprising you with fresh ideas: the updated column range, issue-related target mailing and engaging methods for improving the feedback from our readers. We will see our plans brought to life only if we have the immediate response from the readers of our journal, the users of our site and the participants of our conferences. We hope that in each of you we will be able to find these three combined.

Ron CLARKE

ПЕРСПЕКТИВЫ

Колтюбинг на новом витке

(Вести с 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»)

Делать опыт всеобщим достоянием

(Мозаика 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»)

Наша беда не в отсутствии изобретательности, а в неумелой реализации проектов

(Интервью с М.Х. Аминевым, заместителем директора по новой технике и технологиям ОАО НПФ «Пакер»)

ПРАКТИКА

Д.М. Мухаметшин

Опыт применения колтюбинга в ОАО АНК «Башнефть». Первые результаты работ по межтрубью

Детлеф Босс

Использование гидравлического скважинного трубореза упрощает проведение КРС на супергигантском месторождении Казахстана

ТЕХНОЛОГИИ

М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю.

Ефанова, К.А. Потешкина

Разработка метода пассивации поверхности гибких труб с целью снижения их коррозии при кислотных обработках

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Соединение гибких труб с помощью стыковой сварки и гибких механических соединителей

(На вопросы отвечает вице-президент по технологиям компании Global Tubing Берни Луфт)

ОБОРУДОВАНИЕ

Ю.Н. Штахов

Опыт применения скважинного инструмента производства ООО «НПП «РостЭКтехнологии» при работе с колтюбинговыми установками

Родерик К. Стэнли

Технические требования API (5 ST) при производстве колтюбинга

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России

ЮБИЛЕИ

История ICoTA

Анкета «Времени колтюбинга»

A&Ω

Ник Бостром: «Реальность – это то, с чем никто на самом деле не знаком»

PROSPECTS

Making experience public

(News from of the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference)

Coiled tubing at a new turn

(Mosaic of the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference)

Our Problem is not the Absence of Inventive Power but Ineffective Implementation of Projects Guest of the Issue

(Interview with Marat Aminev, Deputy Director for New Equipment and Technology of Scientific and Production Company "Packer")

PRACTICE

D. Mukhametshin

Study Case of Coiled Tubing Application by Bashneft. The First Results of Operations in the Annular Space

D. Boss

Use of a Hydraulic Tubing Cutter When Conventional E-Line Devices Were Inoperable Facilitates Workover in Giant Kazakhstan Field

TECHNOLOGIES

M. Silin, L. Magadova, L. Davletshina, O. Yefanova, K. Poteshkina

Development of CT Surface Passivation Technology for Reduction of Acid Corrosion

QUESTIONS TO SPECIALIST

Joining Coiled Tubing by Butt Welding and Spoolable Mechanical Connectors

(Bernie Luft, Vice President-Technology, Global Tubing, is answering the questions)

EQUIPMENT

Y. Shtakhov

Experience of Applying Downhole Tools Produced by RosTEKtehnologii in Operations with CT Units

R. Stanley

The API Specification (5ST) For Coiled Tubing Production

Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia

JUBILEES

History of ICoTA

Coiled Tubing Times Questionnaire

A&Ω

Nick Bostrom: "Reality is What no One is Familiar with"

КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ COILED TUBING AT A NEW TURN



Научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» давно стала традиционным и почитаемым мероприятием у специалистов отрасли. Конференцию ждут, к ней готовят доклады о достижениях, приурочивают премьеры новых технологий и презентации инновационного оборудования, на нее приезжают, чтобы встретиться со старыми друзьями и обрести новых деловых партнеров.

В этом году конференция состоялась в одиннадцатый раз. Организаторами выступили редакция журнала «Время колтюбинга», Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA и ее российский представитель Центр развития колтюбинговых технологий. Конференция прошла 15–17 сентября в замечательных интерьерах отеля «Ренессанс Москва».

Впервые конференция собрала специалистов, заинтересованных в развитии прогрессивных технологий внутрискважинных работ в России, в 1998 году. С тех пор встреча коллег проходила ежегодно. Представители международных сервисных компаний всегда участвовали в мероприятии, но последних два года конференция организуется совместно с ICoTA, что позволяет ей выступать в полноценном статусе международной.

The 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference has long been a traditional and respected event among specialists in the field. People look forward to it, prepare reports; conference is a venue where new technologies and innovation equipment are presented. It is a place where people come to meet with old friends and find new business partners.

This was the 11th time the Conference was conducted. It was organized by the Coiled Tubing Times Journal and ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association) and its Russian representative CTTDC (Coiled Tubing Technologies Development Center). It took place in the capital of Russia in the Renaissance Moscow Hotel on September 15–17.

Back in 1998 the conference united specialists interested in developing cutting-edge well intervention technologies for the very first time. Since then they have met every year. Although there have always been representatives of the international service companies among the participants of the conference, the event fully acquired the status of international conference two years ago after the ICoTA joined in.

The 2010 event was sponsored by Foremost (Platinum sponsor), Global Tubing (Golden sponsor), Schlumberger (Silver sponsor), NOV Fidmash

Спонсорами мероприятия 2010 года стали компании Foremost (платиновый), Global Tubing (золотой), «Шлюмберже» (серебряный), СЗАО «Фидмаш» (спонсор семинара), «Тегас» и Tenaris (спонсоры материалов конференции). В качестве информационных партнеров выступили журналы «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть и Газ Евразия» и «Нефтегазовые технологии».

Нынешняя конференция собрала более сотни участников, представлявших нефтегазодобывающие («Роснефть», «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Газпром-нефть», ТНК-ВР, «Башнефть», «Татнефть», «Полтавская газонефтяная компания» и др.), нефтегазосервисные («Шлюмберже», Trican Well Service, Weatherford, «Когалымнефтепрогресс», «Югра-Азот-сервис», «Катобнефть» и др.), производящие оборудование («Фидмаш» и «Новинка», «Пакер», «Югсон-Сервис», НПО «Бурение», «РосТЭКтехнологии», Foremost, Global Tubing, Tenaris, «Тегас», Rosen и др.) компании.

Параллельно сессиям проходила выставка, на стендах которой ряд компаний, прежде всего производители оборудования, представили свои достижения. Особый интерес у посетителей выставки вызвала искусно исполненная модель колтюбинговой установки МК30Т-10 – новейшей разработки СЗАО «Фидмаш» – предприятия, выпустившего 75% установок, успешно действующих в СНГ.

Технические сессии предварял однодневный семинар **«Колтюбинг – оборудование, технологии и применение»**, автором

и лектором которого выступил профессор **Берни Луфт**, авторитетнейший специалист, вице-президент по технологиям компании Global Tubing. Десятичасовой курс, состоящий из семи частей, был рассчитан как на новичков, так и на опытных пользователей колтюбинга. Слушатели получили информацию о современных системах оценки срока службы гибкой трубы, влиянии на ее усталостный ресурс поверхностных дефектов и способах их ликвидации, ознакомились с современными подходами к ремонту гибких труб на промысле и в промышленных условиях, а также узнали об оборудовании, необходимом для колтюбингового бурения, устройстве КНБК и систем направленного бурения, бурении гибкой трубой короткого радиуса и бокового ствола, в том числе на депрессии. Каждый участник получил русифицированный конспект семинара и именной сертификат, подтверждающий прохождение курса.

Колтюбинговое бурение становится все более популярным в России. Наблюдается интенсивный рост рынка зарезки боковых стволов, который, согласно



(seminar sponsor), Tegas and Tenaris (sponsors of the Conference materials). The media support was offered by Oil and Gas Vertical Journal, Oil and Gas Eurasia Journal, World Oil and Hydrocarbon Processing.

The conference brought together more than one hundred participants representing oil and gas producers (Rosneft, Gazprom, Surgutneftegaz, Gazprom-Neft, TNK-BP, Bashneft, Poltava oil and gas company etc.), service companies (Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford, Kogalymnefteprogress, Ugra Azot Service, CATOBNEFT, etc.), and equipment manufacturers (Fidmash and Novinka, Packer, Yugson Service, Burenie, RosTEKtehnologii, Foremost, Global Tubing, Tenaris, Tegas, Rosen, etc.).

Parallel to the sessions there was held an exhibition where a number of companies, primarily equipment producers, presented their achievements. A skillfully engineered MK10T CT unit presented by NOV Fidmash – producer of 75% of all CT units in CIS – aroused a keen interest among the attendees of the exhibition.

The technical sessions were preceded by a one-day Short Course **“Coiled Tubing – Equipment, Technologies and Applications”**, conducted by its author professor **Dr. Bernie Luft**, Vice-President of Technology, Global Tubing. The 10-hour course, consisting of 7 parts, catered for both beginners and experienced users of coiled tubing. Attendees got information on cutting-edge CT working life testing systems, the influence of mechanical damage on the CT fatigue life, the ways to overcome mechanical damage, and state-of-the-art methods of CT repair in the field and within production facilities. Listeners got acquainted with CT drilling equipment, BHA and directional drilling system structure, short radius CT drilling and sidetracking, including that in

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

прогнозам, за ближайшие пять лет увеличится более чем в три раза. На это обратил внимание **председатель ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий, председатель оргкомитета конференции Л.М. Груздилович** в своем приветственном слове. Он отметил, что за двенадцать лет, прошедших со времени Первой конференции по колтюбинговым технологиям, тогда еще единственной в своей отрасли, произошло множество положительных изменений. Появились новые производители оборудования, были образованы компании, выполняющие высококачественный сервис, выросла роль местных сервисных компаний. Количество работающих в России колтюбинговых установок увеличилось с 46 до более чем 140, причем рост шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью работ – с менее чем 1000 в год до более чем 10 000. Это десятикратное увеличение сопровождалось усложнением производимых операций: помимо простых промывок все более популярными становились цементировочные, водоизоляционные работы, а также колтюбинговое бурение на больших глубинах.

«В 1990-е годы мы подражали зарубежному опыту, копировали его, – сказал, в частности, Л.М. Груздилович. – А сейчас многие работы, такие как бурение и вскрытие на депрессии на глубинах свыше 3,5 км, выполняемые гибкой трубой в Сургуте, сделали предметом изучения и, может быть, подражания для всего мира.

Нефтегазовый сервис стал в основном независимым. За редкими, но, как правило, интересными исключениями, его выполняют по большей части внешние, иногда аффилированные компании.

До недавнего времени мир был очень понятным, но в последних два года вдруг сделался в очередной раз малопредсказуемым. Стала наблюдаться нестабильность в спросе на конечную продукцию, на сырье и, как следствие, на нефтегазовый сервис. Лихорадка, похоже, уже проходит, но не проходит спрос на услуги, главным образом местных сервисных компаний, авторитет которых в последнее время в России поднимается все выше. Местные сервисные компании ныне уступают международным часто только по ценам, по всем остальным показателям – технической вооруженности, квалификации кадров, которые, как правило, прошли школу международных сервисных компаний, по успешности работ, по применяемым технологиям – практически достигли самого высокого уровня.

На фоне этих изменений хочется заглянуть в



Л.М. Груздилович
L. Hruzdilovich

underbalanced conditions. Each participant received a Short Course Summary in Russian and a Certificate of Attendance.

CT drilling is gaining in popularity in Russia. There is an intense ongoing growth in the sidetracking market which is expected to triple over the next five years. That was the highlight of the introductory speech of **Leanid Hruzdilovich, Chairman of the Academic Council of Coiled Tubing Technologies Development Center, Chair of the Conference Organizing Committee.**

In his address, Mr. L. Hruzdilovich pointed out that over the 12 years since the first conference on coiled tubing technologies, which was unique in the industry at that time, many positive changes had taken place. New equipment manufacturers and companies have appeared to offer high-quality service and the role of local service companies has matured. The number of coiled tubing units (CTU) operated in Russia has grown from 46 to over 140, and the growth has been much faster than the world's average. The number of operations using CTU has grown from less than 1,000 a year to over 10,000. This ten-fold increase has been accompanied by growing sophistication in operations: apart from simple well flushing, cementing and isolation jobs, deep CT drilling have become more widespread.

“In 1990s we copied the foreign experience, said in particular, L. Hruzdilovich. Nowadays, such works as underbalanced CT drilling and well completion at the depths of more than 3.5 km done in Surgut have become the topic for discussion and possibly emulation all over the world.

Oil and gas service has become mostly independent. With some minor but, as a rule, interesting exceptions it is mainly done by external, sometimes affiliated companies.

Until recently the world was a conceivable place, but two years ago it suddenly became once again unpredictable. We have been witnessing unstable demand for end products, raw materials, and as a result of this, for the oil-and-gas service. It looks like the fever is gone but the demand for the services, mainly of the local service companies, is still there. Their authority in Russia has been strengthening. Local service companies are losing to foreign companies in terms of price policy. In terms of other factors like technical expertise, qualifications of the staff who tend to possess experience of working at international service companies, number of successful projects and technologies applied they have almost reached the highest possible level. Considering all this, I want to dip into the near future of 3–5 years which is hard to predict. It is like tracking an ice floe that is drifting in the ocean and possibly heading to warm

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

ближайшее будущее на 3–5 лет. Прогнозировать всегда трудно. Это как прокладывать маршрут на льдине, которая дрейфует в океане и, возможно, в направлении теплых вод... Тем не менее очевидно, что энергопотребление будет расти, поскольку вся история цивилизации – это история роста потребления энергии. Это означает, что, несмотря на поиски ее альтернативных источников, будет увеличиваться добыча углеводородного сырья: ведь для того чтобы сегодня получить одну тонну качественного альтернативного топлива, нужно сжечь две тонны ископаемых углеводородов по текущей себестоимости их добычи. Естественно, добыча нефти и газа будет увеличиваться, особенно в Восточной Сибири и Тиман-Печоре, но по объемам добычи пока сохранит лидерство Западная Сибирь.

Несомненно, будет востребован высокотехнологичный нефтегазовый сервис, такой как зарезка боковых стволов, направленное бурение. Еще больше возрастет роль местных сервисных компаний, и в конкуренции международных с местными победят и выживут только те структуры, которые будут нести новые знания и новые прогрессивные технологии.

Если глобальный мир не преподнесет каких-нибудь сюрпризов и потрясений, развитие рынка нефтесервиса можно прогнозировать следующим образом: в ближайшее время он будет определяться ростом высокотехнологичного сервиса, а через 2–3 года – и ростом эксплуатационного бурения. Наибольшими темпами в период с 2011 по 2015 год, по мнению специалистов, будет расти рынок зарезки боковых стволов (20–25% в год). Рынок заканчивания скважин и рынок цементирование будет расти чуть медленнее, но тоже очень быстро – на 15–20% в год. Предполагается, что достаточно быстро будет расти и рынок ГРП, причем в основном за счет работы на новых скважинах – на 15% в год. Рынок ТКРС на 10% в год также будет прибавлять».

ОБ ОБЖИТЫХ И НОВЫХ РЕГИОНАХ

Двухдневная конференция была разделена на четыре технических сессии, вместившие более трех десятков докладов, отобранных в результате кропотливой предварительной работы организаторов при составлении программы, предельная насыщенность которой впечатлила участников. Проходных докладов не было, сообщения компаний –

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

water. Still it is clear that the energy demand will be growing because the history of civilization is the history of power consumption growth. It means that despite the search for alternative energy sources oil and gas production will be growing: to obtain a ton of quality alternative fuel you need to burn two tons of fossil fuels at the current production costs. Naturally, the oil and gas production will increase, especially in East Siberia and Timan-Pechora. Still West Siberia will keep leadership in production profiles.

There is no doubt that such high-tech oil and gas services as sidetracking and controlled drilling will be in demand. The local service companies will have a more important role, and only the organizations bringing the



new knowledge and new progressive technologies will win the competition between international companies and the local ones.

If the global world does not spring any shocks and surprises, the development of the oil and gas market can be forecasted as follows: in the near future it will be marked by the growth of the high-tech service, and in 2–3 years – by the growth of the production drilling. According to experts, it is the sidetracking market that will be growing at a highest pace (20–25% a year) in the period of 2011–2015. The market of well completion and cementing works will be growing a little slower but still very fast – by 15–20% a year. Supposedly, the hydro-fracturing market will also be growing quite fast, mainly through works at new wells – by 15% a year. The well servicing and workover market will also be growing at a yearly pace of 10%”.

ABOUT NEW AND HABITABLE REGIONS

The two-day seminar was divided into four technical sessions that hosted more than thirty reports selected

производителей оборудования носили не рекламный, а технический характер, демонстрируя прежде всего технические возможности представляемых агрегатов и инструментов. Сервисники щедро делились опытом, по понятным причинам, однако оставляя за кадром некоторые изюминки, сведения о которых, впрочем, можно было получить в индивидуальном порядке в процессе неформального общения, например, во время прогулки на теплоходе по Москве-реке.

Доклад **ведущего инженера ГНКТ отдела ТКРС ОАО «ВЧНГ» А.А. Ускова** «Решение задач Верхнеконского нефтегазоконденсатного месторождения с применением ГНКТ» был посвящен применению колтюбинговых технологий в сложных условиях, характеризующихся низкой пластовой температурой, высоким содержанием солей и образованием АСПО. Эксплуатационный фонд скважин в 80% представлен открытыми стволами (ОС) с горизонтальным окончанием продолжительностью ОС до 500 м, диаметром ОС 152/216 мм, наличием сужения 48 мм в НКТ. Основные цели проекта на момент начала работ: проведение ГИС, ОПЗ и промывка скважин после ГРП. По результатам пилотного проекта ГИС на ГНКТ, проведенного в горизонтальных стволах ВЧНГКМ, были получены важные данные о состоянии стволов скважин: наличие воды и АСПО в ПЗП, осыпание ОС на части фонда скважин. В связи с аномально низкой забойной температурой и низким давлением насыщения нефти (образование АСПО в ПЗП) проведение ОПЗ требует комплексного подхода. Был проведен большой объем лабораторных исследований. По результатам тестов было принято решение о проведении пробной обработки с комплексной системой CLEAN SWEEP I* (Шлюмберже). Также в ближайшее время планируется проведение ОПЗ с применением экзотермической реакции. В марте – апреле 2010 года бригадой ГНКТ было проведено 9 промывок и освоений после ГРП. Были выявлены существенные осложнения при проведении данного вида работ в условиях горизонтальных скважин ВЧНГКМ.

Заместитель директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н., профессор Л.А. Магадова озвучила доклад «Фильтрационные исследования полисахаридной жидкости глушения



meticulously by the organizers at the program drafting stage. The participants of the seminar were impressed by the intensity of the program. All of the reports were informative, and the presentations made by equipment producing companies were technical rather than advertising in nature demonstrating before everything else technological capacity of the presented tools and equipment. The service companies generously shared experience with their colleagues leaving out the ginger, glimpses of which you could pick up socializing informally with your colleagues during a boat trip on the Moskva River.

The report of **A. Uskova, Verkhnechonskneftegaz chief CT engineer of the well servicing department** “Solving the problems of Verkhnechonskoye oil and gas-condensate field with the use of coiled tubing” deals with application of CT technologies in difficult drilling conditions with low formation temperature, high content of salts and tendency to formation of asphalt, resin and paraffin deposits. Eighty percent of operating wells are openhole wells with horizontal end. The length of openhole can reach the value of 1,640 ft., its diameter is 6/8.5-in. There is also a tight section in the tubing with diameter of 1.9-in. At the beginning of operations main project goals were performing of geophysical well logging (GWL), bottom-hole treatment and after fracturing flushing of wells.

Following the results of GWL pilot project, which was performed in the horizontal holes of Verkhnechonskoye oil and gas-condensate field with coiled tubing utilization, we obtained important data on the boreholes conditions: the presence of water, asphalt, resin and paraffin deposits in bottom-hole area, open hole sloughing.

Due to subnormal bottom-hole temperature and low oil saturation pressure (asphalt, resin and paraffin

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

скважин (ПСЖГ) в условиях, моделирующих трещину ГРП». Полисахаридные жидкости для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе, представляют собой гели на основе модифицированных гуаров (гелеобразователь ГПГ-3), обладающие невысокой вязкостью и низкой фильтрационной способностью. За счет добавления сшивающих агентов (сшивающий агент СПРД) полисахаридный водный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины при пластовой температуре до 100 °С.

Для оценки восстановления проводимости трещины после применения ПСЖГ в скважинах, прошедших ГРП, были проведены комплексные лабораторные исследования. Полученные результаты позволяют рекомендовать использование ПСЖГ при глушении скважин после ГРП.

А.Н. Сорокин, ст. инженер-технолог ГНКТ компании «Шлюмберже», выступил с докладом, освещавшим первый опыт применения в России кислотной системы MaxCO_3 – технологии повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Данная технология была апробирована в совместном проекте компании «Шлюмберже» и ООО «Газпром добыча Астрахань» по использованию ГНКТ для ремонта скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении в уникальных условиях АГКМ.

Для проведения ремонта скважин на АГКМ, учитывая вышеизложенное, компания «Шлюмберже» представила комплексный подход, включающий в себя обширный перечень мер по очистке ствола скважин от отложений и инородных предметов и комплекс технологий обработки призабойной зоны пласта. Помимо успешно зарекомендовавшей себя системы VDA, последним внедрением компании стало применение кислотной системы MaxCO_3 – новейшей бесполимерной системы для обработки карбонатных коллекторов, впервые примененной в России.

Преимущество данной технологии заключается в комплексной (химической и физической) временной блокировке наиболее проницаемых (дренированных) зон. При этом повышение эффективности химического блокирования, осуществленного системой VDA, достигается за счет использования пролонгировано растворимых волокон – фибров, благодаря чему активная кислота доставляется именно в слабодренированную углеводородонасыщенную часть пласта.

На настоящий момент на АГКМ была проведена пилотная селективная кислотная обработка с



Л.А. Магадова
L. Magadova

deposits formation in bottom-hole area) there was a need in complex bottom-hole treatment. Schlumberger has completed a large amount of lab investigations. Subsequent to the results of lab tests we made a decision to perform a test treatment with the use of complex system CLEAN SWEEP I* (Schlumberger). In the nearest time we also plan to perform bottom-hole treatment with the use of heat generating reaction.

During the period of March – April, 2010 our CT crew has performed 9 operations of well flushing and after fracturing completion. We have revealed significant problems in the performance of these operations under conditions of Verkhnechonskoye oil and gas-condensate field horizontal wells.

Professor L. Magadova, PhD, Deputy-director of Gubkin Russian State University of Oil and Gas presented a report “Penetration tests of polysaccharidic well killing fluid (PSWKF) under conditions that simulate hydraulic fracture crack”

Water based or salt-water based polysaccharidic well killing fluids (PSWKF) are gels on the basis of modified guar (gelling agent GPG-3), which have low viscosity and penetration. Thanks to the addition of thickening agents (thickening agent SPRD) polysaccharidic aqueous gel forms a unified network structure, which effectively blocks air pockets and fractures at formation temperatures up to 212°F.

To estimate recovery rate of fracture conductivity after application of PSWKF in the wells after fracturing, we performed complex laboratory research.

The obtained results allow recommending the application of PSWKF for after-fracturing well killing.

A Sorokin, Senior CT Application Engineer, Schlumberger, made a presentation on the first case of application of acid system MaxCO_3 – the newest system of oil recovery enhancement at carbonate reservoirs, which was used in Russia for the first time. This technology was tested in a joint project of the Schlumberger and Gazprom Dobycha Astrahan on coiled tubing use for well workover operations at Astrahanskoe gas-condensate field (AGCF).

Taking into account all above-mentioned peculiarities of AGCF Schlumberger proposed a complex approach of AGCF wells treatment. It includes a large number of operations on borehole cleanout from sediment and contaminants, as well as a full



А.Н. Сорокин
A. Sorokin

применением системы MaxCO₃. В результате использования многостадийной программы обработки с 15%-й соляной кислотой HCl в качестве базовой жидкости был получен прирост продуктивности более 200%.

**Технический инженер
Trican Well Service**

С.А. Заграничный рассказал о применении колтюбинга в осложненных условиях Ванкорского месторождения. На Ванкорском месторождении применяется метод кустового бурения. На данный момент все эксплуатационные скважины являются горизонтальными, 75% из них оборудованы «интеллектуальными»

системами. Сложный профиль скважин требует специального подхода к методам проведения внутрискважинных работ, при этом традиционные кабельные методы не подходят для доставки скважинного инструмента к продуктивным интервалам. С другой стороны, колтюбинговые технологии хорошо подходят для проведения подобных операций в скважинах с увеличенным отходом от вертикали. Они используются для проведения операций по нормализации забоя скважин после их заканчивания или капитального ремонта, введению скважин в эксплуатацию и проведению каротажа в действующих скважинах. На Ванкорском месторождении используется гибкая труба (ГТ) диаметром 38,1 мм и 44,45 мм. ГТ диаметром 38,1 мм используется в скважинах, где внутрискважинное оборудование или другие ограничения мешают использованию ГТ большего диаметра. В остальных случаях в качестве рабочей колонны для проведения внутрискважинных операций используется ГТ диаметром 44,45 мм. К числу подобных операций на данный момент можно отнести нормализацию и введение в эксплуатацию скважин, каротаж на установленном в трубе кабеле и удаление АСПО и гидратных пробок. Наиболее трудноразрешимой проблемой, встречавшейся до сих пор на Ванкорском месторождении, являются осложнения при достижении конечной глубины с помощью ГТ. Поскольку Ванкорское месторождение продолжает расти, все больше скважин вводится в эксплуатацию, роль колтюбинга также возрастает.

ПРАКТИКА – КРИТЕРИЙ ИСТИНЫ

Особый интерес вызвала у участников конференции сессия «Новые технологии повышения нефтеотдачи



complex of bottomhole formation zone treatments. Besides successful and proven VDA system, last introduction of the company was the application of acid system MaxCO₃ – the newest polymer-free system for carbonate reservoirs treatment, which has been applied in Russia for the first time.

The advantage of this technology is in complex (chemical and physical) temporary blocking of the most permeable (drained) zones. Increasing of the efficiency of chemical blocking, which is performed by VDA system, is achieved due to utilization of dissolvable fibers of prolonged action. Owing to these fibers active acid is transported directly to weakly drained part of formation, which is saturated with hydrocarbons.

Currently we have performed a pilot selective acid treatment of AGCF wells with MaxCO₃ system utilization. As a result of multi-stage treatment program with 15% solution of hydrochloric acid (HCl) as a basic fluid we got a 200% increase in productivity.

Technical engineer of Trican Well Service S. Zagranichny spoke about the challenges of well intervention with coiled tubing at Vankorskoye field. The Vankorskoye field the method of pad drilling was used. The field is drilled primarily with horizontal wells, 75% of which have smart equipment. The complicated well profile demands the special approach for intervention techniques. In the given well profiles, conventional wireline techniques are not appropriate to convey tools to the producing intervals. On the other hand, Coiled Tubing is well suited to conduct such operations in the extended reach wells. It is used for wellbore cleanout operations after the completion and workover, bringing wells into service and logging in the production wells.

Two sizes of coiled tubing are used in the

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

пласта и интенсификации притока», в рамках которой освещался опыт проведения уникальных операций.

Заместитель директора – главный инженер ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»

Р.М. Ахметшин, постоянный участник и докладчик конференции, рассказал о дальнейшем развитии колтюбинговых технологий в Татарстане, где, как известно, с помощью гибкой трубы было проведено много уникальных операций, в том числе переликвидация скважины, находящейся в акватории реки, о которой рассказывалось в докладе на прошлой, десятой конференции. Колтюбинговые технологии применяются здесь с 1998 года. Всего отремонтировано более 6000 скважин различного назначения и оказано более 400 услуг при традиционном КРС, освоено 32 технологические операции. Колтюбинговыми установками ежегодно выполняется более 700 обработок. Основной объем работ занимают ОПЗ нагнетательных скважин, промывка забоя растворителями и стимуляция скважин по межтрубному пространству. В небольших объемах проводятся работы по изоляции вод, отключению пласта, герметизации колонн, освоению после бурения, вымыву проппанта после ГРП. Эксклюзивно выполняются работы по запасовке оптоволоконного кабеля в гибкую трубу и спуску ее в битумные скважины для контроля прогрева пласта, доставки геофизических приборов при исследовании горизонтальных скважин. С 2003 года применяется метод ремонта скважин без подъема ГНО, спуском гибкой трубы диаметром 25 мм по межтрубному пространству через отверстие для геофизических исследований в подвесном фланце устьевой арматуры в скважинах, оборудованных ШГН. Всего за этот период проведено более 1000 ремонтов.

В этом году впервые успешно проведен спуск гибкой трубы в межтрубное пространство скважины, оборудованной ЭЦН, т.е. в межтрубном пространстве, кроме НКТ, находился кабель КРБК. Осложнений в процессе спуска и подъема гибкой трубы не было. Успешное проведение этих работ создает дополнительные возможности по расширению применения колтюбинга. Еще одна технология, которая здесь успешно применяется, – селективный доступ в стволы многозабойных скважин.

Начиная с 2008 года на скважинах ОАО «Татнефть» применяется также технология исследования и изоляции водопритоков в горизонтальных скважинах с использованием надувных пакеров.

«Татнефть» выступила инициатором конвейерного способа обслуживания скважин, когда часть операций выполняется привычными способами, а часть – с помощью колтюбинга, и при этом в процесс также вписываются другие подразделения (геофизические, свабые и т.п.). Этот метод в условиях Татнефти полностью оправдал себя экономически, поскольку

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

Vankorskoye field, 38.1 mm (1.5 inches) and 44.45 mm (1.75 inches). The 38.1 mm is used in wells where downhole completions or restrictions prevent the use of the 44.45 mm coiled tubing. The 44.45 mm coiled tubing is the work string used on the majority of the treatments performed. These treatments, to date, are well normalizing, bringing wells into service, stiff wireline logging, removal of asphalt, resin and paraffin deposits as well as hydrate blocks. The single most persistent issue encountered so far in the Vankorskoye field is the inability to get the coiled tubing to TD. As the Vankorskoye field continues to grow and more and more wells are put into service, the role of coiled tubing is increasing.

PRACTICE AS THE PROOF

The session “New technologies for enhanced oil recovery and stimulation of production” that dealt with experience of conducting unique operations aroused a particular interest among the participants of the conference.

R. Ahmetshin, Deputy Director, Chief Engineer, Tatneft AktubinskRemService, a regular participant and speaker of the conference told the audience about the future development of CT technologies in Tatarstan where, as is well known, CT was used to conduct a lot of unique operations. At the 10th conference Mr Ahmetshin presented a report on re-abandonment of the well located in a river area.

CT technologies have been used here since 1998. More than 6,000 wells of various functions have been repaired and more than 400 services have been rendered as traditional well workovers with 32 production operations mastered. CT units are used to conduct more than 700 well treatments annually. Bottomhole treatment of injection wells as well as bottomhole flushing with solvents and well stimulation in annulus constitute the main part of operations. The minor part of operations includes bottom water shutoff, reservoir shutoff, casing sealing, well testing after drilling, proppant cleanout after hydraulic fracturing. Such operations as optical fiber reeving into CT unit and its running in bitumen wells to control bed heating and running geophysical instruments to explore horizontal wells are done on special orders. Since 2003 the method of well workover operations without lifting downhole pumping equipment, by running 25 mm (0.9843 inch) diameter CT to the annular space through a geophysical studies hole in the hanger flange of the wellhead fittings in the wells with balanced pumping unit has been used. More than 1000 well workovers have been conducted since then.

This year has seen the first successful CT running in the annular space of a well equipped with ESP, i.e. apart from tubing string the annular space had an armoured rubber round cable. There were no complications at

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

позволил достичь высокой эффективности использования колтюрбингов установок, которые в условиях конвейера не простаивают.

Опытом применения колтюрбинга в Башкортостане поделился **ведущий специалист департамента добычи, подготовки и сдачи нефти и газа ОАО «АНК «Башнефть» Д.М. Мухаметшин**. В настоящее время Башнефть располагает одним из самых больших парков колтюрбинговых установок в РФ, насчитывающим семь единиц. Шесть из них задействованы при проведении работ по поддержанию нагнетательного фонда. В частности, внедрены технологии по комплексной обработке ПЗП нагнетательных скважин с применением углеводородных растворителей, кислот, а также метод гидросвабирования скважины (дренирование пласта методом закачки воды и стравливания с использованием энергии пласта). Эффективность работ при этом достигает 96,3%. Еще одна установка – МК10Т – является модернизированной моделью для работы по межтрубному пространству с применением ГТ малого диаметра и позволяет проводить эти работы без предварительных работ по подготовке устья скважины и станка-качалки. Это единственная в России установка с частично облегченным инжектором с тяговым усилием 8 т. На данный момент колтюрбинговой установкой по межтрубному пространству обработаны 92 нефтяные скважины, что позволило дополнительно добыть 24248,5 тонн нефти.

Директор БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть», к.т.н., Н.А. Демяненко доложил о развитии колтюрбинговых технологий в Беларуси, где выполнение промысловых колтюрбинговых операций обеспечивается с установки МК30Т для работы с призабойной зоной в сочетании с ГТ диаметром 38,1 мм, 44,5 мм и ГТ диаметром 50,4 мм при бурении боковых стволов. В докладе отражены результаты колтюрбинговых операций, связанных с промывками забоев нагнетательных скважин и НКТ жидкостью или пеной, солевых и парафиновых пробок, «стопов» после ГРП, интенсификацией притока (СКВ, СКО), освоением скважин методом компрессирования с использованием азотно-компрессорной установки, освоением скважин после проведения СКР. Еще одно сообщение Н.А. Демяненко было посвящено применению гидравлических и кислотных разрывов в карбонатных и терригенных пластах белорусских месторождений. Широкое внедрение технологий ГРП и КГРП в Беларуси было начато в 2007 году после приобретения полного флота ГРП производства СЗАО «Фидмаш». Поскольку основные залежи месторождений представлены карбонатными коллекторами, наиболее распространенной технологией стал



Д.М. Мухаметшин
D. Mubametsbin

the time of running in and pulling up the CT. The successful completion of these operations creates additional opportunities for wider application of CT. Another technology successfully applied here is a selective access to the bore holes of branched wells.

Since 2008 the technology of water inflow exploration and isolation of horizontal wells using inflatable packer has also been applied at Tatneft wells.

Tatneft took the lead in applying conveyor approach to well servicing, when one part of operations is done

in the conventional way and the other is done with the help of CT as well as other units (geophysical, swabbing etc.) This approach at Tatneft was totally economically justified because it allowed achieving high efficiency of using CT units that are fully used in conveyor approach.

D. Muhametshin, Chief Expert of the Department for Oil and Gas Production, Treatment and Sales, Bashneft shared his experience of using CT in Bashkortostan. At the moment Bashneft possesses one of the biggest number of CT units in Russia, seven to be exact. Six of them are used when conducting injection well stock support operations. Specific technologies for complex treatment of bottom-hole areas of the injection wells using hydrocarbon solvents, acids and the method of hydroswabbing of the well (bed drainage through water injection and bleeding using bed energy) are applied. Operational efficiency in this case reaches 96.3 %. Another unit – MK10T – is modernized and allows conducting operations in the annular space with coiled tubing of small low diameter without preliminary work on the well head and rod pump. It is the only unit in Russia with partially lightened injector with draft force of 8 tons. At this time 92 oil wells have been treated in the annular space using CT unit which made it possible to additionally produce 24248.5 tons (152,500 barrels) of oil.

N. Demyanenko, PhD, Director of the Belarusian Research and Design Institute of Oil (BelNIPIneft), Production Association Belorusneft spoke on the development of CT technologies in Belarus where oilfield coiled tubing operations at bottom-hole zone is done with MK-30T unit. Unit works in conjunction with coiled tube of 1-1/2", 1-3/4" and 2" (for sidetracking) diameter. The report features the results of coiled tubing operations related to washing of bottom holes of injection wells and flushing of production strings with fluid or foam, removal of salt and paraffin plugs, "stops" after hydraulic fracturing, production stimulation (hydrochloric bath, hydrochloric treatment), well completion by compression method with the use

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

кислотный гидроразрыв пластов. Специалистами БелНИПИнефть было разработано пять технологических схем КГРП, которые применялись в зависимости от свойств конкретного пласта. Применялся также ГРП с закреплением созданных трещин пропантом, причем как на терригенных коллекторах (успешность работ 87%), так и на карбонатных (успешность работ 75%).

Об уникальном опыте ремонтных работ на месторождении в Казахстане с использованием гидравлической резки трубы в условиях неэффективности применения традиционных электрических средств рассказал **руководитель департамента внутрискважинных работ через НКТ по региону стран бывшего СССР компании Weatherford International Ltd. Детлеф Босс.**

В 2007 году на одной из скважин месторождения Восточный Кашаган при проведении обычного кавернометрического исследования колонны кабельный замок раскрылся и каверномер упал в скважину. Попытки извлечь каверномер с помощью мощного кабеля или гибкой трубы не увенчались успехом, и инструмент был оставлен в скважине на глубине 4688 метров. С течением времени стружка и осадочные частицы с колонны покрыли инструмент до уровня, на котором он играл роль обратного клапана, не давая производить закачку в скважину, но выпуская забойное давление наружу. Было принято решение провести капитальный ремонт скважины. Требовалось обрезать трубу выше пакера, а для того чтобы использовать спускаемую на электрокабеле радиальную резательную горелку, необходимо было сначала пробить отверстия в трубе в месте предполагаемой резки, потому что оставленный в скважине инструмент, действующий как обратный клапан, будет подавлять компенсацию ударной волны, создаваемой резательной горелкой. Однако попытки пробить требуемые отверстия не удалось по неустановленным до сих пор причинам. Единственной альтернативой было использовать гидравлический трубобрез, спускаемый с помощью гибкой трубы и работающий от погружного двигателя, так как для этого требуется только циркуляция рабочей жидкости на поверхность и не нужно пробивать отверстия в трубе. Операция была проведена успешно, труба была обрезана за 35 минут, что позволило продолжить



of nitrogen compression unit, well development after hydrochloric fracturing. Another report of N. Demyanenko was dedicated to the use of hydraulic and acid fracturing in carbonate and terrigenous formations of the Belarusian oilfields. Wide adoption of hydraulic fracturing and acid fracturing technologies in Belarus started in 2007 after the purchase of the whole fleet of hydraulic fracture machines produced by NOV Fidmash. Since main oil reserves are carbonate reservoirs, acid fracturing became the most widely used technology applied. BelNIPIneft specialists developed five technological schemes of acid fracturing that were applied depending on the properties of a particular reservoir. The method of hydraulic formation fracturing with the use of proppant to fix the fractures was also applied both at terrigenous reservoirs (success rate of 87%) and carbonate ones (success rate of 75%).

Detlef Boss, Thru Tubing Service Product Line Manager for the FSU Region, spoke about the unique experience of repair work at the reservoirs in Kazakhstan where application of traditional electrical means has proved ineffective.

In 2007 at one of the wells of the Kashagan East Field while conducting calliper analysis of the casing the cable end got unlocked and caliper tool fell into the well. The attempts to retrieve the caliper tool with the help of a thick cable and CT were unsuccessful, and the tool was left in the well at the depth of 4,688 m. In the course of time, shavings and sedimental particles from the casing covered the tool up to the level where it played a role of back pressure valve and prevented the well from being injected but did let out the pressure. It was decided to pull the well. The casing had to be cut above the packer. To use the radial cutting

запланированные работы по капитальному ремонту данной скважины.

ОБОРУДОВАНИЕ РЕШАЕТ ВСЁ

Большой массив докладов конференции был посвящен новому оборудованию; и инновациям, и уже серийно выпускаемым модификациям.

Высокой актуальностью в условиях прогнозируемого бурного развития рынка зарезки боковых стволов отличался доклад **первого заместителя директора СЗАО «Новинка» И.Я. Пирча** «Технические средства для направленного бурения скважин», осветивший новейшую запатентованную разработку – систему направленного бурения СНБ89-76М, уже прошедшую первые испытания на промысле.

Одной из наиболее перспективных в экономическом плане для многих нефтегазовых компаний является освоение и развитие технологии направленного колтюрбингового бурения, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт. Данная технология весьма эффективна как для сохранения, а нередко и повышения уровня добычи углеводородов на старых месторождениях, так и в неменьшей степени для повышения добычи углеводородного сырья на новых. Технология направленного колтюрбингового бурения может быть также эффективно использована для бурения скважин в угольных пластах.

Успешность применения колтюрбинговых технологий во многом определяется надежностью и эффективностью специальных КНБК для работы в составе колтюрбинговых комплексов. СЗАО «Новинка» для этой цели было создано соответствующее оборудование – система направленного бурения СНБ89. Связь с наземным оборудованием осуществляется либо по электрическому кабелю, либо с использованием пульсатора, входящего в состав КНБК, по столбу бурового раствора. Предлагаемые СЗАО «Новинка» системы направленного бурения с гидравлическим и электрическим каналом связи представлены двумя типоразмерами: диаметром 76 и 89 мм.

Полный комплекс оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и цементированию скважин присутствующим продемонстрировал **начальник отдела продаж и**



torch lowered down on electro cable, they first had to punch a hole in the casing at the place of planned cutting, because the tool left in the well acting as a back pressure valve would overwhelm the compensation of the shock wave created by the cutting torch. But for the reasons still unknown, all the attempts to punch the needed holes were unsuccessful. The only alternative left was to use hydraulic pipe cutter lowered with the help of CT and working from a submersible motor, because to do that they only needed the circulation of the driving fluid to the surface and there was no need to punch holes in the casing. The operation was successful, and the casing was cut within 35 minutes which made it possible to continue with the planned overhaul of the well.

EQUIPMENT IS THE KEY

Many reports at the conference dealt with new equipment: both innovative and series produced.

In the atmosphere of anticipated rapid development of the sidetracking market **Ivan Pirch, First Deputy Director of Novinka** delivered a report titled “Technical Means for Directional Drilling in Coal Bed”, which covered the latest patented solution – the SNB89-76M directional drilling system that has already been field-tested.

One of the most economically promising areas for many oil and gas companies is adoption and development of the directional CT drilling technology including underbalanced conditions in the productive reservoir. This technology is effective both for the preservation and very often for oil and gas recovery enhancement at the old fields, as well as for recovery enhancement at the new ones. The directional CT

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

продвижения продукции СЗАО «Фидмаш»

С.В. Юруткин. В докладе подчеркивались преимущества комплексной поставки оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов, поскольку при этом производитель несет полную ответственность за работу всего комплекса, а не только отдельных блоков и агрегатов.

Предприятие при постоянном взаимодействии со своими заказчиками совершенствует серийные модели оборудования, разрабатывает и выпускает новейшие образцы техники, а также модернизирует ранее выпущенные установки. Были представлены комплексы для выполнения ремонтно-изоляционных работ, обработок призабойных зон, для работ по устранению аварий, для геофизических исследований скважин при помощи колтюрбинга, а также комплексы для бурения при помощи колтюрбинга, в том числе на депрессии, для гидравлического разрыва пласта, для цементирования скважин. Было продемонстрировано новое оборудование и модификации серийных установок, разработанные специалистами СЗАО «Фидмаш»: колтюрбиновая установка МК30Т-60 на шасси Terberg (Volvo); колтюрбиновая установка МК30Т-40 для работы как на суше, так и на морских платформах (в блочном исполнении, установленная на шасси); цементировочная двухнасосная установка Н1000С с автоматической системой приготовления цемента; сопутствующее оборудование. В дополнение был представлен обзор серийно выпускаемой техники, возможности по поставке запасных частей и оказанию сервисных услуг.

О преимуществах гибридных колтюрбиновых буровых установок рассказал **вице-президент по продажам и маркетингу компании Foremost Джеймс Фредерик Черник**. На настоящий момент компания произвела 64 установки, из них самой большой является 150-тонная. Докладчик раскрыл основные преимущества гибридных колтюрбиновых буровых установок: универсальность, общая производительность (количество пробуренных за определенный период времени скважин), глубина бурения. Мировой рекорд по глубине бурения гибридной колтюрбиновой установкой Foremost: 2 476 м. Еще одно отличительное свойство гибридных колтюрбиновых установок – их безопасность, которая обеспечивается за счет минимизации контакта человека с буровой установкой во время работы. Было подчеркнуто также, что монтаж гибридных установок занимает очень мало времени – от 2 до 8 часов.

Два доклада были посвящены скважинному инструменту, применяемому при работе с колтюрбиновыми установками.

Заведующий лабораторией технических средств для бурения и капитального ремонта скважин ОАО «НПО «Бурение» Д.В. Зинин

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

drilling technology can also be effectively used for well-drilling in coal beds.

The successful use of the CT technologies is in many ways determined by the reliability and effectiveness of particular bottom-hole assembly designed to work with CT complexes. The SNB89 directional drilling system was created for this very purpose by Novinka. Connection with surface equipment is done with the use of electric wires or with a pulsator being part of the bottom-hole assembly via the drilling mud column. Novinka offers two sizes of directional drilling systems with hydraulic and electric communication line: 76 mm (2.992 inches) and 89 mm (3.504 inches).

A full range of equipment for conducting modern hi-tech operations to enhance gas and oil reservoir recovery and well cementing was presented by **S. Yurutkin, Head of Sales and Product Promotion of Fidmash**. The report highlighted the advantages of complex delivery of equipment meant for conducting high-tech operations to enhance gas and oil recovery, because in this case the producer is fully responsible for the operation of the whole complex, not separate blocks and units.

The company continuously cooperates with its customers and improves standard models of equipment, designs and manufactures the newest machinery and upgrades previously produced units.

The report contained information on complexes of equipment for performing high-technology oil and gas recovery enhancement and well cementing operations, namely: cement squeeze, bottomhole zone treatments, remedial actions, well logging with coiled tubing, coiled tubing drilling, including underbalanced drilling, hydraulic fracturing, well cementing and so on.

The speaker presented new equipment and modifications of standard units developed by Fidmash specialists: coiled tubing unit МК30Т-60 with Terberg (Volvo) chassis; coiled tubing unit МК30Т-40 capable of operating both at onshore fields and offshore platforms (modular construction mounted on chassis); two-pump cementing unit Н1000С with automatic cement preparation system; associated equipment. In addition there was a review of standard technical equipment, possibilities of spare parts delivery and rendering of maintenance services.

James Frederick Chernyk, Vice President, Sales and Marketing, spoke about the advantages of the hybrid CT drilling units. So far the company has produced 64 units with the biggest one weighing 150 tons. The speaker described the main advantages of the hybrid CT drilling units: versatility, total productivity (number of drilled wells over a certain period of time), drilling depth. The world record for the drilling depth by a Foremost hybrid CT unit is 2,476 m. Another characteristic feature of the hybrid CT units is their

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

рассказал о новых технологических возможностях использования внутрискважинного оборудования для колтбюбинга, разработанного представляемым предприятием. За период с 2007 по 2010 год ОАО «НПО «Бурение» поставило более 450 единиц оборудования и инструмента для колтбюбинговых установок и канатной техники. В последнее время резко возрос уровень разнообразия и сложности ремонтов скважин. Соответственно, постоянно возрастают требования к инструменту, посредством которого выполняются данные операции. С 1998 года в ОАО НПО «Бурение» ведется работа по созданию комплекса скважинного и вспомогательного оборудования и инструмента для проведения ремонтных работ с помощью колтбюбинга и канатной техники. За это время было разработано и испытано более 40 наименований инструмента для работ в колоннах НКТ диаметром 60, 73, 89, 102, 114 мм. Докладчик дал полный перечень скважинного инструмента для колтбюбинга и охарактеризовал предназначение каждого устройства.

Начальник отдела разработки ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

Ю.Н. Штахов рассказал об опыте применения скважинного инструмента производства данного предприятия в операциях промывки и освоения скважин, ОПЗ, водоизоляционных и ловильных работах. С 2008 года предприятие поставляет сервисным компаниям 34 наименования инструмента.

Зам. коммерческого директора по развитию Промышленной группы «Тегас»

Д.В. Владыкин рассказал о применении азотных компрессорных станций ТГА при операциях колтбюбинга. Тегас производит широкую номенклатуру газоразделительной техники и компрессорного оборудования.

Заведующий кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика»

Южно-Российского государственного технического университета, д.т.н., профессор А.Я. Третьяк представил устройство для создания осевой нагрузки при колтбюбинговом бурении, разработанное сотрудниками кафедры. В докладе подробно изложена сущность способа создания осевой нагрузки на забой горизонтальной скважины и принцип действия устройства для его осуществления.

Большой интерес слушателей вызвал доклад **генерального директора ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)» С.Е. Берюшцева** «Введение в технологию применения скважинных тракторов». Эти устройства, пока еще новые для российского рынка, признаются рядом специалистов конкурирующими не только с традиционным КРС, но и с колтбюбингом, и

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

safety that is achieved through minimization of the contact a person has with the working drilling unit. It was also stressed that installation of hybrid units takes very little time – from two to eight hours.

Two reports were dedicated to downhole tools which are used with coiled tubing units.

D. Zinin, Chief of the Laboratory for Drilling and Workover Operations Equipment, Burenie Research and Production Association, told the attendees about the new possibilities of using downhole equipment for CT, developed by the company he represented. For the period of 2007-2010 Burenie delivered more than 450 units of equipment and tools for CT and wireline units. Recently there has been a sharp increase in the level of diversity and complexity of well workovers. Accordingly, the requirements for tools that are used to complete this

kind of operations have become more stringent. Since 1998 Burenie has worked on creating a complex of well and accessory equipment to conduct well workover operations using CT and wireline. Over that period of time more than 40 types of tools for operations in oil well tubing with diameter of 60, 73, 89, 102, 114 mm (2.362, 2.874, 3.504, 4.016, 4.488 inches) were developed and tested. The speaker presented a full list of CT downhole tools and described the application of each tool.

Y. Shtakhov, Head of Development Department, RosTEKtehnologii, spoke about the experience of applying downhole tools produced by this enterprise for flushing and well completion, bottomhole treatment, water isolation and fishing operations. Since 2008 the company has been delivering 34 types of tools to service companies.

D. Vladyskin, Deputy Commercial Director for Development, Tegas industrial group, spoke on the use of nitrogen compressor units of TGA series during coiled tubing operations. Tegas produces a wide array of gas separation and compressor equipment.

A. Tretyak, PhD, professor, Head of the Subdepartment of the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics, South-Russian State Technical University

presented a tool developed by his colleagues for production of thrust load during CT drilling. The report has a detailed description of the method's nature: creation of thrust load on horizontal wells



Ю.Н. Штахов
Y. Shtakhov



Д.В. Владыкин
D. Vladyskin

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •



способными в видимой перспективе взять на себя некоторые внутрискважинные операции, сегодня выполняемые с помощью гибкой трубы.

Компания представляет на российском рынке нефтегазового сервиса и другие технологии, такие как фрезерование, очистка забоя и другие механические работы, управляемые по электрическому кабелю.

ДЕЛО – В ТРУБЕ

Гибкая труба, намотанная на катушку, – основная часть колтюбинговой установки, собственно, и давшая название технологии. Наш журнал не перестает писать о том, какими свойствами должна обладать труба и сталь, из которой она сделана, как повысить прочность, износостойкость, срок службы колтюбинга. И на конференции часть докладов была посвящена ее величеству Трубе.

Заведующий кафедрой технической механики, д.т.н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина А.Г. Молчанов рассказал о том, как прогнозировать долговечность колонн гибких труб с учетом внутреннего давления технологической жидкости.

Представительница молодого поколения исследовательской школы РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина **К.А. Потешкина** изложила метод пассивации поверхности ГНКТ с целью снижения их коррозии при кислотных обработках. На кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой

and the working principle of the tool to perform the operation.

The report of **S. Beryushchev, Managing Director of Welltec Oilfield Services (RUS)** aroused great interest among the audience. Its title was "An Introduction to Well Tractor Technology". These tools, still new for the Russian market, are acknowledged by experts to be not only in a competition with the traditional well workovers but they are also believed to soon undertake some well operations conducted today with CT.

The company also presents on the Russian market of oil and gas services other technologies such as milling, bottomhole cleaning and other mechanical operations controlled through an electrical cable.

THE TUBE IS THE ANSWER

A flexible tube, put on a coil, is the main part of the CT unit that basically gave the name to the whole technology. Our journal has been continuously writing about the properties that tube and steel it is produced from should have. We write about the ways to increase solidity, durability and life span of the CT. At the conference, a big part of the reports was dedicated to Her Majesty the Tube.

A. Molchanov, PhD, professor, Head of the Subdepartment of Engineering Mechanics, Gubkin Russian State University of Oil and

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

промышленности были проведены работы по исследованию коррозии стали, из которой изготавливаются гибкие трубы. Для снижения влияния коррозии были разработаны технологические составы на основе модификатора СКА, пассивирующие поверхность ГНКТ.

Родэрик Стэнли, представитель Coiled Tube Resource Management, председатель рабочей группы Американского нефтяного института (API) по усталостному ресурсу гибких труб, ознакомил присутствующих с техническими условиями Американского нефтяного института (5ST) на производство гибких труб, представив обзор нового стандарта (5ST1) на производство, результаты тестирования и неразрушающего контроля гибких труб (ГТ), а также сравнение нового стандарта с существующим для гибких трубопроводов (технические условия API 5LCP2). Первый предусматривает проведение полноценной проверки ГТ после завершения гидравлических испытаний, в то время как последний требует лишь перепроверить роликовый шов по всей длине ГТ.

Еще один доклад Родэрика Стэнли представил результаты работы новой системы для оценки состояния гибких труб, которая измеряет диаметр и толщину стенок ГТ, вычисляет их овальность и обнаруживает дефекты. Были приведены несколько примеров оценки состояния ГТ, а также основные характеристики программного обеспечения FlexorTU, моделирующего развитие усталости ГТ. В качестве входных параметров ПО используется диаметр, толщина стенок, давление и реальный диаметр ГТ, а также радиус кривизны направляющей ГТ. Эти данные позволяют программе вычислять количество циклов сгибания ГТ на установке для испытаний на усталость или число спуско-подъемных операций, которое может выдержать ГТ, в зависимости от различных обстоятельств.

Представитель компании Tenaris **Эрик Боек** представил доклад «Эволюция спроса на гибкие трубы», по интереснейшим статистическим данным которого можно отследить развитие колтюбинговых технологий в мире и СНГ.

НАКАНУНЕ ПРЕМЬЕРЫ

В последний день конференции слушателей ждал сюрприз. **Главный инженер департамента по капитальному ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже» К.В. Бурдин** выступил



К.А. Потешкина
K. Poteshkina

Gas, spoke about the prediction of coiled tubing string lifetime considering the internal pressure of process fluid.

K. Poteshkina, representative of the younger generation of research scientists from Gubkin Russian State University of Oil and Gas, presented the method of coiled tubing surface passivation in order to decrease the degree of its corrosion after acid treatments.

At Chemicals Agents Technologies for Oil and Gas Industry Department of Gubkin Russian State University of Oil and Gas the investigation of corrosion of steel, which is used for CT manufacturing, has been performed. Chemical compounds on the basis of SKA modifier for CT surface passivation have been developed in order to decrease the degree of CT corrosion after acid treatments.



Родэрик Стэнли
Roderic K Stanley

Roderic K Stanley, representative of the Coiled Tube Resource Management, Head of the Working Group of American Petroleum Institute (API) on CT fatigue life, presented to the audience the technical requirements of the American Petroleum Institute (5ST) for the production of CT. He gave an overview of the new standard (5ST1) for the production, test results and nondestructive examination of CT. He also compared the new standard with the existing one for the coiled line pipe (API 5LCP2 technical specifications). The former provides for the full-scale check of the CT after hydrotesting is over while the latter only presupposes the checking of the seam welds of the CT full length.

Another report of Roderic Stanley contained the work results of the new system for assessing the CT condition that checks the diameter and wall thickness of the CT, calculates its ovality and finds its defects. A few examples of CT condition checking were also given together with basic specifications of the FlexorTU software used for CT fatigue simulation. Diameter, wall thickness, pressure and real diameter of the CT as well as radius of CT guide arch curvature were used as input parameters for the software. This data makes it possible to calculate the number of CT flexing cycles on the fatigue testing machine or the number of round trip operations that a CT can withstand depending on various conditions.

Eric Boeke, representative of the Tenaris Company, presented a report "Evolution of CT demand". It was based on the statistical data that could be used to trace the development of CT in the world and the CIS.

ON THE EVE OF THE PREMIERE

On the last day of the conference there was a

• КОЛТЮБИНГ НА НОВОМ ВИТКЕ •

с докладом «Параметры забоя с ГНКТ в режиме реального времени». К тому, что представители этой ведущей международной сервисной компании выступают на конференциях «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» с сообщениями, отражающими самые передовые достижения, участники уже привыкли. Но доклад К.В. Бурдина стал своеобразной премьерой, поскольку прозвучал в России на неделю раньше, чем во Флоренции на ежегодной конференции и выставке Общества инженеров-нефтяников, где состоялась мировая презентация этой новой технологии.

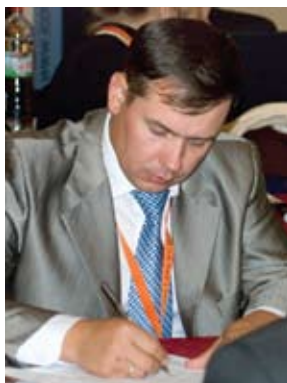
В докладе было представлено семейство технологий ACTive*, которое базируется на использовании канала передачи забойных данных на поверхность в реальном времени с помощью оптоволокну, расположенного внутри полости стандартного ГНКТ. Оптоволокно располагается в устойчивой к воздействию кислот и других агрессивных сред трубке диаметром 1,8 мм. По сравнению с кабелем, используемым в каротажных операциях с ГНКТ, ACTive* с оптоволоком в 20 раз легче, выдерживает коррозионное воздействие и температуру до 149 °C. Не создавая помех для закачки, с высокой плотностью записываемых данных в реальном времени наземная считывающая система внутрискважинных измерений, установленная на ГНКТ, позволяет вести ACTive*-мониторинг скважин и обработок. Впервые семейство сервисов ACTive* позволяет проводить мониторинг скважины и операций, проводимых на ГНКТ, в реальном времени, и дает нам возможность решительно оптимизировать настоящую операцию и последующие действия на скважине.

Премьера технологии – событие глубоко символическое, потому что на каждой из одиннадцати конференций начинали свой путь определенные технологии, представляли во всей красе только что созданные установки и устройства, шли в нефтегазосервисные массы новые знания. А еще конференции давали многим своим участникам силы, чтобы отважиться на применение на практике непривычных, иногда кажущихся рискованными, но столь многообещающих методик!

Обсуждения, споры, дискуссии, круглый стол **«Перспективы развития нефтегазового сервиса»**, теплоходная прогулка по Москве-реке... Чем еще запомнятся эти три дня? Вне всякого сомнения, живым профессиональным общением, в процессе которого коллеги становятся друзьями, а участники конференции – клубом единомышленников, открытым для всех, кто предан общему делу продвижения новых технологий нефтегазосервиса. ☉

• COILED TUBING AT A NEW TURN •

surprise in store for the audience. **K. Burdin, PhD, Chief Engineer of the CT Workover Department, Schlumberger**, presented a report “Real Time Acquisition of Bottomhole Parameters with Coiled Tubing”. The audience had already become used to



К.В. Бурдин
K. Burdin

the fact that representatives of this leading international service company speak at the Coiled Tubing and Well Intervention Conference presenting reports that reflect the most advanced achievements. But Burdin's report became a sort of premiere as it was introduced a week earlier in Russia than in Florence at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, where the international presentation of this new technology was held.

The report contains information on the family of the ACTive* technologies that is based on collecting and sending of the bottomhole data in real time to the surface via a fiber cable placed inside a standard CT unit. The cable is put into a cave resistant to acids and other harmful environments with a diameter of 1.8mm. As compared with a cable used in CT logging services, ACTive* with optic fiber cable is 20 times lighter and can withstand the corrosive attack and the temperature up to 149 °C (300.2°F). The reading system of the downhole measurements with high-density data recording device placed on the surface makes it possible to monitor the well and the processing without causing any interference with the injection. For the first time ever the family of the ACTive* services makes it possible to monitor in real time the well and operations conducted with CTU and gives us a possibility to drastically optimize the current and further operations in the well.

Premiere of a technology is a symbolic event, because certain technologies got their start at each of the 11 conferences. Brand new and shiny equipment and tools were presented, and knowledge was spread among the oil-and-gas service masses. The conferences also gave power to many of the participants to dare use in practice unfamiliar and seemingly risky methods that were so promising at the same time!

Discussions, disputes, debates, round table on **Development Prospects of Oilfield Services**, boat trip on the Moskva River... What else shall these three days be remembered for? Without any doubt, the most memorable thing will be face-to-face professional communication that turns colleagues into friends, and unites conference attendees into the club of the like-minded, open to anyone devoted to promotion of new oilfield services technologies. ☉

ДЕЛАТЬ ОПЫТ ВСЕОБЩИМ ДОСТОЯНИЕМ

МОЗАИКА 11-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

MAKING EXPERIENCE PUBLIC

MOSAIC OF THE 11TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

**К.В. БУРДИН, к.т.н., гл. инженер департамента
по капитальному ремонту скважин с ГНКТ,
«Шлюмберже»**

Я принимал участие практически во всех конференциях – со второй по одиннадцатую. Конференция с каждым годом становится все интереснее, все насыщеннее. Каждая – событие, каждая полна радостных встреч и знакомых лиц. Коллеги, общаясь на протяжении десяти лет, становятся друзьями, с которыми, хотя и видишься, может быть, раз в год на такой встрече, но постоянно находишься на связи, в контакте. Создается клуб единомышленников, круг которого шире списка участников одной конференции.

Одиннадцатая конференция отличается удачным местом проведения, впечатляющим составом участников, среди которых много наших нынешних и потенциальных заказчиков – тех, от кого начинается построение проблематики, на которых работаем мы, сервисники, а уже на нас работают изготовители оборудования и инструмента, прежде всего – колтюбинговых установок. Чем больше здесь заказчиков, тем полезнее для нас, тем плодотворнее работа по освещению наших ноу-хау, технологий, достижений, результатов. Наша компания не скрывает своих технологий. Из сегодняшних докладов коллег из других сервисных компаний я узнал, что они начали применять то, о чем мы рассказывали на прошлых конференциях. Правда, у них пока разовые работы, пробные, но видно, что их заинтересовала технология, и они не без успеха пытаются ее повторить. Мы всегда готовы предоставить нашим заказчикам первоисточник – уже отработанную технологию.

Компанию «Шлюмберже» воспринимают как лидера отрасли, и заказчики часто требуют от нас практически невозможного. Понятно, что углеводороды становится все труднее добывать, что скважины углубляются, задачи усложняются, но мы готовы их решать. Даже на таких месторождениях, как Астраханское, Ванкорское, где отходы от вертикали – 1000 м. И на прошлой конференции, и на нынешней я докладывал о наших возможностях, делился планами. Я и впредь готов в

**K. BURDIN, PhD, Chief Engineer of the
CT Workover Department, Schlumberger**

I have taken part in almost all of the conferences – from the 2nd to the 11th. Every new conference was even more interesting and informative than the previous one. Each of them is a true event with joyful meetings and familiar faces all around. After being in contact for ten years, the colleagues become friends. Although you probably meet with them only once a year at a conference like that, you always keep in touch. We can see a club of people sharing the same views, with the list of members exceeding that of the conference participants.

The 11th conference is notable for the good choice of venue and an impressive list of participants. Among them there are a lot of our current and potential customers who set the tone of our future work. We as servicemen work for them, and producers of the equipment, primarily of the CT units, work for us. The bigger the number of customers coming here, the better it is for us, the more effective is the work of covering our know-hows, technologies, achievements and results. Our company doesn't hide the technologies it possesses. From today's reports of our colleagues from other companies I found out that they had started applying the technical approaches we shared with them at this conference in the past. Although so far they have conducted only test works, it is clear that they have taken a keen interest in the technology and they are successfully trying to duplicate it. We are always ready to provide our clients with the original, proven technology.

The Schlumberger Company is perceived as a leader in its field, and our customers often demand the impossible from us. Although it is clearly becoming more difficult to produce carbohydrates, with wells becoming deeper and tasks more complex, we are ready to go all the way. Even at such oil fields as Astrakhan and Vankor, with vertical bottomhole deviation of 3,280 ft.



рамках конференции обсуждать наши технологические достижения и предоставлять их к услугам заказчиков.

А.Я. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика», ЮРГТУ (НПИ)

Уровень организации конференции очень высок. С содержательными докладами выступают сервисники, создатели оборудования, ученые, разрабатывающие технологии колтюбинга. Симбиоз двух направлений – научного и практического – дает результат, от которого выигрывает вся наша колтюбинговая отрасль. Для нас, специалистов по бурению, колтюбинг – еще новое, молодое направление, но оно, образно выражаясь, уже обросло ракушками. Ракушками научными, практическими, технологическими. Развитие и техники, и технологий в этом направлении будет идти все более интенсивно. У колтюбингового бурения все впереди!

Ю.Н. ШТАХОВ, начальник отдела разработки, ООО «НПИ «РосТЭКтехнологии»

Одиннадцатая конференция организована очень хорошо. Получаю массу полезной информации. Прошлые конференции помогли нам завязать тесные отношения с некоторыми компаниями. Впоследствии были заключены контракты на поставку им нашего инструмента. Благодаря информации, полученной в процессе прошлых встреч, нами были разработаны новые единицы оборудования, которые уже успешно внедрены и составляют львиную долю выпускаемого нашим предприятием инструмента. Таким образом, конференция дает нужные контакты и помогает определить номенклатуру продукции.

Радостно, что на каждой последующей конференции присутствует еще больше представителей сервисных

Both at the last and this conference I spoke about our capabilities and shared our plans with the audience. In future I am also ready to discuss our technological achievements at the conference, as well as make them available for our clients.

A. TRETYAK, PhD, Professor, Head of the Subdepartment, SRSTU (NPU)

The organization level of the conference is very high. Informative reports were presented by servicemen, equipment producers, scientists developing CT technologies. The symbiosis of the two areas – scientific and practical – has an effect that is beneficial for the whole CT industry. For us, drilling specialists, coiled tubing is still a new, young area, but it is already covered with seashells. Those are scientific, practical and technological seashells. Equipment and technological development in this area will become more and more intensive. Coiled tubing has a great future ahead of it!

Y. SHTAKHOV, Head of Development Department, RosTEKtehnologii

The 11th conference was a very well organized event. I have got a lot of useful information. At the preceding conferences we managed to establish close relations with some companies. Subsequently, we signed contracts to supply them with our tools. Thanks to the information that we received at our previous meetings we designed new units of equipment that have been successfully introduced into production and make a fair share of the tools produced by our enterprise. Thus, the conference has given us the necessary contacts and has helped us define the product range.

компаний, которые могут всесторонне обрисовать проблему, чтобы мы могли решить ее технологически. Ведь мы, разработчики оборудования, можем изобретать тысячи устройств, которые окажутся невостребованными, если не будет реально обрисована проблема, которую нужно решить с определенным результатом. Направление для приложения сил нам должны указывать те, кто будет пользоваться нашими разработками. Этому процессу, плодотворному профессиональному общению очень способствует наша конференция.

С. ШЕРШЕЛЬ, директор по кольтюбингу, Trican Well Service

Полагаю, что подобные конференции, вне зависимости от места проведения, важны для той страны, в которой они организуются. Это возможность для представителей нефтегазодобывающих и сервисных компаний обсудить актуальные проблемы отрасли и выработать способы их решения, выгодные для обеих сторон. На 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» меня приятно поразило участие представителей многих нефтегазодобывающих компаний. Это очень важно, поскольку в противном случае мы, сервисники, просто бы разговаривали друг с другом, и эффективность была бы намного ниже.

С.А. ЯЦЫНЕНКО, гл. инженер, ОАО «Заполярьстресурс»

В конференции участвую в первый раз, но являюсь читателем журнала «Время кольтюбинга». Приехал сюда за информацией о новых кольтюбинговых технологиях. В настоящее время мы проводим кислотные обработки, вызов притока, операции по нормализации забоя. После использования кольтюбинга дебит газовой скважины увеличивается на 40–70%. Берем и «мертвые» скважины, с консервацией. В месяц делаем 1–2 скважины. Готовы осваивать новые технологии, надеюсь, что в этом нам поможет конференция. Ну, лишь бы только не пришлось перевооружаться полностью!..

В.С. СЫСОЕВ, начальник производственного отдела по текущему и капитальному ремонту скважин, ОАО «Сургутнефтегаз»

Для нас, работников Сургутнефтегаза, в предложенном курсе семинара все показалось вроде бы знакомым. Но, с другой стороны, информация была дана в таком систематизированном виде, что это позволило освежить в памяти все основы, что очень полезно. Курс рассчитан на широкий круг слушателей, в том числе на тех, кто еще только собирается работать с гибкой трубой. У меня возник вопрос: а не стоит ли разделить аудиторию на начинающих и опытных? Я стал размышлять и пришел к выводу, что если разделить аудиторию, то можно потерять самое главное: общение



I am glad to witness the growing number of the representatives of service companies present at a subsequent conference. They are able to outline the problem so that we could solve it with our technical means available. It is important because we as equipment developers can invent thousands of new pieces that will not be in demand unless the problem we need to solve is carefully outlined. It is the people who will be using our products that need to show us the point of force application. This conference is very much conducive to the process of fruitful professional communication.

S. SCHERSCHEL, Coiled Tubing Director, Trican Well Service

I think these events, no matter where they are held in the world, are important for geographic area that is brought into focus. It's a means of gathering the operators and service providers to discuss current problems and challenges, and to arrive to some sort of a conclusion to solve those problems so that everybody wins. One of the things I was impressed with at the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference was the participation of considerable amount of oil companies' representatives. Without them we lose it, we're just talking to each other.

S. YATSYNENKO, Chief Engineer, ZapolarStroyResurs

It is the first time that I take part in the conference, but I read the Coiled Tubing Times Journal. I have come here to get the information about the new coiled tubing technologies. At present we conduct acid treatment, swabbing and bottom-hole cleaning operations. After CT is

слушателей между собой, нечаянный обмен опытом. Для начинающих пользователей колтюбинга будет больше пользы, если они смогут опытных коллег расспросить в кулуарах, что-то уточнить. А если они будут общаться только в «группе новичков», то на поставленные вопросы никто из них не сможет ответить. Для популяризации колтюбинга нужно, чтобы подобный курс могло слушать как можно больше новых людей, чтобы это был своего рода ликбез для начинающих.

Организация конференции очень хорошая. Несколько удручает, что компании недостаточно открыты, чтобы делиться опытом, тонкостями уникальных операций. Так что главное порой остается за слайдами презентаций. Но формат конференции таков, что те, кто очень хочет узнать подробности, в принципе может узнать их в процессе неформального общения. А у кого вопросов нет, тот и не будет заострять внимание на частностях.

Х.Б. ЛУФТ, вице-президент по технологиям, Global Tubing

По сравнению с мероприятием прошлого года можно говорить о существенном прогрессе как с точки зрения места проведения конференции, так и в уровне представленных докладов. На мой взгляд, стало больше технических презентаций. Я не хочу сказать, что информация о компаниях, о возможностях нового нефтегазового оборудования и его модификациях бесполезна, однако зачастую такие презентации носят слишком рекламный характер. Как мне показалось, на прошлой конференции докладов именно такого плана было больше, чем в этом году. Нынешняя конференция по формату получилась очень близка к мероприятиям, организуемым Ассоциацией специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA в США и Канаде. При этом я не хочу сказать, что организаторы должны обязательно следовать формату конференций, проводимых в Северной Америке, однако, если все же идти по этому пути, то надо отметить, что при подготовке презентаций для, например, ежегодной конференции ICoTA в Хьюстоне, каждый докладчик должен руководствоваться определенными правилами и ограничениями. В частности, если выступающий представляет определенную компанию, он может поместить ее логотип и наименование только на первом и последнем слайде. Это просто небольшой комментарий, а в целом это была великолепная конференция, я получил массу полезной информации, увидел современное состояние российской нефтегазовой отрасли и ее достойное место на мировом рынке добычи углеводородов, так что я считаю, что это был замечательный форум. Мне также показалось, что и участников в этом году стало больше.

Я считаю, что интересной получилась и дискуссия, завязавшаяся на предварявшем конференцию семинаре. Конечно, критиковать семинар я могу, только

used gas well capacity can increase by 40–70 %. We can work with “dead” or abandoned wells. We can handle 1–2 wells each month. We are ready to master new technologies. Hopefully the conference will help us do that. I only hope we will not have to fully re-equip!

V. SYSOEV, Production Head of Wellwork Department, Surgutneftegas

We as employees of Surgutneftegas did not find anything particularly new about the programme of the Short Course. On the other hand, the information was so well-organized that it helped us brush up on the basics, which is very beneficial. The course is aimed at a broad spectrum of audience including those who are just starting to work with CT units. I wondered whether it would have been better to separate the audience into beginners and more experienced CT users. But then I realized that with the separation in place, the main goal of the conference – communication between the participants and exchange of experience – would be unattainable. It would be more beneficial for the new CT users to be able to talk with their experienced colleagues about CT in the back rooms. If they could only communicate with the “novice group” users, they would not get answers to their questions. To promote CT you need to attract as many new people as possible so that it would be some sort of illiteracy elimination campaign for beginners.

The conference is very well organized. It is a little sad that the companies are not open enough to share experience and details of the unique operations. It means that the most important information is very often left out behind the presentation slides. But the conference format allows for those interested in the details get them in the informal conversations and for those who have no questions disregard the details altogether.

H.B. LUFT, Vice President of Technology, Global Tubing

My observation about this conference in compare to last year event is that we can see here a substantial improvement both in a venue and also in the quality of the papers. The presentations are focused more on technical content. I don't think that advertising, equipment capabilities, different models that you combine and so on are useless, but it's too commercial. And I think that it was more of this stuff on the previous conference. This one here conforms very much to what ICoTA and other conferences do in North America. I am not suggesting that organizers have to necessary follow North America, but, for example, when we prepare slides for ICoTA conference in Houston, there are

критикуя самого себя. В частности, я считаю, что подготовил слишком много информации для относительно небольшого промежутка времени. Я рад что, по крайней мере, две части были удалены из запланированной программы семинара. Изначально я также готовил раздел по гидроразрыву пласта, проводимому с применением колтюбинговой установки. Если бы этот раздел, а также раздел по термообработке пластов и добыче тяжелой нефти остались бы в программе, это бы заняло слишком много времени, особенно с учетом того, что даже в предложенном варианте не удалось толком закончить раздел по колтюбинговому бурению. Это то, что я уяснил для себя как лектор. Я думаю, что в будущем некоторые базовые разделы, например по колтюбинговому оборудованию и его компонентам, необходимо убирать из программы таких семинаров. Другими словами, необходимо рассмотреть возможность организации семинаров разного уровня, некоторые – для новичков, а некоторые – для специалистов в области колтюбинговых технологий. Насколько я понял, для участников семинара этого года было бы интереснее прослушать четырехчасовой курс по конкретной колтюбинговой технологии, например по ГРП или колтюбинговому бурению, или четырехчасовой курс по методикам анализа усталостного износа гибкой трубы, чем уточнить варианты комплектации колтюбинговой установки. Я также думаю, что большее внимание следует уделять практическим приложениям, например обслуживанию, ремонту и работе с гибкой трубой, способам продления ее срока службы, рассмотрению практического опыта и реальных случаев коррозии трубы и способам борьбы с такими повреждениями.

М.Ф. ДВИБОРОДЧИН, начальник отдела, ООО «Газпромнефть-Восток»

Обстановка здесь очень благоприятная для общения и обмена мнениями. Собрались профессионалы высочайшего класса. Очень серьезный уровень семинара, квалифицированный лектор. Мне как представителю добывающей компании конференция нужна для того, чтобы получить объективные сведения о современных технологиях, которые могут быть предложены подрядчиками на рынке. Кроме того, конференция позволяет увидеть, помимо



some guidelines. When you are representing a company you are permitted to put your company name and your logo on the first page and the one on the very end, but you can't continue to advertise it through the whole presentation. It's just a small point and my main point is that it has been a fantastic conference, I've got a lot of good information; I see the Russian oil industry as part of the rest of the world, so I think it's an excellent forum. It seems to me that more people attend this time instead of last time also.

We had a good discussion at the course. I can criticize this course more on myself. I had too much information in the short time. I am glad that we actually took a couple of presentations out. Originally I had a chapter on coiled tubing fracturing. If I kept that one and a thermal stimulation that would definitely take too much time, because we even had no possibility to finish the chapter on coiled tubing drilling. This is what I learned for myself. I think in the future perhaps some of the basic courses like coiled tubing equipment and its components should be left out of the course. In other words you should consider having different grades of courses, one is more elementary, and one is more advanced, because you are dealing with the audiences which have different knowledge level. I think that for participants of this conference and short course much more interesting to spend 4 hours just talking about particular applications, for example coiled tubing fracturing or coiled tubing drilling, spend 4 hours on how to analyze the fatigue performance, than get the whole coverage of CTU components description. I think we also

стандартных операций, известных давно, еще и новые возможности внутрискважинных работ. В частности, работы колтюбингом по межтрубному пространству, сделанные на Башнефти. Интересно было прослушать доклад Химеко-ГАНГ по обработкам. Их можно применять и для наших терригенных коллекторов. Не секрет, что колтюбинг – довольно дорогостоящая технология. Но на конференции я прояснил для себя, что издержки можно в достаточной степени снизить. Доложенный здесь опыт Татнефти показывает, что можно даже выйти на уровень затрат, сопоставимых со стоимостью стандартного КРС, за счет конвейерного способа работы, сочетающего колтюбинг и традиционные технологии. Для добывающих компаний этот опыт может быть очень перспективен.

Хочется поблагодарить организаторов за семинар, за конференцию. Приглашайте еще!

А.А. АКЧУРИН, начальник производственного отдела дирекции промысловой геофизики, ОАО «Башнефтьгеофизика»

Я впервые прослушал подобный курс здесь, на семинаре. Было очень интересно, узнал много тонкостей работы с гибкой трубой, о которых больше нигде нельзя получить информацию. Нас как представителей геофизической компании интересуют не только сами гибкие трубы, но и колтюбинговые технологии в полном объеме, поскольку мы пользуемся услугами внешнего сервиса. Предлагаю также в программу следующего семинара включить информацию о кабелях в гибкой трубе и приборах, спускаемых на колтюбинге. Мы очень хотели бы знать больше о номенклатуре гибких труб, в частности, о колтюбинге с токопроводящими контактами внутри (не менее трех контактов), а также об опыте работ с такими трубами и компаниях, которые подобные работы производят.

С.Б. МИНДИЯРОВ, зам. начальника Уфимского УГР по новым проектам, ОАО «Башнефтьгеофизика»

В конференции принимаю участие не в первый раз. Бывал на предыдущих встречах в Тюмени. Жаль, что пока на них приезжает мало геофизиков, потому что здесь интересно, и я всем советую побывать. Конференция позволяет узнавать самые свежие сведения о новых технологиях, знакомиться и завязывать контакты с представителями компаний, где они уже внедрены, устанавливать связи между геофизиками и сервисниками, которые потом продолжают совместной работой на промыслах.

Д.В. ЗИНИН, зав. лабораторией технических средств для бурения и капитального ремонта скважин, руководитель стендовой группы, ОАО НПО «Бурение»

should spend more time on the practical point of view, for example to CT management, repair and maintenance and how to get more life from your tubing, and consider more practical experience and cases of corrosion and what was done to help to medicate that.

M. DVIBORODCHIN, Head of Department, GazpromNeft-Vostok

The atmosphere at the conference is very favourable for communication and exchange of opinions. There are lots of high-skilled professionals present. The level of both the speakers and the Short Course is very high. As a representative of an oil production company, I am looking here for the objective information on the modern technologies that could be offered by the contractors in the market. Furthermore, the conference sheds light not only on the well-known standard operations but also the new techniques for down-hole treatment. In particular the CT treatment of the annular space conducted by Bashneft. KhimekoGANG presented an interesting report on well treatment. We could use them for our terrigenous reservoirs. It is no secret that CT is quite an expensive technology. But at the conference I realized that the expenses could be significantly cut. The experience of Tatneft reported here shows that it is even possible to achieve the expenditure comparable to that of the regular workover. It could be done through the use of the conveyor-type workover combining CT and traditional technologies. This experience could be very promising for producer companies.

I would also like to thank the organizers for conducting the Short Course. We will always be happy to attend!

A. AKCHURIN, Head of Wireline Department of Development Geophysics Board, Bashneftgeofizika

It is the first time that I have attended a course like that at this Short Course. It was an interesting course, and here I learned a lot about the CT nuances that I could not have learned about from anywhere else. As representatives of the exploring company we are interested not only in CT units but also in the CT technologies in general, also because we use the facilities of the external service company. I suggest we introduce into the next seminar's programme some information about CT wireline and CT gauge carriers. We would also like to know more about the range of CT units, particularly about the CT units with conductive tips inside (not less than three) as well as about the experience of using them and the companies that do that.

Семинар для меня был очень полезен. Я получил много новой для себя информации от ведущего производителя гибкой трубы. Надеюсь, что эти знания дадут толчок к разработке новых видов внутрискважинного оборудования. Семинар запомнится также живым общением, когда в обсуждениях участвовала практически вся аудитория, и на заданные вопросы иногда быстрее, чем лектор, давали ответы слушатели, сведущие в конкретной проблематике. Инструмент для колтюбинговых технологий – одно из направлений, разрабатываемых нашим предприятием. Буду рекомендовать коллегам посетить следующий семинар.

Р.М. АХМЕТШИН, зам. директора – гл. инженер, ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»

Прошлогодний семинар показался мне более приближенным к практике сервисных работ. Тогда было больше информации, полезной для специалистов с опытом работы с гибкой трубой. Нынешний курс рассчитан, на мой взгляд, в значительной мере на начинающих пользователей колтюбинга. Хорошо было бы в дополнение к нему подготовить еще и курс продвинутого уровня, который включал бы конкретные методы продления срока службы гибкой трубы, сведения о том, как на нее воздействуют те или иные химикаты в определенных концентрациях, условия эксплуатации – внутреннее давление, глубины... Надеюсь в следующем году прослушать такой курс.

В конференции я участвую в четвертый раз. Нынешняя встреча мне нравится как по составу участников, так и по программе, возможностям неформального общения. Впечатляют доклады коллег-сервисников, но хотелось бы, чтобы еще больше отечественных компаний рассказывали о своих успехах, делились опытом. Ведь о том, чем занимаются некоторые сервисные компании, не спешащие делиться информацией, мы имеем весьма туманное представление. Надеюсь на двенадцатой конференции прослушать их доклады.

В.Г. ТАРАН, зав. отделом добычи, СП «Полтавская газонефтяная компания»

В конференции я участвую впервые, но журнал «Время колтюбинга» читаю регулярно. Это издание позволяет мне и моим коллегам отслеживать инновации в области внутрискважинных работ. У нашего предприятия нет своего колтюбинга, мы приглашаем подрядчиков и хотим быть в курсе новых технологий, чтобы грамотно формулировать заказы. Если раньше у нас делалось только освоение скважин, то недавно достаточно успешно была проведена и пескоструйная перфорация.

На конференцию я приехал потому, что хочу хорошо понимать тенденции развития рынка внутрискважинных работ. Мои ожидания оправдались: очень интересно было узнать, как работают сервисники в Сибири, Татарстане, Башкортостане, Казахстане,

S. MINDIYAROV, Deputy Head of the Ufa New Project Department, Bashneftgeofizika

It is not my first time as a participant of the conference. I took part in the previous meetings that were conducted in Tyumen. I wish more geophysicists came to such interesting conferences. At the conference you can learn about the latest developments and technologies, establish contacts with the companies that have already adopted them. You can get to know geophysicists and servicemen with whom you would work later on at the oil fields.

D. ZININ, Chief of the Laboratory for the Drilling and Workover Operations Equipment, Bedstead Group Director, Burenie Research and Production Association

I found the Short Course very useful. I received a lot of new information from the leading CT unit producer. Hopefully, this knowledge will provide an impetus to the development of the new kinds of downhole equipment. The Short Course can be noted for the live communication when almost the whole audience took part in the discussions, and very often you could get an answer to your question from a knowledgeable somebody sitting next to you quicker than you would from the speaker himself. One of our company's lines of activity is development of CT tools. I would recommend that my colleagues attend the next seminar.

R. AKHMETSHIN, Deputy Director, Chief Engineer, Tatneft AktubinskRemService

I think that the last year's Short Course was closer to the practical side of the service operations. There was more information that the professionals with CT experience could find useful. I believe that this course is mostly aimed at the beginning CT users. It would be best to complement it with an advanced course that would cover the ways to achieve CT service life extension and give the information about how it is affected by various chemicals in different concentrations, its operating conditions – interior pressure, depth... Hopefully next year there will be a course like that.

It is the fourth time that I have taken part in the conference. I like this year's event in terms of participants list, the programme and informal socializing. I am impressed by the reports of the fellow servicemen, but I would like to see more local companies share their success stories and experience. We have very little knowledge about what some service companies that keep a low profile do. I hope to listen to their reports at the 12th conference.

Беларуси... Надеюсь, что их опыт пригодится нам в Украине.

Дж. Ф. ЧЕРНИК, вице-президент по продажам и маркетингу, Foremost

Я считаю, что конференция стала хорошей площадкой для обсуждения новых разработок в области колтюбинговых технологий, собирающей большинство российских специалистов в этой области. Относительно представленных докладов хочу отметить, что программа конференции представляет собой удачное сочетание технических презентаций и сообщений о новом оборудовании для нефтегазовой отрасли. По моему мнению, это позволяет как продвигать новые технические средства для капитального ремонта нефтяных и газовых скважин, так и обмениваться передовым опытом в области проведения практических работ.

А.М. КИРЕЕВ, д.т.н., генеральный директор, ООО «Югсон-Сервис»

По сравнению с прошлогодней конференцией, хотя та и была юбилейной, теперь и состав участников солиднее и шире, и доклады информативнее. Но то, что я во второй раз решил участвовать в конференции, тоже показатель. В прошлом году я познакомился с замечательными людьми, завязались продуктивные деловые отношения. На нынешней конференции очень содержательна тематика докладов, поскольку все, что связано с колтюбингом, — наукоемкие технологии. Они, как правило, решают те проблемы, которые традиционными методами решить невозможно. Мне это интересно, потому что я уверен, что производственные проблемы нужно решать с максимальным привлечением мысли.

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, к.т.н., директор, БелНИПИнефть РУП ПО «Белоруснефть»

Конференция позволяет определить текущий уровень развития колтюбинговых технологий. Мы, представители «Белоруснефти», а нас здесь три человека, уже успели обсудить услышанные здесь интересные идеи, которые позволят нам наметить новые направления совершенствования колтюбинговых технологий.



V. TARAN, Production Supervisor, JV Poltava Petroleum Company

It is the first time that I have taken part in the conference, but I am a regular reader of the Coiled Tubing Times Journal. It allows me and my colleagues follow innovations in the field of downhole treatment. Since our company does not have its own CT units, we use contractors and therefore we want to keep up with new technologies to be able to state competent requests. Until recently we only did well development, but now we can perform sandjet perforation.

I have come to the conference because I want to better understand the tendencies of the downhole treatment market. My expectations were met: it was very interesting to find out how servicemen in Siberia, Tatarstan, Bashkortostan, Kazakhstan and Belarus work... I hope we make use of their experience in Ukraine.

J.F. CHERNYK, Vice President, Sales and Marketing, Foremost

In general I believe that this conference is a good forum on coiled tubing technologies, which gather most of industry specialists. According to the papers presented I think it's a good mix of technical presentations and commercial presentation about new equipment available. In my opinion, it allows to promote new technical means for workover jobs in oil and gas well and to transfer technology as well.

A. Kireev, PhD, CEO, Yugson Service

As compared to the last year's conference, even though it was a jubilee one, the participants list

Политика нашего предприятия следующая: получив информацию об интересной разработке, мы адаптируем ее к нашим специфическим условиям, пытаемся некоторые моменты доработать под них. И собственные идеи тоже стараемся довести до уровня технологий. На конференции мы делали доклад по многозабойным скважинам. Подобная идея была реализована и другой компанией, как было доложено здесь же. Но, как нам показалось, у коллег эффективность несколько ниже, поскольку у них по-другому велось управление процессом, и не было уверенности в том, что колтюбинг постоянно попадает в нужный ствол. В нашем же варианте вероятность попадания в нужный ствол была практически стопроцентная, и при этом гибкая труба могла заходить в него многократно, совершать все возможные операции без ущерба для пласта в других стволах. Коллеги остальные стволы не изолируют, а, на наш взгляд, в этой технологии важно обезопасить их от вредного воздействия рабочих жидкостей, которое сказывается на фильтрационных характеристиках.

Интересной нам показалась и доложенная здесь идея скважинного трактора. Попытаемся реализовать ее на наших месторождениях. Наладили контакты с фирмой Weatherford, договорились о визите ее представителей к нам. Будем приглашать и коллег из Шлюмберже, с которыми также познакомились здесь. Опыт этой компании очень может помочь в решении непростых задач, которые стоят перед Белоруснефтью, где приветствуется внедрение самых современных высокоэффективных технологий работы с пластом, поскольку ресурсная база ограничена, основные объемы запасов трудноизвлекаемы, а стратегическая задача – повысить нефтеотдачу и снизить стоимость добычи.

Особо хочу отметить, что конференция предоставляет прекрасные условия для неформального общения, которое помогает устанавливать контакты и обмениваться опытом, возможно, даже лучше, чем формальное.

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой технической механики, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Конференция не зря называется научно-практической: колтюбинговые технологии представляют собой сложный сплав науки и практики. Невозможно определить, где между ними проходит граница, да и вредно отделять одно от другого.

Замечательный специалист был приглашен для ведения семинара. Он очень полно осветил проблематику колтюбинга, и было просто удовольствие его слушать, получать новую информацию в концентрированном виде.

Организация конференции идеальная, она может являться образцом и эталоном для подобных

has become longer and more respectable, and the reports have become more informative. The fact that I have taken part in this even for the second time is also very illustrative. Last year I met wonderful people and established very productive business relations. This year's conference is notable for the informative reports because CT technologies are very science-driven. They are usually used where traditional methods fail. I find it interesting because I am sure that industrial problems should be solved with the help of science.

N. DEMYANENKO, PhD, Director of the Belarusian Research and Design Institute of Oil (BelNIPIneft)

Participation in the conference allows us to determine the current level of the development of CT technologies. As representatives of Belorusneft, we are three here, we have already managed to discuss the interesting ideas that we heard here and that will help us mark the main ways for improving CT technologies.

We follow the policy of adapting the new development to our specific conditions, refining upon it if necessary. We also try to turn our own ideas into technologies. At the conference we spoke on multibranch wells. As was reported here, a similar idea was also implemented by another company. We think, though, that our colleagues' approach is less effective because they had a different process management and there was no assurance that CT unit is in the right hole. We, at the same time, had an almost 100% sure chance of the CT unit getting into the right hole and do that time and time again with no damage to shelf in other holes. Our colleagues did not isolate other holes which we think is wrong because you need to make it safe from harmful influence of operating fluid which can be detrimental to filter characteristics.

We also found the idea of a downhole tractor interesting. We will try to implement it at our oilfields. We have established contacts with Weatherford Company and have agreed upon their visit to us. The same applies to our colleagues from Schlumberger whom we also met here. Their experience can help Belorusneft solve the problems it is facing. We welcome the use of the most cutting-edge technologies in bed drilling, because our resource potential is limited, the reserves are difficult to recover and our strategic task is to boost oil recovery and cut down oil production costs.

I want to note that the conference has offered all the necessary facilities for informal socializing which helps establish contacts and share experience, maybe even better than the formal one.

мероприятий. Я очень доволен, что принимаю участие в этой встрече. Хочу пожелать колтюбингу в России столь же успешного развития, как развитие организации конференции. Как говаривал один исторический деятель: «Верной дорогой идете, товарищи».

**Р. К. СТЭНЛИ, itRobotics,
IOS-PCI и CTRM**

Я участвовал в этой конференции впервые. Мероприятие собралось большое количество специалистов, было представлено несколько блестящих докладов, затрагивающих разнообразные аспекты использования колтюбинга для проведения внутрискважинных работ. Было выбрано прекрасное место проведения, работа организаторов конференции заслуживает самой высокой оценки. Особенно хотел бы отметить работу переводчиков.

Очень хорошее впечатление произвел на меня семинар профессора Луфта, в котором были отражены многие вопросы использования колтюбинга. Я многое почерпнул из этого курса, и уверен, что все участники семинара дали ему самую высокую оценку.

Единственный недостаток, который я хотел бы отметить – небольшое количество компаний-экспонентов на конференции.

Полагаю, что в России огромный потенциал для развития сервисных работ с использованием колтюбинга, особенно внутри самих российских компаний. Несомненно, колтюбинговые технологии будут развиваться, и уже в ближайшем будущем подобные форумы будут проходить по всему миру: в Китае, Юго-Восточной Азии и, возможно, Южной Америке.

**С.В. ТРЕТЬЯКОВ, ведущий специалист,
ООО «ТННЦ» ТНК-ВР**

В конференциях по колтюбинговым технологиям я принимал участие еще будучи студентом ТюмГНГУ. Идейным вдохновителем нашего курса являлся профессор Г.П. Зозуля, член редакционного совета журнала «Время колтюбинга». От компании ТНК-ВР участвую в конференции впервые. Конференция выросла: все больше новых лиц, компаний, расширяется тематика, растет объем информации. Мне были интересны доклады по гибридным колтюбинговым установкам, по системам направленного бурения. Тюменский нефтяной научный центр занимается внедрением нового оборудования и технологий на месторождениях нашей компании. Информация, полученная здесь, уверен, поможет мне в работе. А о конкретных технических характеристиках (габаритах, грузоподъемности, нагрузке на долото и т.п.) отдельных видов оборудования я надеюсь узнать в рабочем порядке от коллег, с которыми мы здесь познакомимся и обменялись координатами.

**A. MOLCHANOV, PhD, Professor, Head of
the Subdepartment, Gubkin Russian State
University of Oil and Gas**

There is a reason that the conference is called scientific and practical: CT technologies are a complex fusion of science and practice. It is neither possible to determine where the border between them lies, nor is it harmless to try to separate them.

The Short Course was conducted by an outstanding professional who exposed the nature of CT. It was a great pleasure to listen to him and receive the information in the compressed form.

The conference was ideally organized and can be a paragon for suchlike events. I am very glad to have taken part in this seminar, and I would like to wish CT in Russia to have as good a development as is the management of this conference. As a historical figure once said, "You have hit the right road, comrades".

**R. K. STANLEY, itRobotics,
IOS-PCI and CTRM**

I attended this meeting for the first time. It was well attended, and there were some excellent papers, covering a wide variety of topics relevant to CT and intervention. The hotel was a good choice, and the conference staff performed magnificently. The translation staff deserved a real pat on the back.

I was particularly impressed with Dr. Luft's short course, because he covered all the important issues in coiled tubing. I learned a lot, and I hope everyone else who attended gave this course a rating of 10.

One disappointment for me was that I would have liked to have seen more exhibitors.

There appears to be much scope for expansion of coiled tubing services in Russia, especially by Russian companies themselves. The use of CT will undoubtedly spread, and at some point in the not-too-distant future, there will be meetings such as this one in China and SE Asia, and perhaps South America.

**S. TRETAKOV, Lead Expert, Tyumen
Petroleum Research Center, TNK-BP**

I first took part in the conference on CT technologies as a student of Tyumen State Oil and Gas University. Professor Zozulya, member of the Coiled Tubing Times Journal editorial board, was then our thought leader. It is my first time here as representative of TNK-BP. The conference has grown: more new faces, companies, more topics and information. I was interested in the reports on hybrid CT units and geosteering. Our research centre deals with introduction of new equipment and technologies at the oil fields of our company. I am sure that the information I have received here

Т. БРОКЛБЭНК, менеджер по обслуживанию скважин, Trican Well Service

Я был участником предыдущей, 10-й конференции, и готов констатировать значительные положительные изменения в организации мероприятия и составлении технической программы. Мне удалось установить много деловых контактов, особенно с российскими производителями колтюбингового инструмента. В настоящее время компания Trican Well Service вынуждена импортировать инструмент, что не всегда выгодно из-за его высокой стоимости и трудностей по оформлению таможенных документов. Поэтому конференция в этом году была для меня очень полезной. Приятно отметить, что в этом году доклады больше были посвящены решению конкретных задач, стоящих перед отраслью, и не носили рекламный характер. С нетерпением жду конференции в следующем году.

С.Р. СТЕРЛЯДЕВ, первый зам. директора – гл. инженер, ООО «Татнефть-РемСервис»

Роль этой конференции в деле популяризации колтюбинга в течение двенадцати лет трудно переоценить. За это время колтюбинговые технологии в России прошли долгий путь и почти достигли западного уровня. Конечно, когда произойдет подравнивание уровня между сервисными компаниями, когда все нефтегазодобывающие компании ощутят преимущества, которые дают колтюбинговые технологии, такого стремительного роста, который наблюдался в предыдущие годы, уже не будет. Но сегодня для того, чтобы этот рост обеспечивать, необходима серьезная работа, в первую очередь, заказчиков, потому что музыку заказывают именно они. Мы, сервисники, выполняем их заказы. Я считаю, что на следующую конференцию нужно пригласить как можно больше представителей самого широкого круга нефтегазодобывающих компаний. Всех лидеров отрасли – обязательно! А сервисным компаниям нужно на этих конференциях целенаправленно демонстрировать преимущества колтюбинга.

Как это делать? Одно из направлений, которые мы у себя в Татнефти развиваем, – это конвейерный способ работы. Заказчик пока не готов отказаться от традиционных методик ремонта. Мы предлагаем ему конвейер, когда часть операций выполняется привычными способами, а часть – с помощью колтюбинга. В процесс вписываются также геофизические, свабные партии... И все обосновано экономически. Думаю, за этим методом будущее.

Такая площадка для обмена мнениями, как конференция, необходима, чтобы консолидировать индивидуальный опыт компаний и делать его всеобщим достоянием. Нам интересен весь спектр затронутых здесь тем: технологии, оборудование, кадры. Несомненно, проработаю весь материал, а в результате, надеюсь, будут внедрены новые технологии и заключены взаимовыгодные контракты. ☉

will help me in my work. I will learn in due course the specifications (overall dimensions, hoisting load, bit weight etc.) of particular kinds of equipment from the colleagues with whom we exchanged contact information.

T. BROCKLEBANK, Well Services Manager, Trican Well Service

I attended this event in Russia last year, and I've seen a great improvement from the presentations, and the venue was very good. I've made a lot of contacts, particularly the Russian manufacturers of coiled tubing tools. We're looking at the Russian market to supply tools here. Currently we import a lot of tools. It's very expensive, and the documentation for customs is a lot of problems. It was very useful for me this year. The papers this year were more devoted to actual conditions, rather than we witnessed manufacturers trying to present themselves. I'm looking forward to next year.

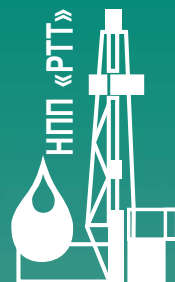
S. STERLIADEV, First Deputy Director, Chief Engineer, Tatneft RemService

It is hard to overestimate the role of this conference in the promotion of CT in the last twelve years. During this period the CT technologies have gone a long way and almost reached the level they have in the West. It is clear that when the level of service companies is almost the same, when all the oil producing companies feel the advantages provided by the CT technologies, there will no longer be the rapid growth one could witness in the previous years. But to provide this growth today there needs to be serious work in place, primarily on the part of clients since it is them who call the tune. We as servicemen just complete their orders. I think that we should invite as many representatives of the oil and gas producers to the next conference as possible. All of the industry leaders! Service companies should purposefully demonstrate the advantages of CT at this conference.

How to do that? One of the areas of activity that we in Tatneft are developing is the conveyor-type workover. Our clients are not yet ready to give up traditional methods of workover. We are offering him a conveyor when one part of operations is made in the traditional way and another with the help of CT. We might as well use geophysical, swabbing batches... All of that is economically justified. I think that this approach has great future in front of it.

A conference as a platform for exchange of views is necessary to consolidate individual experience of companies and make it public. We are interested in the whole range of the issues mentioned here: technologies, equipment, and personnel. I will certainly explore the issue and hopefully, as a result of that, new technologies will be adopted and mutually beneficial contracts signed. ☉

ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»



ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ:

- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- Яссы механические и гидравлические
- Штанги грузовые
- Комплект инструмента для подъема аварийной трубы
- Клапаны циркуляционные
- Специальный инструмент

**РАЗМЕРНЫЙ РЯД
ИНСТРУМЕНТА
ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ
ВЕСЬ СПЕКТР
РЕМОНТНЫХ РАБОТ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**



Наша беда не в отсутствии изобретательности, а в неумелой реализации проектов

Our Problem is not the Absence of Inventive Power but Ineffective Implementation of Projects

Перспективы развития колтюбинга и механизмы разработки новых технологий и оборудования в России мы обсуждаем с одним из ведущих экспертов в отрасли, заместителем директора по новой технике и технологиям ОАО НПФ «Пакер» М.Х.Аминевым.

Время колтюбинга: Марат Хуснуллович, Ваша компания является одним из лидеров российского рынка пакерного оборудования, которое в основном используется на традиционной колонне. Насколько оно совместимо с гибкой трубой? Как Вы оцениваете перспективы собственно колтюбинговых технологий?

Марат Аминеv: Во-первых, все наше оборудование мы проектируем таким образом, чтобы проходил инструмент, с которым работает гибкая труба, то есть чтобы его пропускали каналы в нашем оборудовании. Это базовое условие проектирования, поскольку зачастую миллиметр в диаметре может играть решающую роль. Я отстаиваю соблюдение этого требования и сегодня скажу, что мы практически не выпускаем оборудования, которое не может работать с гибкой трубой. Другая большая задача, которую я ставлю и перед собой и перед своей группой – это разработка оборудования непосредственно для колтюбинговых технологий. То есть легких пакеров, упоров, стопов и т.д., но, конечно, такие разработки лучше вести совместно с заказчиком. Мы их сегодня ведем, и я думаю, что за ними большая перспектива. Дело в том, что техника совершенствуется, и гибкая труба от экзотического применения уже давно перешла



Prospects of coiled tubing development, development of new technologies and equipment in Russia – we discuss these issues with one of the leading experts in this industry – Mr. Marat Aminev, Deputy Director for Equipment and Technology of Scientific and Production Company “Packer”.

Coiled Tubing Times: Mr. Aminev, we know that your company is one of the leaders at the Russian market of packer equipment, but such equipment is mainly used with conventional strings. Is this equipment compatible with a coiled tube? What are, to you mind, the prospects of coiled tubing technologies?

Marat Aminev: First of all I would like to say that we design our equipment in such a way that it fits coiled tubular tools, it means that the channels of our equipment should be able to house coiled tubular tools. This is the main design requirement, because very often even one millimeter in diameter can be critical.

к массовому. Наверное, ее наступление на рынок будет усиливаться и в дальнейшем. И если сейчас делать пакеры не для традиционных технологий, не для свинчиваемых труб, то, во-первых, это ускорит внедрение колтюбинговых технологий, а, во-вторых, позволит нам достаточно уверенно чувствовать себя на рынке при изменяющейся ситуации. А ситуация в любом случае будет меняться в этом направлении, вопрос лишь в том, будем мы в этом участвовать или нет. Поэтому лучше мы будем помогать этой эволюции, и тогда останемся на плаву.

Все новое оборудование, которое разрабатывается, имеет возможность работы с ГНКТ. То есть полдела уже сделано, сейчас надо, как ни парадоксально, помогать более широкому внедрению этих технологий. Для этого не хватает специфичного инструмента. Конечно, есть западное оборудование, но оно, во-первых, дорогое, а, во-вторых, не всегда учитывает специфику работы на российских месторождениях.

ВК: Почему же, на Ваш взгляд, так мало российских разработок в этой области?

М.А.: Дело в том, что наша беда не в отсутствии изобретательности, а в неумелой реализации. Мы загораемся и очень хорошо все делаем на стадии проекта. А вот когда дело доходит до реализации, то начинается упорная работа, зачастую требующая больших вложений, что не обеспечивалось в достаточной степени и при Советском Союзе, и особенно сейчас, пока

Техника совершенствуется, и гибкая труба от экзотического применения уже давно перешла к массовому.

The equipment is progressing and coiled tubing is no more an exotic device. Nowadays it is widely used in the oil industry.

вроде как не до этого. А эта стадия, пусть она и не наукоемкая, является достаточно длительной. Плюс в этой стадии возрастают риски, потому что здесь мы начинаем работать с материальными объектами, т.е. со скважиной, которую заказчик любым способом хочет сохранить, что является, в общем-то, его задачей и прямой обязанностью. Поэтому он весьма неохотно идет на опытные работы, если чувствует какой-то риск. А мы, разработчики, естественно, не обладаем фондом скважин и ниоткуда его не можем взять. Поэтому я всегда объясняю, что если мы будем внедрять вот это оборудование на ваших скважинах, ситуация

I actively advocate the observation of this requirement, and today almost all the equipment produced by our company can operate with a coiled tube. Another important task is design and development of the equipment specially meant for the use with a coiled tube. It means light packers, different stops, etc. But such works are better to be performed together with the client. At present we do conduct such works and developments and I believe that they are very promising. The equipment is progressing and coiled tubing is no more an exotic device. Nowadays it is widely used in the oil industry. Most likely it will have a bigger share of the market in the future. If we start producing packers for other than conventional technologies and for other than screwed tubes it will, firstly, facilitate application of coiled tubing technologies and, secondly, it will make us more confident at the market with constantly changing environment. In any case, the environment will change in this direction and the question is whether we participate in it or not. That is why, I believe, it is better we facilitate this kind of coiled tubing evolution, because it will help us to stay afloat.

All newly designed equipment can be used with coiled tubing. So, half of the work has been done, and now, incredible as it may seem, we need to facilitate wider application of these technologies. But we lack specific tools for that. Of course, there is foreign equipment, but, firstly, it is expensive, and, secondly, it does not take into account specific aspects of working at Russian oil fields.

СТТ: To your mind, why do we have so few Russian developments in this field?

М.А.: Our problem is not the absence of inventive power but ineffective implementation. We get interested in something and do it very good at the stage of design. But when it comes to implementation, hard work starts, which often requires considerable investments; but enough investments were made neither during

the Soviet era, nor even now, when we have much more important things to do, as we think. And this stage, though it is not science-intensive, is quite long-lasting. Moreover, at this stage the risks increase, because we start dealing with tangible objects - the wells. A client wants to protect a well, what is quite natural, because it is his primary duty. That is why a client is unwilling to agree to experimental works at the well if he feels they are risky. And we, being development engineers, do not have a stock of wells of our own and we cannot get it from anywhere. That is why I always explain to our clients that if we use certain type of equipment at their wells the situation will not worsen, but it is possible

хуже не станет. Но возможно улучшение по следующим параметрам. Вообще говоря, проблема эта, наверное, будет всегда. Другой вопрос, как мы научимся ее нормально решать. Возможно, следует развивать какую-то систему грантов по западному образцу или организовывать некие фонды. Но решение, так или иначе, должно быть. Не может эта проблема висеть в воздухе. На данный момент создание нового оборудования не предусматривается никаким бюджетом и все делается силами предприятий. Возможно, это и хорошо, но фундаментально решить проблему все равно не может. Такой подход ее в любом случае выхолащивает и упрощает.

that the certain parameters will improve. Generally speaking, I think that this problem will remain in the future as well. The question is how we manage to solve it. Probably, we need to develop a system of grants similar to the Western model, or set up related foundations. One way or another but there should be a solution. The problem cannot remain as it is. At present, development of new equipment is not envisaged by any budget, all the developments are done by the companies themselves. Probably, this is good, but it will not allow fully resolving this problem. Anyhow, such approach dilutes the problem and makes it more simple.

Generally speaking about scientific research, in the 1980-s the Soviet oil science was ahead of the Western oil science by 10–20 years. But nowadays we do not

Необходимо ввести некий налог с добычи нефти, который бы формировал финансовую базу для развития нового оборудования и технологий по конкурсному отбору, по публикациям или изобретениям, которые признаны перспективными.

It is necessary to impose an oil-production tax. Revenues collected will form a special fund for development of new equipment and technologies. Promising projects will be selected on the basis of competitive bidding.

Вообще, если мы говорим о собственно научных разработках, то в 80-х годах советская нефтяная отраслевая наука опережала западную на 10–20 лет. Сегодня мы этого преимущества не имеем. В первую очередь это связано с тем, что многие ведущие специалисты уехали из страны. Не говорю, что это плохо, люди должны иметь свободу выбора. Но из-за этого мы практически сразу уравнились по уровню развития. А затем, имея более комфортные условия финансирования, в том числе и за счет специальных грантов, западные научные коллективы успели уйти далеко вперед. И если мы будем и дальше так продолжать, то в итоге попадем в технологическую зависимость от западных разработок.

ВК: Кстати, к вопросу о фундаментальных исследованиях. В Российской Федерации существуют госпрограммы по разработке новых технологий и оборудования, однако практического выхода от них незаметно. В то же время, если взять, например, США, то там за счет бюджетных средств финансируются довольно масштабные разработки по увеличению нефтеотдачи пласта, причем осуществляемые такими лидерами отрасли, как Шлюмберже,

have such an advantage. First of all this is due to the fact that many highly-qualified experts have left the country. I do not mean that this was a bad act; people shall have a freedom of choice. But due to this our development level almost immediately became equal to the level of Western oil science development. Later on, having more comfortable financing conditions, including the availability of special grants, foreign scientists managed to go far away ahead. If we continue in the same manner we will soon get technologically dependant on western scientific developments.

CTT: By the way, if we talk about fundamental research. In the Russian Federation we have national programmes aimed at the development of new technologies and equipment. However, we do not see any practical results of such programmes. At the same time, in the United States, for example, large-scale developments in the field of oil recovery enhancement are financed from the budgetary funds. Moreover such developments and research projects are conducted by the leading companies like Schlumberger, Baker Hughes and others, which possess considerable financial resources of their own.

М.А.: Now we have the situation when a baby was thrown out with the bath water. Everything existed under our previous regime. At that time funding was allocated for a certain period of time for the research

**Baker Hughes и др., имеющими
значительные собственные средства.**

М.А.: Видите ли, у нас сейчас ситуация, когда с водой выплеснули и ребенка. При предыдущем нашем строе все это существовало. На НИОКР выделялось финансирование на определенный период, за который потом необходимо было отчитаться. Другое дело, что практический выход от этих работ постепенно уменьшался, но это уже следующий вопрос, может быть, даже организационно-этический. А сегодня, к сожалению, финансирование таких работ вообще не предусмотрено государством. Существующие единичные гранты крупных компаний, таких как Газпром, не решают проблему. Государственная же программа по этим разработкам так и не создана. Согласитесь, что при наполнении бюджета на 70–80% прямо или косвенно за счет нефтегазовой отрасли – это странно. Необходимо принятие именно государственной программы на государственном уровне, а не на уровне корпораций, поскольку корпорации так или иначе решают собственные проблемы, которые зачастую сводятся к совершенно другим задачам. Естественно, все корпорации озабочены в первую очередь своим конкретным бизнесом. На мой взгляд, необходимо ввести некий налог с добычи нефти, который бы формировал финансовую базу для развития нового оборудования и технологий по конкурсному отбору, по публикациям или изобретениям, которые признаны перспективными, и затем проекты могли бы финансироваться до нормальной реализации. Мы все равно вынуждены будем это делать, или мы как страна не будем существовать, поскольку, завися на 70–80% от нефтяного бюджета, мы окончательно потеряем самостоятельность в области оборудования. Делать это нужно было вчера, но, надеюсь, что хотя бы сейчас политической воли на решение этой проблемы у нашего руководства хватит.

Нефть была дорогая, всех все устраивало, деньги поступали, бюджет наполнялся. А что будет завтра? Ну, наверное, говорили об этом, но особо ведь не задумывались. Повторюсь, сегодня для того же государства ничего не стоит решить эту проблему. Обложить каким-то налогом в сотые доли процента добычу и все. Может быть, брать его как часть НДС или вводить по регионам, где меньше проблем с добычей. Ведь нефтегазодобывающие предприятия работают в разных условиях, а налогом облагаются одинаковым. Некоторые



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

and development purposes, and after this period of time it was necessary to account for the use of funds. Another matter is that with the course of time the practical output of such research was gradually reducing. But this is another issue, probably more the issue of ethics and management. And nowadays, unfortunately, funding of such works is not foreseen by the Government at all. Existing single grants of large companies, like Gazprom, cannot resolve the existing problem. There is still no state programme on the developments and research in oil industry. Probably you will agree with me that it is a very strange situation for a country where 70–80% of the budget is directly or indirectly formed by oil and gas industry. It is necessary to have particularly national programme at the national level, and not at the corporate level, because the companies try to resolve their own problems and they often have completely different aims. It is natural that all the companies first of all are concerned about their own business. I think it is necessary to impose an oil-production tax. Revenues collected will form a special fund for development of new equipment and technologies. Promising projects will be selected on the basis of competitive bidding and could be financed until their successful implementation. In any case we will have to do this, because having 70–80% dependence on oil we will finally lose our independence in terms of equipment. This should have already been done some time ago, but I hope that at

работают на достаточно хорошем или новом фонде скважин, но платят ту же сумму налогов, как и те предприятия, которые находятся на старом фонде и несут затратыкратно выше по ремонту скважин, за счет вторичных методов повышения нефтеотдачи и т.д.

ВК: Вопрос еще и в том, что принятое на данный момент в этой области законодательство практически не достигает своей цели. То есть, например, при снижении налога для месторождений с низкой нефтеотдачей высвободившиеся средства направляют на мероприятия по ее повышению, а после этого налог снова увеличивается, поскольку увеличилась нефтеотдача. Таким образом, добывающие предприятия не заинтересованы в этих дополнительных расходах. По сути, таким образом практически безвозвратно теряются значительные объемы сырья.

М.А.: На данный момент эти запасы просто становятся неизвлекаемыми. Что будет дальше, прогнозировать не будем. Но и сегодня задача ведь не просто извлекать нефть, а обеспечить максимальную нефтеотдачу. Методы существуют, разработки существуют, необходимо только их нормально профинансировать. То есть необходимо иметь государственную политику, поскольку финансирование конкретных частных решений практически не снимает проблему, а просто позволяет как-то держать отрасль на плаву. Может быть, это и плохо, но нефтяники образуют довольно ограниченное сообщество, в котором многие знают друг друга и по личным контактам как-то решают эти проблемы, и, таким образом, кое-как поддерживают существующий уровень. Возможно, это сегодня мешает. Может быть, пусть бы уже давно резко упала нефтеотдача, и тогда нашли бы решение проблемы, приняли бы нормальные условия финансирования и правила игры. А сейчас люди, которые принимают решения, которые заняты государственной политикой, этим не озадачены, поскольку до критической точки не дошло. А мы, не имея ни законов, ни нормального финансирования, на личных контактах, на отношениях стараемся решать эти вопросы. И парадокс в том, что именно этим мы не даем сигнала нашим чиновникам о необходимости перемен, и насущность назревших проблем для них не очевидна. ☉

Беседовал Сергей ТОРПАЧЕВ, «Время колтюбинга»

least now our leaders will have enough political will to resolve this problem.

Oil prices were high, everybody was happy, money was coming to the budget. And what about the future? There were talks about this issue, but nobody seriously thought of it. Today, the Government can easily resolve this problem. It needs just to impose oil-production tax in the amount of some basis points, that's all. This tax can be levied as part of the mineral extraction tax, or it can be levied in the regions which have fewer problems with oil production. Oil and gas production companies operate in different regions of the country, but the tax is equal for all. However, some companies have a very good or a new stock of wells, but they pay the same amount of tax as the companies, that have a stock of old wells and have much more expenses due to well workover, application of secondary methods of oil recovery enhancement, etc.

CTT: Another issue is that current legislation in this field does not manage to reach its ultimate objective. It means, for example, when the tax for an oil field with low oil recovery is reduced, released funds are allocated by the company for enhancement of oil recovery, and afterwards the tax increases again, because the oil recovery rises. Thus, oil production companies are not interested in these additional expenses. So, we almost irrevocably lose considerable amounts of oil reserves.

М.А.: Currently, such reserves simply become non-recoverable. We will not forecast what will happen to them in the future. But even today our task is not just to extract oil, but to ensure maximum oil recovery. There are certain methods, there are developments in this field, it is necessary just to ensure proper funding. It means that we need a national policy in this field, because funding specific solutions does not resolve the existing problem but just helps the industry to be afloat. Probably this is not good, but oilmen form quite a restricted community, in which many people know each other and by using personal contacts manage somehow to resolve these problems, thus maintaining the existing level of industry development. Probably, such situation holds us back. If oil recovery went down considerably, probably proper solution would have already been found, normal financing and normal rules would have been provided. And now national decision makers are not concerned with the issue because it hasn't yet come to a critical point. And we do not have laws, do not have funding, but by using personal contacts we try to resolve this issue. And the paradox is that we ourselves do not provide a necessary signal to the authorities about the need for changes, and the urgency of such changes is not obvious to them. ☉

Sergey TORPACHEV, Coiled Tubing Times

КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



ASEP Elmar

ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

- Головка для регулировки заправки смазки Enviro™



- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



**Модуль управления
"E-Lite" серии 5**



**«Лёгкий» клапан
для кабеля**



**Плaшка
конструкции
Q-Guide™**

www.nov.com/asepelmar

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: ASEPElmar-uk@nov.com



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26

fidmashsales@nov.com



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГА В ОАО АНК «БАШНЕФТЬ». ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО МЕЖТРУБЬЮ

STUDY CASE OF COILED TUBING APPLICATION BY BASHNEFT. THE FIRST RESULTS OF OPERATIONS IN THE ANNULAR SPACE

Д.М. МУХАМЕТШИН, ОАО АНК «Башнефть»
D.M. MUKHAMETSHIN, Bashneft

В последние десятилетия основной задачей, которую ставят перед собой нефтедобытчики, стала разработка и применение рациональных технологий, направленных на наиболее полное извлечение запасов нефти из уже эксплуатируемых месторождений. С каждым годом извлечение запасов на месторождениях, разрабатываемых ОАО АНК «Башнефть», становится все более трудоемким и требует привлечения дополнительных материальных ресурсов. Наиболее результативные и эффективные геолого-технические мероприятия, обеспечивающие увеличение добычи нефти, связаны с привлечением бригад капитального ремонта скважин. В этой связи сегодня уже ни у кого не вызывает сомнений тот факт, что дальнейшая интенсификация притока и повышение нефтеотдачи пласта возможны в основном за счет применения новых технологий и оборудования. Одним из наиболее технологичных и менее затратных способов,



Дамир Мусавирович Мухаметшин родился 10 октября 1975 г. в Нефтекамске. Закончил Нефтекамский нефтяной техникум и Уфимский государственный научно-технический университет. С 1995 года работает в ОАО АНК «Башнефть». За это время занимал должности оператора по добыче нефти, помощника бурильщика КРС, бурильщика КРС, мастера КРС, ведущего инженера КРС, главного инженера ООО «Курасковское управление ПКРС». В настоящее время работает ведущим инженером отдела ремонта скважин ОАО АНК «Башнефть».

Damir Musavirovich Mukhametshin was born on October 10, 1975 in Neftekamsk city. He graduated from Neftekamsk Oil College and Ufa State Scientific and Technical University. Since 1995 has Mr. Mukhametshin worked for Bashneft Company. He held the positions of oil production operator, assistant workover driller, workover driller, chief workover driller, leading workover engineer, chief engineer of Kuraskovsky Workover Department, LLC. For now he holds a position of leading engineer of Workover Department at ОАО АНК Bashneft.

обеспечивающим поддержание приемистости и производительности скважин, является применение колтюбинговой установки, основанное на использовании стальных гибких труб (ГТ).

На месторождениях ОАО АНК «Башнефть» внедрены технологии по комплексной обработке ПЗП нагнетательных скважин с применением углеводородных растворителей, кислот, а также метод гидросвабивания скважины (дренирование пласта методом закачки воды и стравливания с использованием энергии пласта). Также внедрены технологии по кислотным, пенокислотным и нефтекислотным обработкам. Успешность работ при этом достигает 96,3%. Основным препятствием для достижения полного охвата является неподготовленность скважин к проведению ремонтов (перекрытие интервала перфорации, наличие утолщенных переводников в колонне НКТ, наличие пакеров с малым диаметром проходного отверстия, негерметичность установленных пакеров).

В настоящее время парк колтюбинговых установок производства СЗАО «Фидмаш» в ОАО АНК «Башнефть» является одним из самых больших в России и представляет собой 7 установок, в том числе одна М20, одна М1001 и пять установок МК10Т. Последняя установка, полученная в мае 2009 года (МК10Т), является модернизированной моделью для работы по межтрубному пространству с применением ГТ малого диаметра (25,4 мм) в нефтяных скважинах, оборудованных станками-качалками. Следует отметить, что это пока единственная модель в России с частично облегченным инжектором с тяговым усилием 8 т. В таблице 1 приведена динамика роста парка колтюбинговых установок и их технические характеристики.

История развития колтюбинга в ОАО АНК «Башнефть» берет начало с приобретения в конце 2003 года колтюбинговой установки М20 производства СЗАО «Фидмаш» с грузоподъемностью инжектора 24 т. В 2004 году в компанию поступила новая колтюбинговая установка М1001. С использованием двух этих установок было отремонтировано 185 скважин в Туймазинском НГДУ, а с 2005 года проводятся работы во всех НГДУ АНК «Башнефть». С приобретением в 2006 году третьей установки МК10Т количество ремонтов увеличилось и составило 281 ремонт. Новое пополнение парка

The principal objective of oil producers during the last decades has been the development and application of rational technologies aimed at total recovery of oil reserves from the fields already in use. Every other year the recovery of oil from fields owned by Bashneft is getting more complicated and requires additional material resources. The most successful and effective geological and technical activities providing for enhanced recovery were prompted by well workover crews. Traditional well workover technologies that can solve the problem are limited. The limits have been already reached for most of the fields under development. In this respect, nobody doubts that new technologies and equipment are necessary for stimulation of flow and production enhancement. One of the most advanced and least costly devices providing for steady flow and production is a CT unit with coiled tubing.

At its fields Bashneft applies the technologies of treating the bottom holes of the injection wells with hydrocarbon solvents and acids. It has also tried the method of hydro swabbing of the well. Drainage of the formation by pumping water and drain with the forth of the formation is used. The efficiency of such operations is 96,3%. The main obstacle for obtaining 100% result is that the wells are not ready for the workover (blocking of the perforation interval, presence of thick mandrel substitutes in the string and packers with low orifice diameter, leakiness of the installed packers). Acid, foam/acid and oil/acid treatment technologies have been launched as well.

Последняя установка, полученная в мае 2009 года (МК10Т), является модернизированной моделью для работы по межтрубному пространству с применением ГТ малого диаметра (25,4 мм) в нефтяных скважинах, оборудованных станками-качалками.

The latter (МК10Т), purchased in May 2009 is a modernized unit for working in the annular space with coiled tubing of small low diameter (1 inch) in oil wells equipped with beam-pumping units.

At the moment Bashneft has one of the largest fleets of CT units in Russia. 7 units produced by NOV Fidmash include one М20, one М1001 and five МК10Т units. The latter (МК10Т), purchased in May 2009 is a modernized unit for working in the annular space with coiled tubing of small low diameter (1 inch) in oil wells equipped with beam-pumping units. It should be noted that at the moment it is the only model in Russia with partially lighted injector and drag power of 8 tons. The growth of the fleet of CT units and their technical specifications are supplied in Table 1.

установками производства СЗАО «Фидмаш» прошло в 2008–2009 годах, и на текущий момент парк составляет 7 единиц. За период работы с 2003 года по настоящее время всего проведено более 2300 ремонтов (рисунок 1). Как видно из диаграммы, основная доля проводимых ремонтов приходится на нагнетательные скважины. На добывающем фонде с применением ГТ 25,4 мм в 2009 году произведено 50, а в 2010 году планируется 100 скв/операций.

Кроме того, уже в первом полугодии текущего года в ОАО АНК «Башнефть» 15% всех кислотных обработок на добывающих скважинах проведены с применением единственной установки МК10Т с диаметром трубы 25,4 мм.

На рисунке 2 представлена схема проведения технологического процесса по обработке добывающих скважин с применением ГТ диаметром 25,4 мм по межтрубному пространству. Безусловно, данная технология является одним из наиболее перспективных экспресс-методов восстановления и увеличения производительности добывающих скважин.

Вкратце сущность технологии заключается в следующем. На первом этапе проводятся подготовительные работы, связанные с фиксированием полированного штока в нижнем положении и откидыванием в сторону головки балансира. Как видно из рисунка 3, после монтажных работ на устье труба пропускается через гусак, инжектор, герметизатор и шаровый кран, а затем проходит в межтрубное пространство через эксцентричное отверстие в устьевой арматуре (для проведения ГИС) и при постоянной промывке дегазированной нефтью спускается между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами до нужного интервала. Для очистки ПЗП от СПО производится закачка растворителя, который после реакции промывается

Таблица 1 – Парк колтюбинговых установок ОАО АНК «Башнефть»
Table 1 – Bashneft's fleet of CT units

№	Год поступления Year of acquisition	Марка колтюбинговой установки, шасси, диаметр ГТ CT unit class, chassis, CT diameter
1	2003	М20 на базе МЗКТ (с диаметром ГТ 38,1 мм) M20 on the basis of MZKT (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 24 т The drag power of the injector is 24 tons
2	2004	М1001 на базе МАЗ (с диаметром ГТ 38,1 мм) M1001 on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 12 т The drag power of the injector is 12 tons
3	2006	МК10Т на базе МАЗ (с диаметром ГТ 38,1 мм) MK10T on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 14 т The drag power of the injector is 14 tons
4	2008	МК10Т на базе МАЗ (с диаметром ГТ 38,1 мм) MK10T on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 14 т The drag power of the injector is 14 tons
5	2008	МК10Т на базе МАЗ (с диаметром ГТ 38,1 мм) MK10T on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 14 т The drag power of the injector is 14 tons
6	2009	МК10Т на базе МАЗ (с диаметром ГТ 38,1 мм) MK10T on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 14 т The drag power of the injector is 14 tons
7	2009	МК10Т на базе МАЗ (с диаметром ГТ 25,4 мм) MK10T on the basis of MAZ (with OD 15")
		Тяговое усилие инжектора 8 т The drag power of the injector is 8 tons

The history of CT development in Bashneft dates back to late 2003, when a CT unit M20 produced by NOV Fidmash with a 24-ton capacity injector (pipe handling mechanism) was acquired. In 2004, the company got a new CT unit M1001. The two units helped to service 185 wells in Tuimazinski O&G division. In 2005, the same operations started at all divisions of Bashneft. With the acquisition of the 3rd unit MK10T in 2006 the number of service operations reached 281. A new generation in Fidmash fleet appeared in 2008–2009 and includes

Данная технология является одним из наиболее перспективных экспресс-методов восстановления и увеличения производительности добывающих скважин.

The technology is clearly one of the most advanced express methods of restoring and enhancing production.

Таблица 2 – Результаты обработок добывающих скважин в 2009 году
Table 2 – Results of enhancement operations at the production wells in 2009

НГДУ Division	Кол-во скважин в 2009 году Number of wells in 2009	Доп. добыча, с переходным эффектом на 01.07.2010, т Additional production prompted by raised efficiency, as of 01.07.2010, t	Среднее значение на 1 скважино-операцию		
			Дебит нефти до обработки, т Oil debit before enhancement, t	Дебит нефти после обработки, т Oil debit after enhancement, t	Доп. добыча, т Additional production, t
Ишимбайнефть Isimbaineft	10	1592,9	1,3	2,8	159,3
Чекмагушнефть Chekmagushneft	15	5829,7	0,6	2,5	388,6
Арланнефть Arlanneft	5	1422,1	1,5	3,3	284,4
Краснохолмскнефть Krasnoblmskneft	20	7684,5	2,3	5,7	384,2
Итого Total	50	16530,2	1,4	3,6	330,6

дегазированной нефтью. В зависимости от типа коллектора закачивается соляная или глинокислота. После реагирования и промывки скважины производится подъем ГТ и демонтаж оборудования.

В таблице 2 приведены результаты работ по увеличению производительности, проведенных в 2009 году на 50 добывающих скважинах. Работы проводились в НГДУ «Ишимбайнефть», «Чекмагушнефть», «Арланнефть» и «Краснохолмскнефть». Для обработок были выбраны малодебитные скважины (жидкость – от 0,8 до 3,1 м³/сут., нефть – от 0,6 до 2,3 т/сут). В результате дебиты нефти выросли на 2,5–5,7 т/сут.

7 units at the moment. Over 2300 service operations have been performed since 2003 (Figure 1). As you see from the diagram, most the service operations were done at the injection wells). The 1" coiled tubing was applied in 50 well operations in 2009 and their number is planned to reach 100 in 2010.

Besides, in the first half of 2010 Bashneft made 15% of all its acid treatment operations at the production wells with the help of a single unit MK10T, 1" OD.

Figure 2 demonstrates a wellhead with the equipment mounted specially for 1" OD coiled tubing operations in the annular space of the production wells. The technology is clearly one of

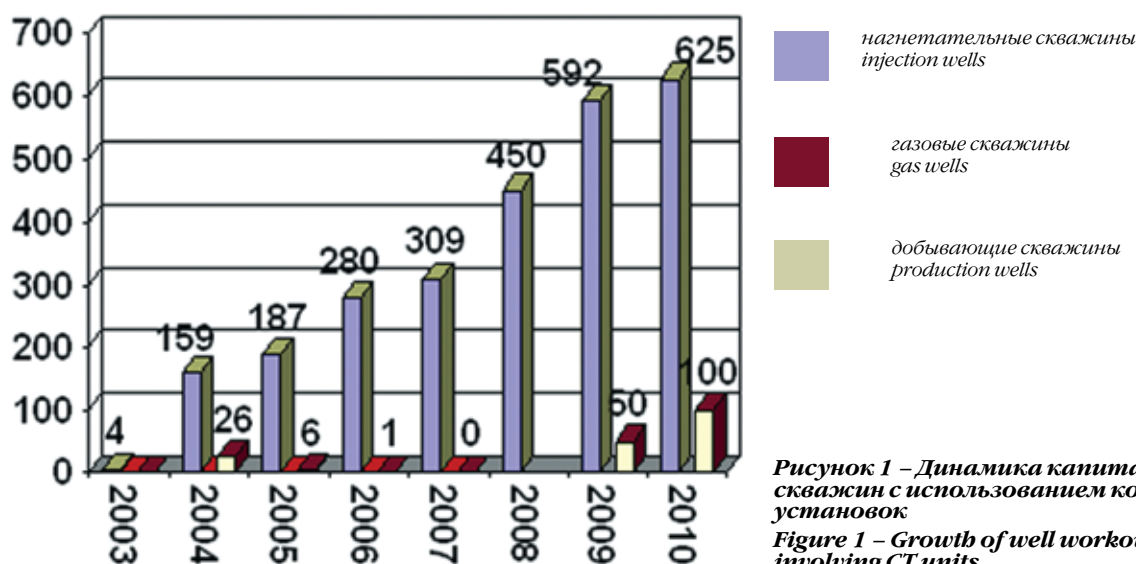


Рисунок 1 – Динамика капитальных ремонтов скважин с использованием коiled tubing устройств
Figure 1 – Growth of well workover operations involving CT units

Таблица 3 – Результаты обработок добывающих скважин в 2010 году
Table 3 – Results of enhancement operations at the production wells in 2010

НГДУ Division	Кол-во скважин в 2010 году Number of wells in 2010	Доп. добыча, т, на 01.07.2010 Additional production, as of 01.07.2010, t	Среднее значение на 1 скважино-операцию Average value per 1 well operation		
			Дебит нефти до обработки, т Oil debit before enhancement, t	Дебит нефти после обработки, т Oil debit after enhancement, t	Доп. добыча, т Additional production, t
Ишимбайнефть Ishimbaineft	21	6387,8	1,7	3,8	304,2
Туймазанефть Tuimazaneft	21	1330,5	1,6	3,5	63,4
Итого Total	42	7718,3	1,7	3,6	183,8

Дополнительная добыча нефти от обработок 2009 года на 1.07.2010 составила 16530,2 т или 330,6 т на одну скважино-операцию. Наблюдается снижение обводненности добываемой продукции – в среднем по НГДУ на 5,2%. Эффект продолжается по 36 (72%) скважинам.

В 2010 году планируется провести работы на 100 скважинах (таблица 3). На 1.07.2010 обработано 42 добывающие скважины в НГДУ «Ишимбайнефть» и «Туймазанефть». Дополнительная добыча нефти от обработок 2010 года на 1.07.2010 составила 7718,3 т

the most advanced express methods of restoring and enhancing production.

This is a short summary of the technology. The first stage includes preparation works related to fixing the polished rod in landed position and putting the mule head aside. As you can see from Figure 3, after wellhead assembly, the tube is passed through the gooseneck, injector, sealer and ball valve and then goes to the annular space through the eccentric opening in the X-mas tree (for logging). With a steady washing by degassed oil it runs down between the production

Всего колтюбинговой установкой по межтрубному пространству обработано 92 нефтяные скважины, что позволило дополнительно добыть 24 248,5 т нефти.

In total, the annular CT unit was used to service 92 oil wells, which resulted in the additional 24 248.5 tons of oil.

или 183,8 т нефти на одну скважино-операцию.

Всего колтюбинговой установкой по межтрубному пространству обработано 92 нефтяные скважины, что позволило дополнительно добыть 24 248,5 т нефти.

В качестве примера оценки экономического эффекта от внедрения кислотных обработок с колтюбингом можно привести результаты работ за 2009 год на 15 скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» – чистая прибыль составила 3865 тыс. руб. при среднем сроке окупаемости 3,9 месяца.

Безусловно, стоимость ремонта во многом зависит от его продолжительности. Средняя продолжительность КР-7. ОПЗ в ОАО АНК «Башнефть» при традиционном КРС в 1-м полугодии 2010 года составила 164,4 часа, а с применением ГНКТ – 39,8 часа, т.е. применение

Рисунок 2 – Устье скважины, подготовленное для проведения работ по межтрубному пространству
Figure 2 – Wellhead prepared for annular space operations





Рисунок 3 – Обвязка устья скважины
Figure 3 – Wellhead setup

гибких труб позволяет сократить время ремонта более чем в 4 раза по сравнению с традиционными технологиями.

Таким образом, в заключение следует отметить, что колтюбинговые технологии имеют ряд преимуществ перед традиционным КРС, среди которых:

- работа без подъема ГНО;
- возможность проведения неограниченного количества ОПЗ за одну СПО;
- возможность проведения работ КРС без глушения;
- значительное снижение продолжительности ремонта и его стоимости;
- высокая культура производства;
- неоспоримым достоинством колтюбинговой установки является экологичность ее применения, которая достигается за счет обеспечения герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его свертывания. В связи с этим исключаются загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями, а также возникновение ситуаций, связанных с нефтегазоводопроявлениями. ☉

string and oil well tubing till the necessary interval. Then, according to the already existing technology, a dissolvent is pumped in, which is washed out by degassed oil after the reaction. Depending on the type of the collector a hydrochloric acid or MA is used. After reaction and washing off the well coiled tubing is pulled out of hole and the equipment is demounted.

Table 2 supplies the results of recovery enhancement operations held at 50 production wells in 2009. The operations were performed in the oil producing divisions Ishimbaineft, Chekmagushneft, Arlanneft and Krasnoholmskneft. Low debit wells (liquid – from 0.8 to 3.1 m³/d, oil – from 0.6 to 2.3 t/d). As a result the oil debits grew by 2.5 – 5.7 t/d. The additional volume of oil from enhancement operations of 2009 was 16530.2 t or 330.6 t per 1 well operation for the data of 1.07.2010. The average degree of water content in all divisions fell by 5.2%. And it is still continuing to fall in 36 wells (72%).

Operations at 100 wells are planned to be held in 2010 (Table 3). Forty-two production wells in Ishimbaineft and Tuimazaneft had been treated before 1.07.2010. The additional oil production from operations of 2010 amounted to 7718.3 t or 183.8 t per 1 well operation, as of 1.07.2010.

In total, the annular CT unit was used to service 92 oil wells, which resulted in the additional 24 248.5 tons of oil.

The results of operations at 15 wells of Chekmagushneft in 2009 illustrate the economic efficiency of CT acid treatment. The net profit was 3,865 thousand rubles with the average pay off term of 3.9 months.

Clearly, the cost of service largely depends on its term. The average time of traditional well workover in Bashneft is 164.4 hours, while CT service takes only 39.8 hours. It means that the application of coiled tubing makes the operation time 4 times shorter as compared to traditional technologies.

In conclusion it should be noted that CT technologies have a number of advantages as compared to traditional workover technologies:

- no need in lift of downhole pumping equipment;
- possibility of holding an unlimited number of BHT during 1 RIH/ROOH;
- possibility of doing workover operations without well killing;
- substantial reduction in cost and time of service;
- high production standards;
- an undisputable advantage of a CT unit is its environmental friendliness reached by leak-proofness of wellhead during all stages of downhole operations starting from preparation of service equipment till its disassembly. Thus, contamination of environment with technological and formation liquids is eliminated, just like situations related to piping of gas and oil. ☉

Использование гидравлического скважинного трубореза упрощает проведение КРС на супергигантском месторождении Казахстана

Use of a Hydraulic Tubing Cutter When Conventional E-Line Devices Were Inoperable Facilitates Workover in Giant Kazakhstan Field

Детлеф БОСС, Weatherford International Ltd.
Detlef BOSS, Weatherford International Ltd.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Восточный Кашаган, расположенное на севере Каспийского моря в контрактной области Казахстана, имеет площадь приблизительно равную 75 на 45 км. Оно было открыто в 2000 году и является одним из наиболее значимых открытий за последние 30 лет. Это крупнейшее месторождение за пределами Ближнего Востока, его запланированная производительность близка к таковой у месторождения Гавар, расположенного в Саудовской Аравии. Нефть имеет плотность в 45°API, высокий газовый фактор и большое содержание H₂S в газе (порядка 19%). Восточный Кашаган характеризуется также чрезвычайно высоким пластовым давлением (80,0 МПа). Все это создает существенные проблемы при бурении и заканчивании скважин данного месторождения. Если при этом учесть, что глубина продуктивного пласта составляет 4500 м, погодные условия могут изменяться от -40 °C зимой до +40 °C летом, то становится понятным, насколько сложной является любая стадия разработки. Вдобавок месторождение расположено на мелководье, которое с ноября по март покрыто льдом, что требует использования специально разработанных кораблей-ледоколов. К тому же север Каспийского моря подвержен быстрым колебаниям уровня моря (вплоть до одного метра) в течение всего года из-за штормового нагона и ветров. Сочетание ледяного покрова, мелководья и колебаний уровня моря создает значительные трудности с логистикой в дополнение к проблемам с бурением, заканчиванием и добычей, обусловленным природными свойствами продуктивного пласта.

На фоне суровых природных условий и технологических трудностей любая задача, связанная с бурением или заканчиванием, существенным образом осложняется. Так произошло и с недавней операцией по КРС, необходимость в которой в конечном счете была вызвана нерешенной проблемой с оставленным в скважине инструментом.

INTRODUCTION

The Kashagan East field which is located in the North Caspian Sea contract area extends over an area approximately 75 x 45 kms, was discovered in July 2000, and is one of the most significant discoveries in the past 30 years. It is the largest outside the Middle East with a projected output capability close to that of the Ghawar field in Saudi Arabia, with its 45°API gravity crude oil, high gas/oil ratio, very high H₂S content in the gas (in the order 19%), together with its heavily over pressured reservoir of some 800 bars (11,600 psi), Kashagan East field presents significant drilling and completion challenges. This, combined with the reservoir depth of some 14,764 ft. and the extreme weather conditions which can vary between -40 °C in winter and +40 °C in summer, presents major difficulties during all phases of development. Adding to these difficulties is the fact that the field underlies very shallow water which is frozen from November to March which presents the requirement for ice breaking with specially designed service vessels. Furthermore the Northern Caspian Sea is subject to rapid sea level fluctuations of up to one meter during the balance of the year due to storm surges and winds. This combination of ice, shallow water and sea level fluctuations creates significant logistical challenges in addition to the drilling, completion and production challenges posed by the nature of the reservoir.

Against this background of technical complexity and environmental challenge any problems involved in drilling and completion are significantly magnified and so it was with a recent well workover which was eventually necessitated by an unresolved fishing problem.

Стандартная схема заканчивания скважины предусматривает наличие колонны НКТ диаметром 139,7 мм с 25%-м содержанием хрома. Колонна заканчивается встроенным неизвлекаемым пакером, который установлен над пластом. Поэтому при необходимости проведения КРС колонна НКТ должна быть разрезана в области над пакером, а для облегчения любых аварийно-восстановительных работ следует проводить фрезеровочные работы. В 2007 году в одну из таких скважин был опущен стандартный многорычажный каверномер. Однако во время подъема инструмент зацепился за забойный клапан-отсекатель, расположенный на высоте 278 м. В итоге произошло разъединение кабельной муфты, и каверномер упал на уровень забоя. Гибкая труба (ГТ) диаметром 50,8 мм была спущена в скважину и успешно извлекла упавший инструмент. После этого в скважину спустили резервный каверномер, в нижней части которого закрепили скребок-шаблон внешним диаметром 111,8 мм. Благодаря такой модификации каверномер не смог бы пройти сквозь ниппель диаметром 109,6 мм в случае повторения подобной проблемы. По окончании работ была предпринята попытка поднять каверномер, но он опять зацепился за забойный клапан-отсекатель, произошло разъединение кабельной муфты, и инструмент вновь остался в скважине. При повторном спуске ГТ без проблем удалось захватить каверномер, однако пройти сквозь клапан-отсекатель не получалось до тех пор, пока не был приложен дополнительный натяг в 4,1 тонны. После того как колонну ГТ подняли на поверхность, было обнаружено, что вертлюг разорвался. Таким образом, из скважины удалось извлечь только кабельную муфту и верхнюю часть вертлюга. Остальная часть инструмента осталась в скважине, а дальнейшие попытки удалить его при помощи ГТ провалились. В результате было принято решение демонтировать колтюбинговую установку и продолжить ловильные работы с использованием сверхпрочного кабеля (СПК).

ОПЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПК

Эксперты по проведению операций с СПК, а также набор специализированных ловильных инструментов были задействованы для работы с установкой, использующей оплетенный кабель диаметром 5,56 мм, смазочным устройством и устройством для закачки смазки в конце ноября 2007 года. После проведения монтажа установки и тестирования всего оборудования в скважину был спущен (спуск № 1) аварийный инструмент диаметром 98,43 мм. Он застрял на глубине 66 м. После извлечения из скважины аварийного инструмента и его проверки были обнаружены некоторые повреждения СПК. Поврежденный сегмент был вырезан, и тот же самый инструмент был повторно спущен на глубину 296 м, что чуть ниже уровня клапана-отсекателя, и оттянут сквозь него назад два раза. При этом инструмент испытывал затруднения при прохождении клапана-отсекателя, каждый раз цепляясь на уровне 280 м, прежде чем окончательно пройти сквозь него. Спуск был продолжен до уровня 4683 м, на котором расположена

The standard completion design features 5-1/2" 25% chrome tubing to an integral permanent packer set above the formation. Therefore, should a workover become necessary, the tubing must be cut above the packer and milling operations carried out to facilitate any remedial operations. On one such well a routine multi-finger caliper was run in 2007 but during retrieval the tool hung up in the subsurface safety valve at 912 ft. and eventually the cable head released causing the caliper tool to fall to bottom. 2" coiled-tubing (CT) was run in the well to retrieve the fish successfully and a back-up caliper tool was run with a 4.4" OD gauge cutter made up to the bottom so that it could not pass through the 4.313" nipple profile in the event the problem reoccurred. Upon completion of the caliper run it hung up in the safety valve and the cable head released again leaving a fish in the well. CT was again run to latch the fish but it was not possible to pass through the safety valve with the successfully engaged fish until an overpull of 9000 lbs was applied. However on breaking out the string at surface it was found that the swivel had parted and only the cable head and the upper part of the swivel had been recovered. The balance of the fish remained in the well and defied further attempts to remove it using CT, so it was decided to rig down the CT and bring in heavy duty wireline fishing (HDWF) expertise to tackle the problem.

HDWF OPERATIONS

HDWF experts, together with an array of specialized fishing tools were imported to work with "in country" 7/32" braided cable wireline unit, lubricator and grease injection equipment in late November 2007. After rigging up and testing all the equipment a 3.875" blind box (run #1) was run in the hole but it held up at 217 ft. It was then pulled out of the hole (POOH) where upon inspection some damage to the cable was noted. This damaged segment was cut off as needed and then the same tool string (run #2) was re-run to 971 ft. just below the safety valve and pulled back through it two times. Each time, the toolstring experienced difficulty passing, holding up at 919 ft., before ultimately passing through. The run was continued to the top of the caliper tool which was tagged at 15,365 ft. and then the BHA was POOH passing through the safety valve with no indication of drag. On breaking out the tools the tubular jars and EAJ were found to be locked-up with metal shavings (swarf). Another run was made with a BHA (Run #3) consisting of a 4.5" OD brush and 3.5" OD wellsweep magnet and the area around the safety valve from 820–984 ft. was brushed thoroughly and then the string POOH – there was little sign of recovery on the magnet. Next a releasable overshot

верхняя часть каверномера. После этого КНБК была поднята на поверхность сквозь клапан-отсекатель без каких-либо трудностей. При разъединении инструментов было обнаружено, что полые и легко регулируемые ясы были заблокированы металлической стружкой. Еще один спуск (спуск № 3) был произведен с КНБК, состоящей из щетки внешним диаметром 114,3 мм и магнита для чистки скважины диаметром 88,9 мм. Область вокруг клапана-отсекателя, начиная с глубины 250 м и заканчивая глубиной 300 м, была полностью очищена. Затем КНБК подняли – магнит был практически чист. Затем в скважину спустили (спуск № 4) колонну со съёмным овершотом, который с четвертой попытки захватил оставленный в скважине каверномер. Было предпринято 30 попыток выбить застрявший инструмент. Прилагаемое усилие было равно 1,54 т, однако ни одна из этих попыток не увенчалась успехом. Всего, перед тем как срезать колонну и поднять ее на поверхность, было произведено 65 нисходящих ударов по застрявшему каверномеру. Глухой канатный замок (с фиксированным профилем ловильной шейки) и овершот диаметром 88,9 мм, присоединенный к каверномеру, были оставлены в скважине. Создание хорошей пломбы вокруг скрученного кабеля с помощью системы для закачки смазки при устьевом давлении 44,3 МПа оказалось сложной задачей, поэтому заказчик решил прекратить попытки извлечь каверномер с применением СПК и демонтировать оборудование для ловильных работ. Последующие попытки выловить застрявший инструмент при помощи ГТ провалились и, поскольку добыча на месторождении еще не велась, каверномер длиной 11 м был оставлен в скважине (у ниппеля диаметром 109,6 мм) на глубине 4697 м до тех пор, пока рассматривались альтернативные варианты исправления ситуации с применением КРС.

ОПЕРАЦИИ ПО КРС

Временно скважина была оставлена как есть, и металлическая стружка от НКТ покрыла верхнюю часть оставленного каверномера таким образом, что он начал выполнять функции клапана-отсекателя. Застрявший инструмент пропускал флюид с забоя, а вот закачать что-либо в скважину было очень сложно. В результате этого, а также сомнений насчет состояния клапана-отсекателя было принято решение провести капитальный ремонт скважины. Операция по КРС была начата весной 2008 года. На тот момент скважины комплектовались непрерывной колонной НКТ, которая заканчивалась эксплуатационным пакером, поэтому для того, чтобы вытащить колонну, необходимо было разрезать ее в области над пакером и затем расфрезеровать пакер



Рисунок 1 –
Гидравлический
труборез
Figure 1 –
Hydraulic Cutter

tool string (Run #4) was run in to the top of the fish and the fish was latched on the fourth attempt. The fish was then jarred upon 30 times at 3400 lbs with no sign of the fish moving. Sixty-five downward blows were imparted to the fish prior to shearing off and POOH. A Dummy Rope Socket (known fishing neck profile) and a 3.50" OD Overshot, engaged to the fish, were left in the hole. Achieving a good seal around the stranded cable with the grease injection system against the wellhead pressure of 443 bars (6427 psi) proved challenging so the client decided to abort the HDWF efforts and rig down the fishing equipment. Subsequent efforts to recover the fish with CT all failed and, since the field was not yet in a production mode, the well was left in this state for some time with the fish, some 11 meters long located at the 4.313 nipple profile at a depth of 15,411 ft. while workover alternatives were considered.

WORKOVER OPERATIONS

In the interim period the well was left as is and settlings and swarf from the tubing covered the top of the fish in a manner which made it act like a check valve. Pressure from below could leak through it but pumping into the well was very difficult. As a result of this and concern over the condition of the safety valve, the decision was made to work the well over and so in the spring of 2008 a workover procedure was commenced. The wells at the time were completed with a tubing string integral to the production packer and so to pull tubing it is necessary to cut the tubing above the packer and subsequently mill up the packer to retrieve the tailpipe. The procedure required the following basic steps:

- kill the well either in bullhead fashion, or by circulation with CT, by pumping Caspian Sea water followed by 1.93 Specific Gravity (SG) (16.09 lbs/gallon) oil based mud;
- punch holes (a minimum of 12 being required) in the tubing string above the production packer using electric line to facilitate use of a plasma type Radial Cutting Torch (RCT) tool to cut the tubing;
- cut the tubing using an E-line deployed RCT;

для извлечения хвостовика. Эта процедура требовала выполнения следующих операций:

- глушения скважины либо путем закачки в пласт флюида с высокой плотностью (вода из Каспийского моря, за которой следует буровой раствор на нефтяной основе относительной плотностью в 1,93 или абсолютной в 1930 кг/м³) без приема обратной циркуляции, либо при помощи ГТ с обратной циркуляцией;
- перфорации отверстий (требовалось минимум 12 штук) в колонне НКТ над эксплуатационным пакером при помощи электрокабеля, который должен был облегчить применение плазменного ГРПП для резки НКТ;
- резки НКТ при помощи спускаемого на электрокабеле ГРПП;
- извлечения НКТ;
- расфрезеровки и извлечения эксплуатационного пакера и хвостовика вместе с застрявшим инструментом;
- повторного освоения скважины.

Из-за того что каверномер действовал как клапан-отсекатель, сводя тем самым на нет компенсацию ударной волны, созданной ГРПП и другими электрокабельными устройствами для химической резки, было абсолютно необходимо провести перфорацию отверстий в НКТ для того, чтобы гарантировать правильную работу резака. К сожалению, несмотря на неоднократные попытки, перфорация отверстий в НКТ успехом не завершилась. Основная причина произошедшего так и не была установлена. В результате операция по КРС была прекращена, а ее возобновление последовало лишь спустя некоторое время.

ОПЕРАЦИЯ ПО РЕЗКЕ НКТ

Неудачные попытки перфорации отверстий в НКТ вынудили искать альтернативные (без использования электрокабеля) методы резки. В качестве одного из методов, который бы мог разрезать НКТ над пакером для облегчения проведения запланированного КРС, был выбран метод с использованием гидравлического скважинного трубoreза, спускаемого на ГТ. Этот управляемый потоком режущий прибор (рисунок 1) приводит во вращение забойный двигатель. Спуск данного устройства осуществляется при помощи ГТ с гидравлическим трубным якорем (рисунок 2). Для его функционирования требуется лишь циркуляция жидкости в ГТ и не нужно взаимодействие с затрубным пространством. В результате в марте 2009 года операция по КРС была возобновлена. Были выполнены следующие основные процедуры:

1. В скважину при помощи ГТ диаметром 50,8 мм была спущена гидромониторная насадка для выкачивания металлической стружки и опилок, осевших на застрявшем каверномере, а также для замены жидкости, заполнявшей скважину, на флюид относительной плотностью 2,04, что позволило свести к нулю устьевое давление.
2. Затем была предпринята еще одна попытка провести перфорацию отверстий в НКТ над пакером при помощи оборудования на электрокабеле. Однако, хотя все заряды

- pull the tubing;
- mill and retrieve the production packer and tailpipe complete with the fish;
- recompleat the well.

Due to the fish acting as a check valve and thereby eliminating the shockwave compensation created by the RCT and other E-line deployed chemical cutters, it was absolutely necessary to punch holes in the tubing in order to ensure that the cutter would work. Unfortunately, though it was tried several times, wireline was unable to successfully punch holes in the tubing. No root cause for the problem was ever identified. As a result the workover was abandoned and revisited later.

TUBING CUTTING OPERATION

The failed attempts to punch holes in the tubing led to the decision to search for not e-line deployed contingencies to cutting the tubing. The next method considered by which the tubing could be cut above the packer, to facilitate the required workover, was a CT deployed hydraulic cutting tool. This is a flow activated cutting device (Figure 1) which is mechanically rotated by a downhole motor and is designed to be run on CT with a hydraulic tubing anchor (Figure 2). It only requires fluid circulation to operate the full assembly and tubing to annulus communication is not a requirement. As a result, in March 2009 a workover was initiated with the following basic procedure:

1. A jetting nozzle was run in the well on 2" CT to circulate out the swarf and the settlements on the fish and displace the well to 2.04 SG fluid to reduce the wellhead pressure to zero.
2. One more attempt was then made to punch holes in the tubing above the packer, using E-line deployed equipment, but though all the charges fired no communication from tubing to annulus was achieved. As a result the use of RCT cutting methods was once again precluded.
3. It was therefore decided to run the hydraulic tubing cutter on the CT and a downhole assembly consisting of the following items was assembled:
 - Crossover from 2" CT to 2-3/8" PAC pin.
 - 2-7/8" OD Motor Head Assembly (MHA) with 2-3/8" PAC box and pin equipped with dual flapper check valve, hydraulic disconnect, circulating sub and rupture disc sub.
 - 2-7/8" OD non rotating centralizer with 2-3/8" PAC box and pin, dressed with 3-7/8" OD Teflon sleeve.
 - 3-1/8" OD Hydraulic Set Tubing Anchor with 2-3/8" PAC box and pin. 2-7/8" OD CTD motor with 900 ft/lbs maximum torque output.
 - 2-7/8" OD Hydraulic Internal Cutter with 2-3/8"

и были взорваны, взаимодействия НКТ с затрубным пространством достичь не удалось. В результате применение методов резки с использованием ГРПП было вновь исключено.

3. В силу этого было принято решение при помощи ГТ спустить в скважину гидравлический труборез и скважинное оборудование, состоящее из следующих элементов:
 - переходник от ГТ диаметром 50,8 мм к разъему программируемого контроллера автоматизации (ПКА) диаметром 60,3 мм;
 - компоновка забойного двигателя с наружным диаметром 73,0 мм, а также блок ПКА с разъемом диаметром 60,3 мм, оборудованный клапаном-отсекателем с двумя дроссельными заслонками, гидравлическим отсоединяющим устройством, циркуляционным переводником и разрывной мембраной;
 - невращающийся центратор диаметром 73,0 мм и блок ПКА с разъемом диаметром 60,3 мм, которые защищены тефлоновым рукавом диаметром 98,4 мм;
 - гидравлически устанавливаемый трубный якорь диаметром 79,4 мм с блоком ПКА диаметром 60,3 мм, спускаемый на ГТ забойный двигатель диаметром 73,0 мм с максимальным значением эффективного крутящего момента в 1220 Н*м;
 - гидравлический скважинный труборез диаметром 73,0 мм с блоком ПКА диаметром 60,3 мм и максимальным размахом ножей 139,7 мм.
 - гидромониторная насадка с внешним диаметром 73,0 мм.
4. Проверка работоспособности оборудования на поверхности была проведена следующим образом:
 - Вначале был выполнен тест на растяжение с нагрузкой 18,15 т.
 - Компоновка забойного двигателя была испытана на герметичность давлением 3,5/64,1 МПа.
 - Для проверки значений скорости потока и давления, требуемых для активизации якоря и развертывания ножей трубореза, были проведены гидравлические испытания якоря и трубореза (без установки забойного двигателя). Это было сделано при помощи диафрагменного расходомера диаметром 9,01 мм, начиная со скорости жидкости, равной 0,2 барреля в минуту (бвм), и давления 6,2 МПа. Затем соответствующие значения были равны 0,4 бвм/10,4 МПа, 0,6 бвм/15,2 МПа (активировались ножи трубореза), 1 бвм/26,2 МПа (якорь был полностью установлен) и, наконец, 1,5 бвм/48,3 МПа.
 - Те же испытания были проведены со вторым гидравлическим труборезом при помощи диафрагменного расходомера диаметром 10,14 мм. Активизация ножей трубореза и установка якоря произошли при 0,8 бвм/22,8 МПа и 1 бвм/30,3 МПа соответственно.



**Рисунок 2 –
Гидравлический
якорь
Figure 2 –
Hydraulic Anchor**

PAC box and pin and maximum knife sweep of 5-1/2”.

- 2-7/8” OD jetting nozzle.
4. Surface function tests were then carried out as follows:
 - An initial pull test was performed to 40,000 lbs.
 - The MHA was pressure tested to 500/9300 psi.
 - Surface flow tests of the anchor and cutter (with no motor installed) to verify the flow rate and pressure required to activate the anchor and deploy the cutter knives. These were conducted with a 0.355” orifice in steps from 0.2 bpm/900 psi, 0.4 bpm/1500 psi, 0.6 bpm/2200 psi (at which point the cutter knives were actuated), 1 bpm/3800 psi (at which point the anchor was fully set) and finally to 1.5 bpm/7000 psi.
 - The same tests were performed on a second hydraulic cutter dressed with a 0.399” orifice where cutter knives actuated and anchor fully set occurred at 0.8 bpm/3300 psi and 1 bpm/4400 psi respectively.
 5. The cutter was dressed with the 0.355” orifice then made up to the downhole motor and the flow tests repeated to a maximum rate of 1.7 bpm/8900 psi before the assembly was run in the well, stopping every 1000 m to perform pull tests until the top of the fish was tagged at 15,375 ft.
 6. The assembly was then picked up to some 6 meters above the fish to ensure placement of the cutters opposite blank pipe and circulation was started at 0.2 bpm/1800 psi and slowly increased to the recommended rate for the cutter to perform (1.9 bpm/8500 psi) by which time the anchor had deployed. The maximum allowed surface pressure given by the customer and coiled tubing service provider was 9300 psi. During the cutting operation it became necessary to reduce the pumping rate to 1.7 bpm because the increasing differential pressure over the motor, as a result of the increasing torque when cutting through the tubing, caused the maximum allowed surface pressure to be exceeded at higher rates. The surface pressure at 1.7 bpm, just before the completion of the cut, was recorded with 8950 psi. After 35 minutes a sudden pressure drop to 8500 psi in combination with the

5. На труборез смонтировали диафрагменный расходомер диаметром 9,01 мм, а затем присоединили к забойному двигателю. Перед тем как спустить компоновку в скважину, гидравлические испытания повторили при значениях 1,7 бвм/61,4 МПа. Во время спуска производили остановки каждые 1000 м для выполнения испытаний на растяжение, а на глубине 4686 м достигли верхней части застрявшего каверномера.

6. Компоновку подняли на 6 м выше уровня оставленного в скважине инструмента для того, чтобы гарантировать, что труборез будет находиться напротив неперфорированной трубы, а затем начали циркуляцию жидкости при значениях 0,2 бвм/12,4 МПа.

Скорость потока и давление медленно увеличивали до рекомендованных рабочих значений (1,9 бвм/58,6 МПа), при которых активизировались якорь и труборез. Максимально допустимое значение устьевого давления, регламентированное клиентом и компанией, обслуживающей ГТ, было равно 64,1 МПа. Во время проведения резки возникла необходимость уменьшить скорость закачки до 1,7 бвм из-за того, что увеличение перепада давления на забойном двигателе, которое стало следствием увеличения крутящего момента в процессе резки НКТ, привело к превышению максимально допустимого значения устьевого давления. Устьевое давление (при скорости закачки в 1,7 бвм) непосредственно перед окончанием было равно 61,7 МПа.

Спустя 35 минут произошло резкое уменьшение давления до 58,6 МПа. Также было зафиксировано взаимодействие между пространством внутри НКТ и затрубным пространством. Все это указывало на то, что резка трубы была завершена.

7. Закачка была остановлена для того, чтобы ножи трубореза втянулись, а якорь раскрылся. Компоновка была извлечена из скважины, и было обнаружено, что она находится в хорошем состоянии, а на ножах трубореза нет никаких следов чрезмерного износа.

НКТ была впоследствии извлечена из скважины. На ней наблюдался ровный разрез (рисунок 3). Это упростило дальнейшее проведение КРС.

ВЫВОДЫ

Там, где традиционные методы резки оказались бесполезными, гидравлический труборез сработал безупречно и облегчил проведение запланированного КРС. Эта ситуация явилась результатом уникальной последовательности событий, объяснения которым до сих пор не даны. Несмотря на это, гидравлический труборез сработал так, как было запланировано, и теперь представляет собой конкурентоспособную альтернативу традиционным методам резки труб.

Автор хотел бы выразить свою признательность компании Weatherford International Ltd. за их разрешение опубликовать эту работу, а также за их постоянную поддержку. ☉



Рисунок 3 – Разрез НКТ
Figure 3 – Tubing cut

fact that communication between tubing and annulus was noted indicated that cutting had been completed.

7. Pumping was then ceased to allow the cutter knives to retract and the anchor to release and the assembly was POOH and found to be in good condition with no sign of any undue wear on the cutting knives.

The tubing was subsequently pulled and eventually a clean cut was observed (Figure 3) and the balance of the workover was thus facilitated.

CONCLUSION

The hydraulic cutting tool performed flawlessly and facilitated the continuation of the planned workover where more conventional cutting methods failed to work. This situation represented a unique set of circumstances the explanation for which is still not established, however the hydraulic cutting tool performed exactly as planned and now represents a viable, and perhaps a “go to”, alternative to conventional tubing cutting methods in future such workover operations.

The author would like to express his appreciation to Weatherford International Ltd. for their permission to publish this paper and their encouragement to do so. ☉

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПАССИВАЦИИ ПОВЕРХНОСТИ ГИБКИХ ТРУБ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ИХ КОРРОЗИИ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ

DEVELOPMENT OF CT SURFACE PASSIVATION TECHNOLOGY FOR REDUCTION OF ACID CORROSION

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, О.Ю. ЕФАНОВА, К.А. ПОТЕШКИНА, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
M.A. SILIN, L.A. MAGADOVA, L.F. DAVLETSHINA, O.Y. YEFANOVA, K.A. POTESHKINA, Gubkin Russian State University of Oil & Gas

Большинство месторождений на территории России находятся на стадии эксплуатации, характеризующейся падающей добычей. Поэтому необходимо усовершенствовать технологии для проведения ремонтных работ и повышения нефтеотдачи. В последнее время все больше внимания уделяют колтюбинговым технологиям.

Сегодня в России гибкие трубы (ГТ) чаще всего используются для кислотных обработок скважин. При этом ГТ подвергаются воздействию кислотных растворов, из-за чего покрываются ржавчиной, истончаются, а при наматывании на барабан испытывают дополнительные нагрузки на изгиб. Все это приводит к разрушению гибкой трубы и последующему ее обрыву, из-за чего часть трубы остается в скважине и является источником ионов железа при последующих кислотных обработках, а также требует дорогостоящих ловильных работ [2].

Различными научными институтами изучается вопрос об износостойкости колтюбинга. В основном проводятся работы по исследованию усталости труб при наматывании и разматывании, и только в некоторых статьях упоминается вклад коррозии в разрушение гибких труб.

Однако изучение коррозии стали гибких труб имеет большое практическое значение. Поэтому главной целью нашей работы было изучение коррозии стали ГТ при кислотных обработках и ее нейтрализация методом пассивации поверхности труб.

Коррозионные процессы отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. В связи с большим количеством видов коррозии находят

Most of the fields on Russian territory are characterized by falling production rates. That is why it is necessary to improve the technologies of service and production enhancement. A high priority has been given to coiled tubing technologies lately.

In Russia, coiled tubing (CT) is mostly used today for acid treatment of wells. During the process the coiled tubes are subjected to the impact of acid solutions making them rusty and thin. While they are reeled on a spool, the tubes suffer additional bend load. All of it brings about destruction of a CT and its further rupture. Part of the tube remains in the well and produces iron ions during further acid treatments and requires costly fishing operations [2].

Various scientific institutes study fatigue life of CT. Most of the research projects examine CT fatigue as it is reeled or unreeled and only few articles mention the role of corrosion in CT destruction.

Yet, studying CT steel corrosion has great practical importance. That is why our research was aimed mainly at examination of steel corrosion during CT treatment and its neutralization via passivation of the tube surface.

Corrosion processes are widely spread and conditions and types of environment in which they occur are extremely different. Given that the types of corrosion are numerous, various sorts of protection are applied: cathode protection, corrosion inhibitors, application of undersealing on the surface of the material subjected to corrosion [1].

Our study analyzes protection from corrosion with the help of passivators producing thin protective films covering the metal with almost impenetrable

применение различные способы защиты от нее, такие как установка катодной защиты, применение ингибиторов коррозии, а также нанесение защитных покрытий на поверхность корродирующего материала [1].

В нашей работе в качестве метода защиты от коррозии мы применяли обработку пассиваторами, образующими тонкие защитные пленки, покрывающие металл почти непроницаемым слоем, благодаря чему коррозия сильно тормозится или полностью прекращается. В качестве пассиваторов используются водные растворы кислот, таких как серная, азотная и плавиковая. Также используются растворы, содержащие нитрат-, нитрит- и фосфат-ионы.

В лабораторных исследованиях использовалась типовая гравиметрическая методика оценки скорости коррозии стали. В качестве объекта исследования были взяты образцы стали гибких труб HS-70TM CM, изготовленные фирмой Tenaris.

Методика пассивации разрабатывалась на основе технологических требований использования колтюбинговых труб при кислотных обработках. При этом первоначально образцы труб выдерживались в пассиваторах, следующей стадией эксперимента было исследование коррозии обработанных пассиватором образцов в 12%-й соляной кислоте.

В качестве пассиваторов были выбраны следующие вещества: фосфорная, сульфаминовая, серная, азотная кислоты, а также нитрат кобальта, нитрит натрия и модификатор «СК-А», рекомендуемые различными исследователями для этих целей [3]. Выбор наиболее эффективного пассивирующего агента производился на основе сравнения скорости коррозии стали колтюбинговых труб без воздействия пассивирующих растворов и с предварительной обработкой одним из пассиваторов. Образцы ГТ выдерживались в 1%-х пассивирующих растворах 30 минут. Данные исследований представлены в таблице 1. Также представлен внешний вид образцов после воздействия пассиватора, указано изменение массы образца после его воздействия.

Из данных таблицы следует, что скорость коррозии в кислотном составе без пассиватора составляет 0,75 г/час*м², при воздействии пассиваторов колеблется в достаточно широком диапазоне. Наихудшие результаты показали азотная и сульфаминовая кислоты. Растворы на основе нитрита натрия, нитрата кобальта, а также серной и фосфорной кислоты показали результаты выше скорости коррозии без обработки пассиватором.

layer. It inhibits corrosion or stops it completely. Water solutions of sulphuric, nitric and fluorspar acids are used as passivators. Solutions containing nitrate, nitrite and phosphate ions as well are applied as well.

Standard gravimetric method of steel corrosion rate calculation was used in the laboratory tests. Samples of HS-70TM CM CT steel produced by Tenaris were taken for the study.

The method of passivation was designed on the basis of technological requirements for coiled tubes during acid treatment. At first the samples of tubes were kept in passivators. At the next stage of the experiment the passivated samples were placed into 12% hydrochloric acid.

The following substances were used as passivators: phosphorous, sulfamic, sulphuric and nitric acids, cobalt nitrate, sodium nitrate and modifier CK-A, recommended by various research groups for this purpose [3]. The choice of the most effective passivating agent is made on the basis of comparison of CT steel corrosion rate without passivating solutions and with preliminary treatment by one of the passivators. Samples of CT were kept in 1% passivating solutions for 30 minutes. The research data are supplied in Table 1. The outside look of samples treated by passivators is also presented as well as mass changes in samples after treatment.

According to the data of the table, the rate of corrosion in acid composition without a passivator is

В качестве объекта исследования были взяты образцы стали гибких труб HS-70TM CM, изготовленные фирмой Tenaris.

Samples of HS-70TM CM CT steel produced by Tenaris were taken for the study.

0.75 g/h*m². During the impact of passivators it ranges widely. The worst results were demonstrated by nitric and sulfamic acids. Solutions on the basis of sodium nitrate, cobalt nitrate, sulphuric and phosphorous acids showed the results that were higher than the corrosion rate without passivation treatment. Only the modifier CK-A made the corrosion rate substantially below the rate without passivation treatment. The analysis of the exterior of the film suggests that the film produced by modifier CK-A is even and covers a larger area of the sample than other passivators. That is why modifier CK-A was chosen as the only base for passivating solutions in further research.

Since the mechanism of passivation is very complicated, it is suggested that the passivating films include ions of metal, passivating agents, oxygen and water.

И только модификатор «СК-А» показал скорость коррозии значительно ниже скорости коррозии без обработки пассиватором. Из анализа внешнего вида пленки видно, что пленка, образованная модификатором «СК-А», равномерная и по сравнению с другими пассиваторами покрывает большую поверхность образца. Поэтому дальнейшие исследования проводились только с модификатором «СК-А» в качестве основы для пассивирующего раствора.

Так как пассивация по своему механизму – очень сложный процесс, существует предположение, что в состав пассивирующих пленок входят ионы металла, пассивирующих агентов, а также кислород и вода.

Что касается модификатора «СК-А», то можно предположить, что в состав его пассивирующей пленки входят фтор-ферраты, которые в свою очередь нерастворимы в воде, а также в растворе кислот.

Анализ действия модификатора «СК-А» заключался в подборе наиболее эффективной концентрации этого реагента в водном растворе и определении оптимального времени выдержки образцов труб в пассивирующем растворе. Результаты исследований представлены на графике (рисунок 1).

Полученные значения сравнивались со скоростью коррозии в агрессивной среде без предварительной обработки пассиватором.

Целью нашего исследования было подобрать такую концентрацию, при которой скорость коррозии значительно бы снижалась после обработки пассиватором. Область желаемых результатов показана на графике синим цветом. Из графика видно, что этим требованиям удовлетворяют концентрации модификатора «СК-А»

Таблица 1 – Скорость коррозии металла ГТ при воздействии различных пассивирующих агентов

Table 1 – CT metal corrosion rate during treatment by various passivating agents

Пассивирующий агент Passivating agent	Скорость коррозии, г/час*м ² Corrosion rate, g/hour*m ²	Изменение массы, г Mass change	Внешний вид Exterior look
–	0,75	–	
Фосфорная кислота Phosphoric acid	0,78	0,0008	
Сульфаминовая кислота Sulfamic acid	1,40	0,0009	
Серная кислота Sulphuric acid	5,97	-0,0068	
Азотная кислота Nitric acid	5,97	-0,0017	
Нитрат кобальта Cobalt nitrate	1,33	-0,0012	
Нитрат натрия Sodium nitrate	1,40	-0,0012	
Модификатор «СК-А» Modifier CK-A	0,20	-0,0007	

As far as modifier CK-A is concerned, its passivating film may include fluorine ferrates, which are insoluble both in water and acid compositions.

The analysis of modifier CK-A included selection of the most effective concentration of this reagent and the best time of exposure of the tube samples in passivating solution. The results of the researches are supplied in the graph (Figure 1).

Модификатор «СК-А» показал скорость коррозии значительно ниже скорости коррозии без обработки пассиватором.

Only the modifier CK-A made the corrosion rate substantially below the rate without passivation treatment.

The obtained values were compared to the corrosion rate in the aggressive medium without preliminary treatment by a passivator.

Our research was aimed at choosing the ideal concentration for reducing the corrosion rate after passivating treatment. Blue sector on the graph is a field of the intended results. The graph suggests that 0.5, 1.0 and 1.5 % mass concentration of modifier CK-A correspond to the requirements. The curves showing

0,5; 1,0; 1,5 % масс – кривые зависимости скорости коррозии от времени выдержки лежат в этой области.

При анализе влияния времени выдержки на скорость коррозии интересно отметить широкий диапазон времени выдержки с 30 до 60 минут, в котором не видно значительного изменения эффекта пассиватора для выбранных нами рекомендуемых концентраций модификатора «СК-А» – 0,5; 1,0; 1,5% масс.

На основе полученных данных мы предлагаем технологию обработки стали гибких труб пассиватором на основе модификатора «СК-А» перед обработкой пласта соляной кислотой.

Для осуществления пассивации ГТ при открытом трубном пространстве закачивают через гибкую трубу пассивирующий раствор модификатора СКА (1% масс) в объеме НКТ, после чего трубное пространство закрывают и делают выдержку в течение 30 минут. По истечении времени продукты реакции вымывают из гибкой трубы водой через открытое трубное пространство в специальную приемную емкость, после чего проводят работы по кислотной обработке скважины.

Таким образом, в нашей работе:

- Изучена коррозия стали ГТ.
- Доказана эффективность применения в качестве пассивирующего агента модификатора «СК-А».
- Подобраны оптимальные концентрации модификатора «СК-А» в пассивирующем растворе, изучено влияние времени выдержки на интенсивность скорости коррозии.
- Предложена технология обработки пассиватором ГТ перед кислотной обработкой скважины.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Томашов, Н. Д. Теория коррозии и защита металлов / Н. Д. Томашов. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – 591 с.
2. Булатов, А. И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие / А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2008. – 370 с.
3. Улиг, Г. Г., Ревин, Р. У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г. Г. Улиг, Р. У. Ревин; под ред. А. М. Сухотина. – Л.: Химия, 1989. – Пер. изд., США, 1985. – 261 с. ©

dependence of corrosion rate from time of pssivating stand lie in this field.

While analyzing the influence of the time of passivation in modifier CK-A on corrosion rate, it is interesting to notice a wide diapason of soak period between 30 and 60 minutes, when no substantial changes are observed for the selected concentration values 0.5, 1.0 and 1.5 % of the mass.

On the ground of the obtained results, we suggest a technology of CT steel treatment by a passivator based on modifier CK-A, before exposing a formation to the impact of hydrochloric acid.

In order to produce a CT passivation the solution of the modifier C-KA (1% of the mass) is pumped in via CT with the annular space open. The volume of the solution should be equal to the volume of the tube. After that the annular space is closed and the tube is exposed to the impact of solution for 30 minutes. Then the products of the reaction are washed out from CT by water through the open annular space into a special receiving tank. After that the acid treatment operations are performed.

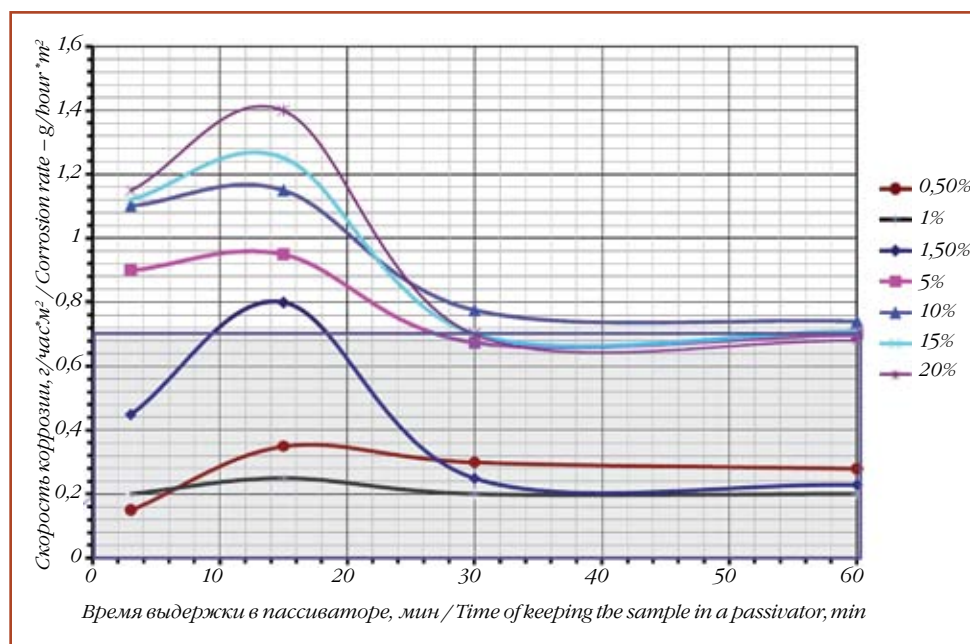


Рисунок 1 – Исследования скорости коррозии стали ГТ при использовании в качестве пассиватора модификатора «СК-А»

Figure 1 – Study of CT steel corrosion rate with Modifier CK-A used as a passivator

Thus our study:

- Demonstrates the processes of CT steel corrosion
- Proves the efficiency of using the modifier CK-A as a passivating agent.
- Suggests the best concentration of modifier CK-A in a passivating solution and specifies the impact of stand time on corrosion intensity.
- Offers a technology of treating the CT with a passivator before well acid treatment. ©

СОЕДИНЕНИЕ ГИБКИХ ТРУБ С ПОМОЩЬЮ СТЫКОВОЙ СВАРКИ И ГИБКИХ МЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ

JOINING COILED TUBING BY BUTT WELDING AND SPOOLABLE MECHANICAL CONNECTORS

БИОГРАФИЯ

Х.Б. (Берни) Луфт, доктор наук, магистр естественных наук, бакалавр прикладных наук, член Американской ассоциации инженеров-нефтяников и Канадской ассоциации машиностроителей.

Берни Луфт закончил Университет Британской Колумбии, г. Ванкувер (1967) со степенью бакалавра прикладных наук по специальности «инженерная механика». Затем продолжил обучение в Университете Альберты, где получил степень магистра естественных наук (1971) и доктора наук (1983). По завершении образования занимался исследованиями в области термодинамики, гидромеханики, теплопередачи и других дисциплин, связанных с термальными явлениями.

Доктор Луфт посвятил более 30 лет прикладной работе в нефтегазовой отрасли, уделяя особое внимание материаловедению (сварочное производство, коррозия, композиционные материалы и т.д.), добыче нефти тепловыми методами (в частности, гравитационному дренажированию при закачке пара), конструкциям буровых установок, исследованиям в области разработки и производства кольтюбинга. Опубликовал более 30 технических статей (из них 22 по кольтюбинговым технологиям). Является автором двух патентов (технологии изолированного концентрического кольтюбинга и гибкой соединительной муфты Duralink, за которую он был удостоен международной премии за выдающиеся технические достижения журнала «Hart's E&P»). Берни Луфт принимал участие в разработке отраслевого руководства по кислотной обработке скважин для штата Альберта (РПП-21) и технических требований Американского нефтяного института по сварке кольтюбинга и максимальной нагрузке на гибкие трубы.

Луфт является членом Общества инженеров-нефтяников, Национальной ассоциации инженеров-коррозионистов, Ассоциации дипломированных инженеров, геологов и геофизиков штата Альберта и



CURRICULUM VITAE

Dr. H.B. (Bernie) Luft PhD, MSc, B-AppSc, P.Eng., Fellow, CSME

Dr. Luft is a Mechanical Engineering graduate with a B.App.Sc. (1967) degree from the University of British Columbia, Vancouver, BC, Master of Science, M.Sc. (1971) and Doctor of

Philosophy, Ph.D. (1983) degrees from the University of Alberta. His post-graduate study majors

were in the areas of thermodynamics, fluid mechanics, heat transfer and other disciplines involving the thermo-sciences.

He has gained more than 30 years of practical engineering experience pertaining to the oil and gas industry with specific emphasis on materials science (welding engineering, corrosion, composite materials, etc.), thermal enhanced oil recovery processes (e.g. SAGD), drilling rig design and manufacture and coiled tubing (CT) research, engineering and manufacturing. He has published over 30 technical papers, 22 of which pertain to CT technologies and holds two patents (ICCT and Centric CT) and CT spoolable connector the "Duralink" for which he was awarded the Hart's E&P Int'l Meritorious Engineering Award).

Канадской ассоциации машиностроителей, в которой он некоторое время был вице-президентом Западного округа.

На протяжении 15 лет Луфт работал старшим научным сотрудником и руководителем группы в конструкторском бюро колтюбингового машиностроения компании BJ Services, Канада. Затем он возглавил отдел проектирования и производства буровых установок, опорных блоков и циркуляционных систем компании DRECO. Работал руководителем программы исследования энергии солнца и ветра научного совета штата Альберта. В период работы в Центре передовых технических исследований он был выбран национальным научно-исследовательским советом в качестве консультанта по промышленной технологии для программы содействия техническим исследованиям. Он также является дипломированным инженером-сварщиком и пользуется большим авторитетом среди специалистов Канадского комитета по сварочному производству.

В качестве вице-президента по технологиям компании Global Tubing LLC Луфт занимался внедрением передовых технологий в производство колтюбинга, разработкой новой продукции, изучением дефектов гибких труб и обеспечением работы отдела сбыта и обслуживания клиентов. В этом статусе он был приглашен на 11-ю Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», проходившую в Москве в сентябре 2010 года, где прочел специальный однодневный курс лекций по производству и ремонту гибких труб, использованию колтюбинга при бурении, гидравлическом разрыве пласта и других операциях. В настоящее время Берни Луфт является президентом и главным инженером канадской компании HBL Engineering Consulting & Research Inc., главный офис которой располагается в г. Брег-Крик, штат Альберта, неподалеку от Калгари.

В принципе существуют только два способа соединения гибких труб: с помощью сварки и механических соединителей. На основании каких критериев отдается предпочтение тому или иному способу?

У обоих методов есть свои преимущества и недостатки. В целом сварка является более доступным и универсальным способом, поскольку не требует предварительных расчетов, в то время как при использовании механических соединителей для достижения максимальной усталостной прочности при пластических деформациях необходима точная механическая обработка для каждого определенного диаметра и толщины стенки трубы. Кроме того, при сварном соединении на внутренней и внешней поверхности трубы, как правило, нет неровностей. Поскольку желательно избегать повышения трения на внешней поверхности трубы (например, при

Dr. Luft has contributed to the development of Alberta industry guidelines pertaining to sour well operations (IRP-21) and American Petroleum Institute (API) Standards on welding and collapse ratings of coiled tubing.

Memberships in technical societies include the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the National Association of Corrosion Engineers (NACE). He is a member of Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (APEGGA) and is a Fellow of the Canadian Society for Mechanical Engineering (CSME) for which he served as Vice-President of the Western Region, Canada.

His professional engineering experience includes 15 years as Senior Research Associate and

Group Leader in the Coiled Tubing Research & Engineering (CTR&E) division of BJ Services

Company Canada, Manager of the Engineering Department of DRECO involving the design and

manufacture of drilling rigs, sub-structures and mud systems, Manager of the Solar and Wind Energy Research Program for the Alberta Research Council. While employed with the Centre for Frontier Engineering Research (C-FER Technologies), he was the National Research Council's representative as Industrial Technology Advisor (ITA) for the NRC Industrial Research Assistance Program (IRAP). He is a certified Welding Engineer in good standing with the Canadian Welding Bureau (CWB).

As Vice President of Technology, Global Tubing LLC responsible for new and advanced technology implementations in coiled tubing manufacturing, new product development, CT failure investigations, customer and sales staff support, Dr. Luft was invited as industry expert

and presented a special 1-day course on coiled tubing drilling, fracturing, manufacturing, CT equipment, maintenance and CT operations at the September 2010 ICoTA Conference in Moscow, Russia. He is currently President and Chief Engineer of HBL Engineering Consulting & Research Inc., located in Bragg Creek, near Calgary, Alberta, Canada.

There are essentially only two possible choices for joining coiled tubing (CT), namely by welding and mechanical connectors. What are some of the deciding factors for choosing one method over the other?

Both methods have certain advantages and disadvantages. Generally, welding is a more readily available method requiring less pre-planning since mechanical connectors must be precision

прохождении трубы через противовыбросовое оборудование или «сальник»), внутренний диаметр механического соединителя должен быть несколько меньше внутреннего диаметра гибкой трубы. Однако опыт применения новейших соединителей показывает, что уменьшение диаметра нисколько не препятствует проведению стандартных операций, таких как спуск стальных шариков, используемых для активации компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

Какое влияние стыковой сварки на усталостную прочность гибкой трубы?

Стыковые швы в ГНКТ снижают усталостную прочность при пластической деформации или малоцикловую усталость в районе шва в различной степени в зависимости от качества сварки. Это включает в себя в том числе и влияние финишной обработки, так называемой зачистки шва. Ручная и орбитальная сварка вольфрамовым электродом в среде защитных газов различаются как по величине снижения усталостной прочности, так и по разбросу величины уменьшения этого параметра, причем ручная сварка демонстрирует очень большой разброс значений усталостной прочности сварного шва. Результаты испытаний сварных швов, выполненных как при помощи ручной, так и автоматической сварки, приведены на рисунке 1. Они были получены на установке для испытания на усталостную прочность на изгиб и показывают, что все сваренные трубы разрушаются быстрее, чем не подвергавшиеся ремонтной стыковой сварке. В этом примере усталостная прочность на изгиб сварных швов, выполненных вручну, была в некоторых случаях меньше, а в некоторых больше, чем при автоматической сварке. При этом самая низкая прочность составляла 12%, а самая высокая – 85% от усталостной прочности основного металла гибкой трубы. Разброс значений малоцикловой усталости, определяемый средним квадратическим отклонением, составлял в среднем 18%. Усталостная прочность швов, полученных при помощи орбитальной сварки, также характеризуется значительным разбросом, однако при этом ее величина

machined to suit a specific diameter and wall thickness in order to obtain maximum plastic bend fatigue performance. Also, a welded joint in CT can readily maintain an externally and internally flush surface. Since it is desirable to avoid any external upsets (i.e. for passage through the stripper or “stuffing box”), a mechanical connector generally requires the inside diameter (ID) to be somewhat less than that of the CT. Experience with a newly developed CT connector, however, has shown that the reduced ID does not hinder normal operations including conveyance of steel balls used for ball-activated bottom hole assemblies (BHA).

What is the effect of butt welding on the fatigue life of coiled tubing?

Butt welds in CT strings reduce the plastic bend fatigue life or low cycle fatigue (LCF) at the welded connection to varying degree depending upon the quality of the weld. This includes any effects of finishing or “dressing” of the weld. Manual TIG and orbital TIG processes differ in the extent and variability of LCF reduction in CT butt welded joints with manual TIG exhibiting the greatest variability in LCF performance. Figure 1 illustrates the results of bend fatigue machine (BFM) tests

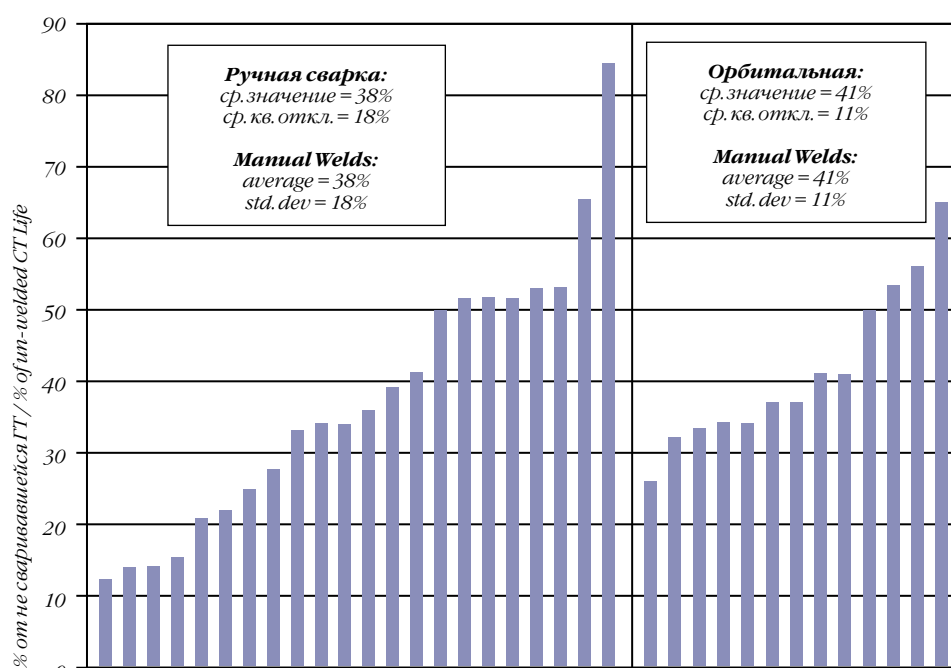


Рисунок 1 – Пример испытаний на малоцикловую прочность образцов гибкой трубы, сваренных с помощью ручной и орбитальной сварки вольфрамовым электродом в среде защитных газов
Figure 1 – Sample Low Cycle Fatigue Tests on Manual and Orbital TIG Welded CT Specimens

была все же более согласованной и характеризовалась средним квадратическим отклонением в 11%.

Какую усталостную прочность можно достичь при использовании гибких механических соединителей?

До появления нового гибкого соединителя ГНКТ (см. Luft, H. B. et al, SPE 89527), стандартная усталостная прочность имевшихся на рынке соединителей варьировалась от 6% до 22% для гибкой трубы марки CT100 диаметром 73 мм, подвергавшейся изгибу на испытательных стендах с диаметромгиба 1,83 м и 2,44 м соответственно. После разработки нового соединителя «Дюралинк» были проведены его испытания в сравнении с другими механическими соединителями и сварными соединениями на испытательном стенде с диаметромгиба 1,83 м и при давлении 10,4 МПа. Выяснилось, что усталостная прочность этого соединителя не только больше, чем у аналогичных приспособлений, но и чем у самых лучших сварных соединений. Кроме того, было установлено, что величина усталостной прочности для этих соединителей характеризуется меньшим разбросом даже по сравнению с прочностью сварных швов, выполненных при помощи полуавтоматической орбитальной сварки.

Какие факторы больше всего влияют на качество получаемого стыкового шва при ремонтной сварке гибких труб?

Важными факторами, определяющими получение качественного стыкового шва с максимальной возможной усталостной прочностью при сварке ГНКТ, являются тип процесса сварки, подгонка и подготовка кромок свариваемых труб. Также большую роль играет соблюдение технологических условий сварки, использование охлаждающих блоков, финишная обработка, или «зачистка» шва, неразрушающий контроль сварного шва и, конечно же, мастерство и квалификация сварщика.

Каковы основные причины проведения сварки гибких труб или использования механических соединителей?

Возможность соединения колонн гибких труб с помощью механических соединителей или сварки очень важна для контроля и ремонта ГНКТ. Нередко усталостная прочность относительно небольшого участка гибкой трубы уменьшается до предела его безопасной эксплуатации, и в этом случае, если этот участок не может быть удален и/или заменен новой секцией ГНКТ, вся колонна должна быть списана. Например, это может происходить при более интенсивной эксплуатации отдельных участков ГНКТ, что приводит к их более быстрому износу.

performed on welded joints prepared with both manual and orbital TIG welding processes. All welded joints can be seen to exhibit a lower fatigue life compared to the non-welded or base tubing. The bend fatigue life of manual TIG welds in this sample set was both lower and higher compared to that of orbital TIG welds with the lowest performance measured at 12% and the highest at 85% of the base tubing. The variability in LCF as measured by the standard deviation was 18%. The fatigue lives of orbital TIG welds, although also variable, were more consistent with a lower standard deviation of 11%.

What is the fatigue life achievable with mechanical spoolable coiled tubing connectors?

Prior to the development of a new spoolable CT connector (see Ref. Luft, H. B. et al, SPE 89527), a typical fatigue life of a commercially available connector ranged from 6% to 22% for a 2-7/8" (73 mm) CT100 tested on a bend form of 72" (1.83m) to 96" (2.44 m) respectively. The results of bend fatigue tests on welded and mechanical connections comprised of connectors commercially available prior to the development of the new "Duralink" described in SPE 89527 with test parameters 72" (1.83 m) bend form and 1,500 psi (10.4 MPa) pressure showed that not only was the fatigue life of this connector far superior to those existing previously but that the performance even surpassed that of the highest quality welded connections. It was also determined that there was less variation in the fatigue life of a mechanical connector when compared to welded connections even if prepared with semi-automatic orbital welding processes.

What are the crucial factors in performing butt welds in coiled tubing?

The important factors to consider for ensuring a sound butt weld in coiled tubing and obtaining a maximum possible bend fatigue life, are the welding process used, the fit up and edge preparation of the tubing ends to be joined, the welding procedure specification (WPS), the use of chill blocks, the finishing or "dressing" of the weld, the non-destructive examination (NDE) of the weldment and of course, the skill and qualification of the welder.

What are some of the reasons for making welded or mechanical connections in coiled tubing?

В других случаях какой-то участок колонны может быть настолько поврежден в результате коррозии или механического воздействия, что дефект не может быть устранен шлифовкой или другими стандартными методами. Для нефтегазового сервиса колонна гибких труб – достаточно дорогостоящая покупка, и экономически целесообразнее – заменить отдельный участок и продлить срок службы всей колонны. Помимо экономических соображений, может быть множество оперативных ситуаций, когда к существующей колонне необходимо добавить несколько дополнительных секций.

Есть ли примеры успешного и экономически эффективного использования ГНКТ с механическими соединителями?

Успешность внедрения гибких соединителей, их экономические и другие преимущества могут быть проиллюстрированы на нескольких примерах, в основном имеющих отношение к морской нефтедобыче. Некоторые из них были приведены группой авторов во главе с Л. Линком в работе «Возможность безопасного применения крупногабаритных гибких труб при подводной добыче за счет использования нового гибкого соединителя. Применение в полевых условиях и примеры из практики», SPE 94163 (2005). Благодаря новому соединителю, описанному в статье SPE 89527, удалось провести ряд внутрискважинных работ в Северном море, для которых требовались гибкие трубы большого размера (60,3 мм) и (73 мм). Для проведения работ на норвежском морском месторождении Veslefrikk А компании Statoil ASA потребовалась гибкая труба CT100 диаметром 60,3 мм, с толщиной стенок 3,4 мм и длиной 4900 м. Она предназначалась для промывки скважины и установки глубинной пробки перед повторным освоением скважины. Колонна, весившая 32 т, не могла быть поднята на борт целиком, поскольку грузоподъемность крана составляла всего 16 т, а работы должны были проводиться при трехметровых волнах. Поэтому было принято решение разделить колонну на 3 части и с помощью двух соединителей собрать ее снова прямо на борту. Преимущество было отдано механическим соединителям, поскольку до этого уже было несколько неудачных попыток использования стыковых сварных соединений. Соединители были установлены успешно и без всяких инцидентов, несмотря на то что операция заняла 26 часов и сопровождалась непрерывным штормом с высотой волны более трех метров. Установка соединителей проводилась задолго до предполагаемых дат начала работ во избежание существенных задержек, которые она могла вызвать. После проведения успешного капитального ремонта на скважине № 1 колтюбинговое

The ability to join coiled tubing strings by either welding or spoolable mechanical connectors is important for the management and repair of coiled tubing strings. Often, a relatively shorter sub-section of a CT string has exhausted its safe working life that, unless this section can be removed and/or replaced with a new section of tubing, will require that the entire CT string be retired unnecessarily. For example, when certain sections of the string are worked much harder than others and will consume their safe or working life much sooner. In other cases, a tubing string may have suffered local corrosion or mechanical damage that is not practical to repair by grinding or other means. A CT string is a relatively costly consumable for oilfield services and replacing sub-sections of tubing is an economic means of maximizing the useful life of the entire string. Aside from cost savings, there are also many other operational reasons that necessitate the addition of CT sections to existing string lengths.

What are some examples of successful and economical installations of coiled tubing joined by mechanical connections?

There are several examples to illustrate the application, benefits and economics of using spoolable connectors principally offshore. Some of these have been published by L. Link et al, “Large Diameter Coiled Tubing Becomes Available Safely Offshore Through a Newly Developed Spoolable Connector: Case Histories and Field Implementation”, SPE 94163 (2005). The new connector described in SPE 89527 constituted an enabling technology for offshore well interventions in the North Sea that required larger sized coiled tubing of 2-3/8” (60.3 mm) and 2-7/8” (73 mm). For the Norwegian “Veslefrikk A” offshore field, Statoil ASA required a 2-3/8” (60.3 mm) X 0.134” (3.4 mm) CT100 string of 4,900 m in length for a CT cleanout and deep-set plug installation in preparation for a well re-completion. If landed in one lift, this would have entailed a total weight of 32 tonnes. However, the offshore platform crane lifting capacity was only 16 tonnes at 3 m significant wave height. It was decided to split the string in 3 sections and use 2 connectors to reassemble the string on board. (Mechanical connections were selected because of previous failures with butt welded joints). The connectors were installed successfully without incident over a 26 hour period with ocean seas exceeding wave heights of 3m that persisted prior

оборудование было переброшено на скважину № 2 для ее очистки и повторной перфорации. Там оно было развернуто тем же самым способом. После успешной операции на скважине № 2 оборудование было перенаправлено на скважину № 3, где столь же успешно прошла закачка ингибитора солевых отложений. Затем оборудование было демонтировано, колтюбинговая колонна – намотана на 3 отдельных узла намотки и транспортирована обратно на наземную базу. Эффективность каждой из работ была оценена соответственно в 92%, 99% и 100%. Соединители прошли через 3 спуско-подъемные операции без малейших признаков повреждения и необходимости замены.

Второй пример связан с использованием комбинированной трубы СТ100 диаметром 73 мм и толщиной стенок от 5,2 мм до 3,96 мм для проведения кислотного гидроразрыва пласта на разрабатываемом ConocoPhillips месторождении Ekofisk, также в Северном Море, в октябре 2003 года. Три зоны на глубине 3962 м оказались непродуктивными, в связи с чем было решено провести пробный кислотный гидроразрыв пласта с помощью колтюбинга. Общий вес гибкой трубы и узла намотки составлял 36 т, в то время как максимальная грузоподъемность крана – всего 32 т. В итоге колонну разделили на 2 части и собрали прямо на платформе, проверив после этого на герметичность под давлением 55,2 МПа. Вместо сварного соединения был использован соединитель «Дюралинк» диаметром 73 мм, поскольку опять же имелся негативный опыт применения сварки. Один и тот же соединитель был использован для 6 спуско-подъемных операций под максимальным давлением 46,2 МПа. При этом он пропускал 10%-й раствор соляной кислоты, закачиваемый со скоростью 2544 л/мин. Во время операции ослабло эластомерное крепление, которое перед последними двумя спусками было заменено металлическими кольцевыми центраторами. После четырех спусков гидроразрыв был удачно выполнен, в результате чего добыча нефти возросла в восемь раз.

В числе преимуществ использования гибких механических соединителей вместо сварки, указанных для данных двух примеров, было упомянуто снижение требований к грузоподъемности крана и другого оборудования, возможность проведения работ в плохих погодных условиях, возможность использования гибких труб оптимального (т.е. большего) размера, что повышает вероятность успешного проведения работ, большая экономическая эффективность и уменьшение времени проведения работ по сравнению со стыковой сваркой, более предсказуемые физические характеристики по сравнению со стыковыми швами (т.е. во время проведения работ можно рассчитывать реальный износ по ГНКТ), простота в установке и контроле состояния соединения. ☉

to and during the installation operation. The connector installations were conducted mostly off the critical time line so that no significant delays were incurred by this operation. After successful workover of Well #1, the CTU equipment was skidded to Well #2 to conduct a clean out and re-perforation operation with the same equipment spread. With Well #2 completed successfully, skidding to Well #3 followed to conduct a successful scale inhibitor squeeze. The equipment was then rigged down, the CT string was spooled back on 3 separate reels and transported back to the onshore base. The operational efficiency for each intervention was reported at 92%, 99% and 100% respectively. The connectors performed all 6 runs without any signs of deterioration and did not require replacing during the 3 well campaign.

A second example, also offshore North Sea in the Ekofisk field for ConocoPhillips, involved a 2-7/8" (73 mm) X 0.203-0.156" (5.2-3.96 mm) tapered CT100 acid fracturing job performed in October 2003. Three zones in this well located at a depth of 13,000 ft (3962 m) MD, were non-productive and it was decided to perform a CT/straddle acid frac stimulation operation. The total weight of the CT string and reel was 36 tonnes whereas the maximum crane capacity was 32 tonnes. The CT string was ultimately landed in 2 sections and assembled offshore and hydro-tested to 8,000 psi (55.2 MPa) using a 2-7/8" (73 mm) Duralink connector instead of welding, again because of premature failures experienced with the latter method of joining. Six runs were performed with the same connector that sustained a maximum treatment pressure of 6,700 psi (46.2 MPa) with a 10% HCl acid flowing at 16 bbl/min (2544 l/min). The elastomer backfill had disbonded and was replaced with metallic centralizer rings for the last two trips into the well. The acid frac job was completed successfully after 4 trips without further incident resulting in a 8-fold increase in oil production!

The key benefits of using spoolable connectors instead of tube-to-tube welds that were cited for these case studies included reducing crane capacity/equipment weight issues, a greatly expanded weather window, ability to utilize optimum (i.e. larger) CT sizes thereby increasing the chance of job success, greater cost effectiveness and faster than butt welding, more predictable performance than butt welds (i.e. intended wear point in the CT string can be monitored during operation) and simple installation and monitoring by the CT crew. ☉

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННОГО ИНСТРУМЕНТА ПРОИЗВОДСТВА ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ» ПРИ РАБОТЕ С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ

EXPERIENCE OF APPLYING DOWNHOLE TOOLS PRODUCED BY ROSTEKTEHNOLOGII IN OPERATIONS WITH CT UNITS

Ю.Н. ШТАХОВ, начальник отдела разработки, ООО «НПП «РостЭКтехнологии»
Y.N. SHAKHOV, Head of Development Division at RosTEKtehnologii

Одним из основных направлений деятельности ООО «НПП «РостЭКтехнологии» является разработка, изготовление и поставка скважинного инструмента для проведения ремонтных работ с использованием колтюбинговых установок.

Производимый инструмент позволяет выполнять следующие виды работ:

- промывка скважин;
- освоение скважин;
- обработка призабойной зоны;
- водоизоляционные работы;
- ловильные работы.

Исходя из статистики, представленной в разных источниках, при работе с колтюбинговыми установками основными видами операций на месторождениях России и ближнего зарубежья являются промывка, освоение, ОПЗ и ловильные работы (рисунок 1).

В связи с этим наиболее востребованными компоновками для выполнения этих операций являются:

1) для промывки и освоения скважин:

- переводник вальцовочный;
- клапан обратный створчатый;
- насадки размывочные;

2) для ловильных работ:

- переводник вальцовочный;
- клапан обратный створчатый;
- разъединители аварийные;
- овершоты, тресоловители, ловители специальные.

Основными требованиями к

One of the principal fields of expertise of RosTEKtehnologii is development, production and supply of downhole tools for service operations with CT units.

The manufactured tools allow performing the following types of operations:

- well cleanout;
- well development;
- bottom hole treatment;
- squeeze jobs;
- fishing jobs.

Taking into account statistics supplied from various

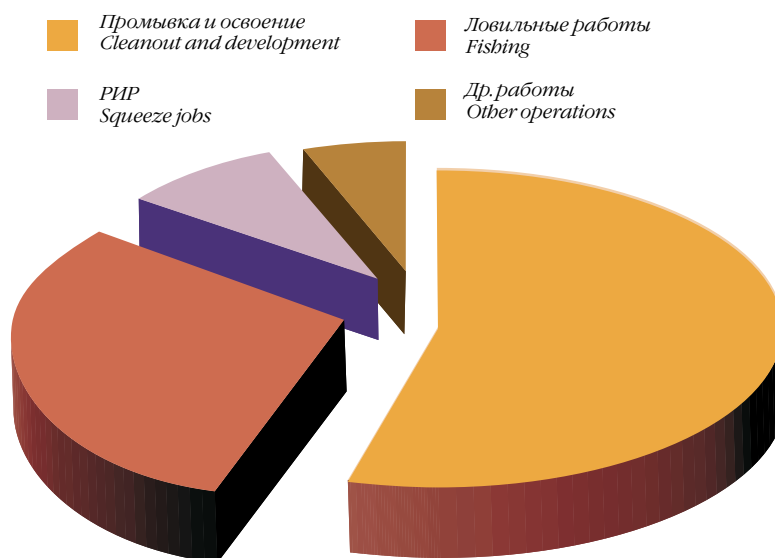


Рисунок 1 – Номенклатуры ремонтных операций, проводимых с использованием колтюбинговых установок
Figure 1 – The variety of CT service operations

производимому инструменту являются надежность, максимально большой межремонтный период и стойкость к агрессивной среде. С целью определения этих параметров совместно с ООО «Интегра-Сервисы» и Оренбургским УИРС ООО «Газпром подземремонт Оренбург» были проведены стендовые и скважинные испытания компоновок для промывки скважин, включающие в себя переводник вальцовочный, клапан обратный створчатый, насадку размывочную.

Стендовые испытания клапана (рисунок 2) были проведены при следующих режимах:

- расход $Q - 10 \text{ л/с}$;
- давление при промывке $P_{\text{пр}} = 3-5 \text{ МПа}$;
- давление опрессовки после каждого цикла промывки $P_{\text{оп}} = 65 \text{ МПа}$;
- количество циклов $S = 20$ циклов.

Затем были проведены скважинные испытания. В частности, в Оренбургском УИРС работы выполнялись при следующих условиях:

- $Q - 10 \text{ л/с}$;
- $P_{\text{пр}} - 0 \text{ МПа}$;
- $V - 20 \text{ м}^3$;
- раствор – 5%-й спирто-кислотный раствор HCL;
- агрессивная среда – 6% H_2S , 3% CO_2 ;
- ожидаемое давление на устье – 15 МПа;
- подъем компоновки с замером давления.

После проведения испытаний в течение 18 месяцев по всем поставкам велась статистика по ресурсу инструмента, которая выглядит следующим образом:

- насадки размывочные – более 300 шт. (ресурс 15–20 скв/опер);
- переводники вальцовочные – более 100 шт. (ресурс 10–12 скв/опер);
- клапаны обратные створчатые – более 170 шт. и более 90 комплектов ЗИП (ресурс 4–5 скв/опер до замены ЗИП).

Значительную часть объема работ, проводимых с использованием колтюбинговых установок, составляют ловильные операции, связанные с извлечением оборванных кабеля, проволоки, троса, геофизических приборов, штанг и пр. Применяемый при этом инструмент производства ООО «НПП «РосТЭКтехнологии» позволил с большой успешностью выполнить операции по извлечению оставленных в скважине инструмента и приборов (таблица 1).

Большое внимание уделяется совместной работе с сервисными компаниями при разработке инструмента для выполнения определенных задач на скважинах. Так, сотрудничая с компанией «Шлюмберге», которая проводила работы на скважине, был разработан и поставлен комплект ловильного инструмента для извлечения кабеля и геофизической сборки.

sources, the main operations with CT units on the fields of Russia and former Soviet Republics include cleanout, development, BHT and fishing. (Figure 1)

In this respect, the most demanded assembly for these units include:

1) for well cleanout and development:

- milling adapter;
- flapper-type back valve;
- jet nozzles;

2) for fishing:

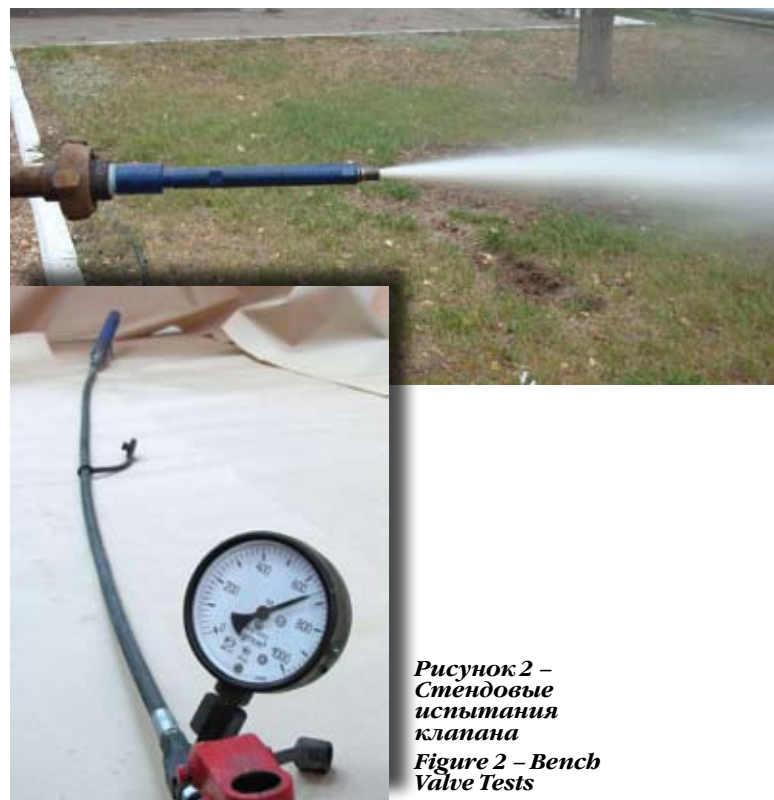
- milling adapter;
- flapper-type back valve;
- emergency disconnect;
- releasing overshots, spears.

The main requirements for the produced tools include reliability, maximally long overhaul life and resistance to corrosive media. In order to define these parameters we have contracted Integra Service Orenburg, well logging and development division of Gazprom Podzemremont Orenburg to hold bench and borehole tests of well cleanout assemblies including milling adapter, flapper-type back valve and jet nozzle.

The bench valve tests (Figure 2) were held under the following conditions:

- consumption $Q - 10 \text{ l/s}$;
- cleanout pressure $P_{\text{cl}} = 435-725 \text{ psi}$;
- proof pressure after each cleanout cycle $P_{\text{pr}} = 9427 \text{ psi}$;
- number of cycles $S = 20$ cycles.

After that borehole tests were held. For instance, in Orenburg WLDD they were performed under the following conditions:



**Рисунок 2 –
Стендовые
испытания
клапана
Figure 2 – Bench
Valve Tests**

Таблица 1 – Статистика по применению ловильного инструмента
Table 1 – Statistics on Fishing Tool Use

Наименование Item	Результаты работы Results
Овершоты Overshots	Извлечение аварийной ГТ с нагрузкой до 19–20 т Removal of emergency CT with the load of up to 19–20 t
Устройство для подъема аварийной трубы (трубодержатель) Emergency tube hoisting device (tubing catcher)	Подъем аварийной ГТ с пакером, нагрузка до 17 т Pulling emergency CT with packer, load up to 17 t
Тросоловители Wireline catchers	Извлечение проволоки, тросов с глубины до 2800 м, нагрузка от 10 до 18 т Recovery of wire and cables from the depth of 9186 ft., load from 10 to 18 t

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ СКВАЖИНЫ

1) Условия работы:

- непроницаемая парафино-гидратная пробка;
- максимально возможное устьевое давление – 470 атм.

2) Прихват на глубине 1100 м.

3) Оставленные элементы:

- кабель – 730 м, Ø 6,3 мм;
- геофизическая сборка – 15,1 м.

4) Цели работы ГНКТ:

- растепление парафино-гидратной пробки;
- извлечение кабеля и сборки и/или
- шаблонирование до нижней границы перфорации.

Компания «Шлюмберже» в течение 18 суток (46 СПО) выполнила требуемый объем работ, а именно:

- устранена гидратно-парафиновая пробка;
- извлечено 650 м кабеля;
- скважина прошаблонирована до нижней границы перфорации.

ООО «НПП «РосТЭКтехнологии» сотрудничает в области разработки и поставки скважинного оборудования для капитального ремонта скважин с ООО «Газпром подземремонт Уренгой», ООО «Газпром подземремонт Оренбург», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Интегра-Сервисы». С 2008 года поставлено около 2500 единиц инструмента 34 наименований. ☉

- Q – 10 л/с;
- P_{cl} – 0 psi;
- V – 20 м³;
- solution – 15% HCL alcohol acid;
- corrosive media – 6% H₂S, 3% CO₂;
- expected tubing head pressure – 2176 psi;
- lift of assembly with pressure reading.

Statistics on the tool life was analyzed for all supplies within 18 months after the tests. It suggests the following figures:

- jet nozzles – over 300 units (life – 15–20 well operations);
- milling adapter – over 100 units (life 10–12 w/o);
- flapper-type back valves – over 170 units and over 90 kits of spare parts (life – 4–5 w/o before changing spare parts).

A large share of operations with CT units is constituted by fishing operations related to pulling of the torn cables, wirelines, geophysical instruments, spears, etc. The tools produced by RosTEKtehnologii made the fishing operations more successful (table 1).

We give a high priority to joint operations with service companies in designing tools for specific objectives in the wells. For instance, while cooperating with Schlumberger we developed and supplied a kit of fishing tools for fishing cables and geophysical assemblies.

TECHNICAL CONDITIONS OF THE WELL

1) Conditions of service:

- non-permeable paraffin and hydrate plug;
- maximum possible tubing head pressure – 470 atm.

2) Freezing on the depth of 3609 ft.

3) The fish:

- wireline – 2395 ft., Ø 0.25”;
- geophysical assembly – 49.5 ft.

4) CT work objectives:

- thawing paraffin and hydrate plug;
- removal of wireline and assembly and/or
- gauging the borehole till the lowermost perforation depth.

It took Schlumberger 18 days (46 trips) to perform the necessary scope of work:

- elimination of hydrate and paraffin plug;
- recovery of 2133 meters of wireline;
- the borehole was gauged till the lowermost perforation depth.

RosTEKtehnologii cooperates with Gazprom Podzemremont Urengoi, Gazprom Podzemremont Orenburg, Surgutneftegaz, Integra Services in development and supplies of downhole equipment for well workover. 2500 units of 34 tool items have been supplied since 2008. ☉



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 11-12
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.com
Web-site: www.foremost.ca (доступна русская версия)

Технические требования API (5 ST) при производстве колтюбинга

The API Specification (5ST) For Coiled Tubing Production

Родерик К. СТЭНЛИ, Coiled Tube Resource Management
Roderic K. STANLEY, Coiled Tube Resource Management

В данной статье мы рассматриваем новый стандарт (5ST) [1] для производства, испытаний и неразрушающего контроля колтюбинга, а также сравниваем его с существующим стандартом для гибкого трубопровода (спецификация API 5LCP) [2]. Первый содержит требование проведения полной проверки всей поверхности трубы после гидравлического испытания, в то время как второй требует только лишь повторной проверки всех роликовых сварных швов. Приводятся результаты недавно проведенного «окончательного контроля».

We review the new standard (5ST) [1] for the production, testing and nondestructive inspection of coiled tubing, and compare it with the existing standard for coiled line pipe (API Spec 5LCP) [2]. The former contains a customer requirement for full-body inspection after hydrostatic test, while the latter requires only a re-inspection of the full length seam weld. Results from recent "final inspections" are given.

ВВЕДЕНИЕ

В 1992 году мы осознали необходимость разработки производственного стандарта для колтюбинга [3]. В то время промышленники не представляли четко, что можно сделать из «колтюбинга» (гибкой трубы), который только что появился и представлял собой короткие соединения, сваренные встык и приваренные к краям ленты. В 1992 году был сделан запрос в Американский институт нефти (API), в котором был создан специальный комитет (Ресурсная группа по гибким трубам), и был разработан документ API RP 5C7 (1996). Руководство Американского института нефти рекомендовало разработку именно методических рекомендаций, а не стандарта, так как в то время не имелось достаточно знаний о колтюбинге.

Как только методические рекомендации RP 5C7, которые включали в себя как вопросы производства, так и применения, были опубликованы и выпущены в обращение, стало очевидно, что документ необходимо разделить на отдельные документы, которые бы описывали вопросы производства и эксплуатации более подробно.

Необходимо помнить, что стандарт API, находящийся в допустимом использовании как таковой, содержит предпосылки для его дальнейшего усовершенствования. Должен быть создан комитет (состоящий из представителей производителей, потребителей, консультантов), который будет голосовать по тексту документа и давать рекомендации вышестоящим

INTRODUCTION

A need was noted back in 1992 to produce a manufacturing standard for coiled tubing [3]. At that time the industry did not really know what to make of “coiled tubing”, which had recently emerged from butt-welded short joints to the electric welding of end-joined strips. A request was made to the American Petroleum Institute (API) in 1992, a committee (the Resource Group for Coiled Tubulars – RGCT) was formed, and the result was API RP 5C7 (1996). API management recommended the production of a recommended practice (RP) rather than a standard because not enough was known about CT.

Once RP 5C7, which encompassed both manufacturing and use was published and in circulation, it was obvious that it had to be separated into documents the covered manufacturing and operations in more detail.

One must always bear in mind that API standards document what is in acceptable use, and as such, provide a baseline for subsequent improvement. There has to be a balanced committee (manufacturers, users, consultants), that votes on the text, and recommends upwards through higher committees (Figure 1).

Finally, in order to avoid mixing the properties of CT and CLP at manufacture, and in field use, API 5ST (and 5LCP) were written to cover the quality of the

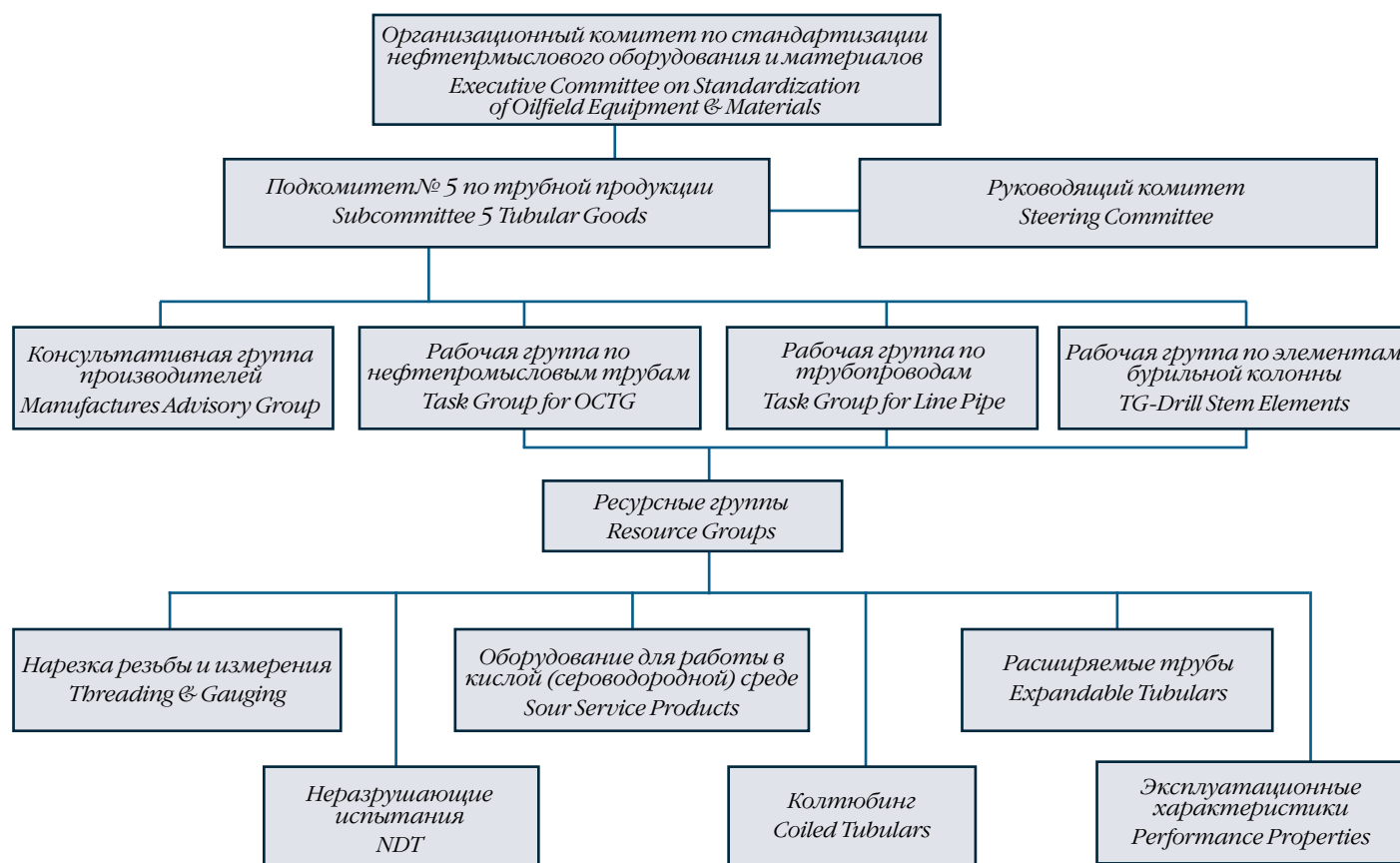


Рисунок 1 – Структура комитета по трубам Американского института нефти
Figure 1 – API Tubular committee structure

органам через комитеты, стоящие выше в иерархии (рисунок 1).

Наконец, чтобы не путать свойства колтюбинга и гибкого трубопровода при производстве и в процессе использования, были разработаны документы API 5ST (и 5LCP), которые описывают качество материала на стадии выпуска с завода, а не после введения в эксплуатацию. Так было сделано потому, что существовало превратное понимание того, что свойства колтюбинга не меняются при его эксплуатации.

ВНЕДРЕНИЕ ГИБКОГО ТРУБОПРОВОДА

Производители получали заявки на производство колтюбинга, который можно было бы использовать в качестве гибкого трубопровода, так как большие трубы 3-й серии сваривались встык, наматывались на барабан, а затем укладывались в качестве трубопровода. Колтюбинг и гибкий трубопровод покупали совершенно разные клиенты. Так как один из заводов мог производить гибкий трубопровод диаметром до 168,3 мм, Американский институт нефти получил заказ на разработку стандарта на гибкий трубопровод. Для этого использовали текст спецификации API 5L в 41-й редакции. Из документа исключили разделы, касающиеся неэлектрических методов сварки и соединений, и добавили информацию о сварке штрипсов, размерах (12,7–168,3 мм) и толщине стенок, которые предлагают два производителя. Продукция была разделена на сорта X52C, X60C, X65C, X70C,

material as it leaves the factory gate, and not after it has been placed in use. This was because there was an unfortunate and incorrect misapprehension that the properties of CT do not change with use.

THE INTRODUCTION OF COILED LINE PIPE

Manufacturers were getting requests for CT to be used as coiled line pipe (CLP), since larger range III line pipes were being butt-welded, reeled and laid. Purchasers of CT and CLP were also quite different. Since one mill had the capability to make CLP to 6.625-in., API received a request in 1995 to produce a standard for CLP. To do this, the text from the 41st edition of API 5L was used as follows. All text for non-EW methods, and jointers were removed, and skelp-end welds and the sizes (0.500–6.625-in.) and wall thicknesses made by the 2 manufacturers were added. The grades became X52C, X60C, X65C, X70C, X80C and various manufacturer's CT grades could be classed into these grades.

Since the 41st Ed of 5L contained a customer requirement for a seam weld inspection after the mill hydrostatic test, that was also transferred into 5LCP, unlike the new CT spec (5ST), where a full-body "final inspection" is included.

This standard is now in its 2nd edition. Additions included an X90C grade, requirements for all inspectors to hold an acceptable NDT certification,

X80C, и различные сорта колтюбинга также можно классифицировать в соответствии с данными сортами продукции.

Так как в 41-й редакции спецификации 5L содержалось требование проверки роликовых сварных швов после заводских гидравлических испытаний, данное требование было перенесено и в стандарт 5LCP, а вот стандарт на колтюбинг (5ST) содержит требование «окончательного контроля» всей поверхности трубы.

Сейчас действует 2-я редакция стандарта. Был добавлен сорт X90C, требование к сертификации инспекторов по неразрушающим испытаниям, требование к максимальному уровню остаточной намагниченности труб перед стыковой сваркой.

Предупреждение. Вся продукция с маркировкой 5LCP должна соответствовать всем требованиям спецификации 5LCP и может производиться из различных сортов стали. В данной спецификации нет требований по усталости, как нет их и в стандарте 5ST. Стали A606/7 АОИМ обычно используются для производства колтюбинга и гибких трубопроводов, хотя для производства гибких трубопроводов могут использоваться и другие сорта стали. Нигде не упоминается, что эти сорта стали должны пройти испытания НАИК, хотя клиент может заказать такие испытания.

ВНЕДРЕНИЕ СТАНДАРТА API 5ST НА КОЛТЮБИНГ

Когда в работе над спецификацией 5LCP возник перерыв, ресурсная группа по гибким трубам вернулась к разработке стандарта 5ST, который был окончательно принят в апреле 2010 года и вступил в силу с 1 октября 2010 г. Документ затрагивает такие вопросы, как сорта, размеры, толщина стенок, разрушающие (испытания на растяжение, гидравлические испытания) и неразрушающие испытания (рентгеновское, электромагнитное, ультразвуковое исследование) труб и обработанных сварных швов.

Стандарт включает следующие сорта: CT70, CT80, CT90, CT100 и CT110. Сорт CT55, который был в методических рекомендациях RP 5C7, был исключен из стандарта, так как ни один производитель не заявил о том, что производит этот сорт труб. В стандарте определены размеры труб в диапазоне 19,05–88,9 мм.

УСТАЛОСТНАЯ ПРОЧНОСТЬ ГИБКИХ ТРУБ И РАБОТА В УСЛОВИЯХ КИСЛОЙ СРЕДЫ

5ST и 5LCP являются производственными документами. Сами по себе они не содержат информации о поведении труб в условиях кислой среды, так как Ресурсная группа по гибким трубам не обладала достаточной информацией об эксплуатационных характеристиках существовавших сортов труб в кислой среде (существует не много данных, полученных в ходе экспертных оценок. Документы Общества инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциации специалистов по

and for maximum residual magnetism prior to butt welding.

Cautionary Note. 5LCP material must pass all the requirements of 5LCP and can be made from a variety of steels. There are no fatigue requirements, and neither are there in 5ST. ASTM A606/7 steels are commonly used for both CT and CLP, although other steels could be used for CLP. There is no mention of these steels having to pass any NACE tests, although these might be ordered by the customer.

THE INTRODUCTION OF API 5ST FOR COILED TUBING

Following the hiatus to develop 5LCP, the RGCT returned to the development of 5ST, which was finally accepted in April 2010, and effective October 1, 2010. The final document covers the grades, sizes, wall thicknesses, destructive (tensile, hydro-static), and non-destructive tests (X-ray, electro-magnetic, ultrasonic) for the tubes, and finished welds.

Grades are CT70, CT80, CT90, CT100 & CT110 only; the CT55 from RP 5C7 has been dropped because nobody claimed to make it. Sizes are limited to 0.750–3.500-in.

FATIGUE LIFE AND SOUR SERVICE FOR COILED TUBULARS

5ST and 5LCP are manufacturing documents. As such they contain no information about operation in sour service, because the RGCT did not feel that enough was known about the performance of the then-manufacturer's grades in sour service. (Recall that peer reviewed data are scarce – SPE/Icota papers relating to sour service are not peer-reviewed, and the results of JIPs were not well-known).

Further, the wide spread of data from fatigue machines, the variations in fatigue machine design, and the different steels used to produce CT do not permit comment with regard to standardization. Rather, general comment on the fatigue life issues is better suited to a recommended practice or technical bulletin than to a manufacturing standard.

THE DOCUMENT

The document was written and approved by the RGCT, and converted to an "ISO-lite" format by API staff. The layout is as follows:

SECTIONS

1. Scope.
2. References.
3. Definitions.
4. Information to be Supplied by the Purchaser:
 - mandatory;
 - optional.

колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA по вопросам работы в кислой среде не были направлены на экспертную оценку, а результаты ООП недостаточно широко известны).

Большой разброс данных от машин для испытаний на усталость, наличие различных конструкций таких машин, а также применение различных сортов стали для производства колтюбинга не дают оснований говорить о стандартизации в этой области. Общие комментарии по поводу усталостной прочности могут быть даны в методических рекомендациях или техническом бюллетене, а не в производственном стандарте.

ДОКУМЕНТ

Документ был написан и одобрен Ресурсной группой по гибким трубам, а затем был переработан в формат «упрощенного стандарта ИСО (ISO)» работниками Американского института нефти. Документ имеет следующую структуру:

РАЗДЕЛЫ

1. Область применения.
2. Список литературы, ссылки.
3. Определения.
4. Информация, предоставляемая покупателем:
 - обязательная;
 - дополнительная.
5. Производственные процессы.
6. Требования к материалам.
7. Размеры, масса/ единицы длины, дефекты, обработка торцов.
8. Испытания.
9. Методы испытаний.
10. Неразрушающий контроль.
11. Признание испытаний недействительными.
12. Повторные испытания.
13. Маркировка.
14. Покрытие и защита.
15. Контроль и хранение документации.
16. Сертификация.

ПРИЛОЖЕНИЯ

- A – Таблицы (обязательное).
- B – Сварка труб (обязательное).
- C – Спецификация процедур по трубам и штрипсам (обязательное).
- D – Дополнительные требования (обязательное).
- E – Контроль покупателем (обязательное).
- F – Использование монографии лицензиатами API (справочное).
- G – Транспортировочный/рабочий барабан (справочное).
- H – Перевод значений в систему СИ (обязательное).

ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПОКУПАТЕЛЯ

1. Сорт.
2. Метод проверки предела прочности (сдвиг 0,2% или ►

5. Processes of manufacture.
6. Material requirements.
7. Dimensions, Masses/Unit Length, Defects, End Finishes.
8. Testing.
9. Test methods.
10. Nondestructive Inspection.
11. Invalidation of tests.
12. Retests.
13. Marking.
14. Coating and Protection.
15. Document Control & Retention.
16. Certification.

ANNEXES

- A – Tables (Normative).
- B – Tube-to-tube Welding (Normative).
- C – Skelp-End & Tube-Tube Procedure Specifications (Normative).
- D – Supplementary Requirements (Normative).
- E – Purchaser Inspection (Normative).
- F – Use of Monograph by API Licensees (Informative).
- G – Shipping/Service reels (Informative).
- H – SI Conversions (Normative).

MANDATORY PURCHASERS REQUIREMENTS

1. Grade.
2. Method for YS (0.2% offset or 0.5% extn UL).
3. Length, diameter, wall thickness(s).
4. End fitting.
5. Product analysis.
6. Drying procedure.
7. Drift Ball material (e.g. carbon steel).
8. NDE Reference indicators for all NDE.
9. Retests (within 50 ft. or original test).
10. Final (SR 37) NDE.
11. Shipping reels & delivery data.

OPTIONAL/AGREEMENT REQUIREMENTS

1. Additional NDE of SE & Butt welds.
2. Alternate NDE reference indicators (notches, IQIs).
3. Demonstrations of NDE reference standards.
4. Final string length profile.
5. Additional hardness tests.
6. Impact tests.
7. Minimum acceptable remaining wall.
8. Whether internal flash is to be removed.
9. Alternate hydrotest pressure and time.
10. A measurement of ovality

$$[\Theta = 200 (D_{\max} - D_{\min}) / (D_{\max} + D_{\min})]$$
11. Grain size measurement.
12. Internal and external coatings.
13. Markings in SI units.
14. Documentation to be provided to the customer.
15. Actual chemical composition. ►

растяжение 0,5% длины).

3. Длина, диаметр, толщина стенок.
4. Концевой фиттинг.
5. Анализ продукции.
6. Порядок сушки.
7. Материал калибровочного шара (углеродистая сталь).
8. Номинальные показатели для всех видов НРК.
9. Повторные испытания (на отрезке длиной до 15,24 м или оригинальное испытание).
10. Окончательный (SR 37) НРК.
11. Транспортировочные барабаны и данные о поставке.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ (ПО ДОГОВОРЕННОСТИ)

1. Дополнительный НРК швов сварки штрипсов и швов стыковой сварки.
2. Иные номинальные показатели НРК (прорезы, показатели качества изображения).
3. Демонстрация эталонных стандартов НРК.
4. Профиль всей длины готовой колонны.
5. Дополнительные испытания на твердость.
6. Испытания на ударную нагрузку.
7. Минимально допустимая остаточная толщина стенок.
8. Следует ли извлекать внутреннюю муфту.
9. Иные значения давления и времени при гидравлическом испытании.
10. Измерение овальности

$$[\Theta = 200 (D_{\max} - D_{\min}) / (D_{\max} + D_{\min})]$$
11. Измерение размера зерна.
12. Внутреннее и внешнее покрытие.
13. Маркировка в единицах по системе СИ.
14. Документация, которую следует передать клиенту.
15. Фактический химический состав.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОЛОННЫ

Покупатель и производитель должны спроектировать колонну до начала производства. Окончательная конструкция зависит от того, какие материалы есть на складе, а также от того, где будут располагаться сварные швы штрипсов относительно направляющей. Окончательная конструкция подлежит согласованию.

ИЗМЕНЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТенок МЕЖДУ ШТРИПСАМИ

Максимально допустимое изменение толщины стенок (Δt) между штрипсами приведено в таблице 1. Данное требование следует из методических рекомендаций RP 5C7, но относится к более толстым стенкам.

Согласно стандарту 5ST, все сегменты серийно производящихся колонн должны иметь одинаковые номинальные химические и механические свойства.

ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Минимальные химические требования указаны в таблице 2. Анализ должен охватывать такие химические элементы, как хром, молибден, ниобий, ванадий, никель, медь, титан, бор и другие элементы,

STRING DESIGN

The purchaser and the mill should design a string before manufacturing begins. The final design often depends on the material in stock, and where skelp-end welds need to be located with regard to working them over the guide-arch. The final design is to be agreed.

WALL THICKNESS CHANGES BETWEEN SKELP SEGMENTS

The maximum permitted thickness changes (Δt) between skelp segments is given in table 1. This follows from RP 5C7 but goes to thicker walls.

In 5ST, all string segments within a continuously-milled string are to be the same nominal specified chemistry & mechanical properties.

CHEMISTRY

The minimum chemical requirements are in Table 2. The analysis is to cover chromium, molybdenum, niobium, vanadium, nickel, copper, titanium, boron, and any other element added for other than de-oxidation.

Rechecks. Two recheck analyses are permitted. Master-coils may be rejected if they fail the chemical analysis.

SPECIFIC TESTS

Skelp. Skelp should be inspected for scabs, pits, laminations, etc., as a purchasing quality requirement, but neither 5ST nor 5LCP specify this. This is because the skelp is assumed to be compliant with the CT mill's requirements.

Skelp-End Welds. These must be manufactured to written procedures, which should include NDE. Friction-stir welding is included. The finished SE welds must be flush with the wall surfaces. Radiography is mandated for CT and CLP. (As a minimum, an ASTM 2T hole, or specified wire image quality indicator is used. The sensitivity may be modified by agreement). Ultrasonic Shear wave (UTSW) is a customer call, with its reference indicators specified in 5ST. Surface hardness tests must also be conducted and be in compliance with the table.

Seam Welding. These must be manufactured to a written practice, (electric or laser weld) and be either electro-magnetically or ultrasonically inspected inline. UT is preferable as it detects much smaller and more serious defects in the seam weld line than does electromagnetics.

The ID flash must meet maximum height criteria, or, if trimmed off, certain depth criteria.

Butt Welds. Customers determine whether a butt weld is permitted. In many strings, they are not a problem. External flash must be removed so that there is not more than 1/32-in. excess. They must

которые добавляются для различных целей, кроме дезоксидации.

Повторный анализ. Допускается проведение двух повторных анализов. Основные барабаны могут быть забракованы, если результаты их химического анализа не будут соответствовать требованиям.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

Штрипс должен быть обследован на предмет наличия плен, раковин, отслоений и других дефектов. Такой контроль проводится в рамках проверки качества при покупке, так как ни стандарт 5ST, ни спецификация 5LCP не содержат таких требований. Это объясняется тем, что изначально предполагается, что штрипс соответствует требованиям завода – производителя колтюбинга.

Сварные швы штрипса. должны выполняться в соответствии с письменными процедурами, которые должны включать в себя неразрушающий контроль. Сюда также входит сварка трением с перемешиванием. Готовые сварочные швы штрипса должны быть вровень с поверхностью стенок трубы. Обязательно проведение радиографического контроля колтюбинга и гибкого трубопровода (как минимум используются отверстия диаметром 2Т по стандартам АОИМ или определенный показатель качества изображения. Чувствительность может быть изменена по договоренности). Проведение исследования поперечными ультразвуковыми волнами (ПУЗВ) проводится по требованию клиента, а его основные показатели указаны в стандарте 5ST. Также должны быть проведены испытания твердости поверхности, а результаты данных испытаний должны соответствовать данным из таблицы.

Роликовая сварка. должна производиться в соответствии с письменной технологией, (электрическая или лазерная сварка) и должна проверяться на смонтированной колонне электромагнитным или ультразвуковым способом. УЗК является более предпочтительным методом контроля, так как позволяет определить менее заметные и наиболее серьезные дефекты роликового сварного шва, нежели при электромагнитометрии.

Выступы шва по внутреннему диаметру должны соответствовать максимальным критериям по высоте, а если выступы срезались, то определенным критериям глубины.

Стыковые сварочные швы. Клиенты определяют возможность применения стыковой сварки. В большинстве колонн такие швы не представляют особой проблемы. Выступы шва с внешней стороны должны быть удалены и в результате не должны выступать более чем на 0,8 мм. Сварка должна производиться в соответствии с письменными положениями, а сварочные швы должны пройти неразрушающий контроль (как минимум радиографический контроль). Клиент может запросить

be made to a written procedure and NDE-tested at least by RT. The customer can require additional UT. (In some situations, we require UTSW after a weld has passed RT, because of RT's inability to find 2-dimensional defects). Surface hardness tests must be conducted at the weld, the HAZ and the parent metal.

DESTRUCTIVE TESTS

The Tensile Test. In 5ST, the tensile results (taken at either end of the finished product, and at “mill stops”) must meet the range shown in table 3. This is because while prior results (same heat,

Таблица 1 – Максимально допустимое изменение толщины стенок между штрипсами
Table 1 – Max thickness change between skelps

$t/\text{мм}$	$t/\text{in.}$	$\Delta t/\text{мм}$	$\Delta t/\text{in.}$
< 2,8	< 0.110	0,2	0.008
2,8–3,8	0.110 < t < 0.150	0,3	0.011
3,8–5,2	0.151 < t < 0.204	0,5	0.020
> 5,2	> 0.205	0,8	0.031

diameter, wall thickness, heat treatment) can be used from one string to another later string, the real result at a “mill stop” must be substituted in order to update that value.

Таблица 2 – Химические требования (массовая доля, %)
Table 2 – Chemical requirements (mass, %)

Сорт Grade	Углерод (макс.) Carbon (Max)	Марганец (макс.) Manganese (Max)	Фосфор (макс.) Phosphorus (Max)	Сера (макс.) Sulphur (Max)	Кремний (макс.) Silicon (max)
СТ70	0,16	1,20	0,025	0,005	0,50
СТ80	0,16	1,20	0,020	0,005	0,50
СТ90	0,16	1,20	0,020	0,005	0,50
СТ100	0,16	1,65	0,025	0,005	0,50
СТ110	0,16	1,65	0,025	0,005	0,50

Note the upper YS limits on grades that might be used in sour service (CT70, CT80). This was to stop a strings that would make higher grades being classed as lower grades.

Retests. If a tensile test fails, 2 retests are possible. If they fail, 2 more retests within 50-ft. of the failed test are permitted. If those also fail, the material does not meet the 5ST requirement.

Grain Size. When this test is called for, the grain

проведение дополнительного УЗК. (В некоторых случаях мы требуем проведения исследования поперечными ультразвуковыми волнами уже после проведения РК, так как РК не может выявить двухмерные дефекты). Также должны быть проведены испытания твердости поверхности в месте сварного шва, в зоне теплового воздействия и на основном металле.

РАЗРУШАЮЩИЕ ИСПЫТАНИЯ

Испытание на растяжение. Согласно стандарту 5ST, результаты испытаний на растяжение (полученные в ходе испытаний любого из концов готовой продукции и в «перерывах производственного процесса») должны соответствовать значениям, указанным в таблице 3. Это потому, что предварительные результаты (одинаковая температура, диаметр, толщина стенок, тепловая обработка) от одной колонны могут быть использованы в отношении других последующих колонн, а реальные результаты, полученные в «перерывах процесса производства», должны быть заменены для обновления тех значений.

Обратите внимание на верхние границы значений предела текучести у сортов труб, которые могут использоваться в кислой среде (CT70, CT80). Это сделано во избежание ситуации, когда колонны, соответствующие по своим показателям более высокому сорту, классифицируются как колонны более низкого сорта.

Повторные испытания. Если результаты испытания на растяжение неудовлетворительные, допускается проведение двух дополнительных испытаний. Если и их результаты окажутся неудовлетворительными, допускается проведение еще двух испытаний на отрезке до 15,24 м от образца, показавшего неудовлетворительные результаты. Если результаты и этих испытаний оказались неудовлетворительными, тогда считается, что материал не соответствует требованиям стандарта 5ST.

Размер зерна: В случае проведения таких испытаний, размер зерна должен превышать размер 8 по стандарту АОИМ.

Испытание на сплющивание. Данные испытания проводятся в начале и конце производственного процесса, включая перерывы в производственном процессе. Как указывалось выше, допускается проведение двух серий повторных испытаний. Требования к продукции указаны в таблице 4.

«Перерывы в производственном процессе» упоминаются в связи с тем, что колонна может изготавливаться из частей других колонн (того же сорта) путем стыковой сварки друг с другом. Должно быть получено разрешение от клиента на применение стыковой сварки на новых трубах.

Испытание на развальцовку. Данное испытание проводится в начале и в конце производственного процесса, а также в «перерывах». Как указывалось выше, допускается проведение двух серий повторных испытаний.

size must exceed ASTM grain size 8.

Flattening Test. This is conducted at the beginning and end of a mill run, including “mill stops”. Two sets of retests are permitted as above. Requirements are shown in table 4.

“Mill stops” are mentioned because strings can be made up from parts of strings (of the same grade) butt welded together. It is a customer acceptance to permit butt welds in new tubing.

Flaring Test. This is also conducted at the beginning and end of a mill run, including “mill stops”. Two sets of retests are permitted, as above.

There is to be no cracking anywhere up to a minimum ID expansion up to (a) 1.25 ID (grades up to CT90), and (b) 1.21 ID (grade CT100, CT110).

Impact Tests (32 °F). Where size permits, impact tests and retests can be called out by the customer. Minimum requirements are (table 5):

Retests. Two sets of retests are permitted within the 50-ft rule above.

We are aware of impact tests being performed regularly on bias welds, seam welds, butt welds, and in the body of the material from low to high temperatures and after strain aging for CLP, but only rarely for CT.

Metallurgical Examination. Specimens are to be ground, polished and etched so that the microstructure can be viewed. In the case of “flash-in” tubing, the weld root shall show that it is continuous with smooth curves blending into the inside diameter of the tubing.

The Hydrostatic Test. This is mandated to be a minimum of $1.6S_{yt}/D$ for 15 min. at constant pressure for the thinnest section of a string. Customers can require both higher pressures or longer times at pressure. Recall however that a mill hydrotest is a proof test of the seam weld on the reel and does not represent field usage capability. What people do to hydrotest used strings in field use is their own problem, not related to 5ST.

NONDESTRUCTIVE TESTS

All personnel shall be qualified and certified to perform NDE, and all equipment shall fall within a quality programme for recalibration.

Hardness and Micro-hardness Tests. These are required in several locations, as follows:

a) Skelp-End Welds and Butt Welds:

The minimum requirement is for external surface measurements on each weld, HAZ & strip. However, scans through welds must be performed as part of the welding procedure qualifications. These latter would be done with a micro-hardness tester. Customer can request additional hardness readings.

b) Seam Welds: Using material taken next to the tensile test material, standard microhardness

В ходе испытания не должно возникать трещин вплоть до минимального расширения внутреннего диаметра до значений а) 1.25 ВД (сорта до СТ90) и б) 1.21 ВД (сорта СТ100, СТ110).

Испытания на ударную нагрузку (0 °С). Клиент может запросить проведение испытаний труб на ударную нагрузку, если это позволяет размер труб. Минимальные требования указаны в таблице 5.

Повторные испытания: Допускается проведение двух серий повторных испытаний согласно правилу «50 футов», описанному выше.

Мы знаем о проведении регулярных испытаний на ударную нагрузку на угловых сварных швах, роликовых сварных швах, стыковых сварных швах, а также на корпусах труб, с варьированием температуры от низкой до высокой, а также после деформационного старения. Такие испытания чаще всего проводятся для гибких трубопроводов и редко для колтюбинга.

Металлургические исследования. образцы должны быть отшлифованы, отполированы и протравлены, чтобы была хорошо видна их микроструктура. В случае такой сварки труб, когда внутри остается ребро сварного шва, корень шва должен быть непрерывным, линии шва должны плавно переходить во внутренний диаметр трубы.

Гидравлическое испытание. Минимальное требование по данному испытанию составляет $1,6S_{yt}/D$ в течение 15 минут при постоянном давлении в самой тонкой части колонны. Клиенты могут заказать испытание при большем давлении и в течение более продолжительного периода времени при том же давлении. Однако следует помнить, что гидравлические испытания на заводе-изготовителе являются контрольными испытаниями роликового сварного шва и не отражают нагрузочную мощность трубы в реальной работе. То, что люди потом делают с трубами, прошедшими гидравлические испытания, не имеет никакого отношения к стандарту 5ST.

НЕРАЗРУШАЮЩИЕ ИСПЫТАНИЯ

Весь персонал, проводящий неразрушающие испытания, должен быть должным образом квалифицирован и аттестован. Все применяемое оборудование должно проходить регулярную калибровку.

Испытания на твердость и микротвердость. проведение таких испытаний требуется в следующих местах:

а) Сварные швы штрипса и стыковые

сварные швы: Минимальное требование по данным испытаниям заключается в измерениях внешней поверхности каждого сварного шва, ЗТВ и штрипса. Однако должно также быть проведено сканирование всех сварных швов в рамках процедуры контроля процесса сварки. Последнее проверяется с помощью прибора

Таблица 3 – Требования по растяжению

Table 3 – Tensile requirements

<i>Copm Grade</i>		СТ70	СТ80	СТ90	СТ100	СТ110
<i>ПТ (мин) YS (min)</i>	<i>МПа kPsi</i>	483 70	551 80	620 90	689 100	758 110
<i>ПТ (макс) YS (max)</i>	<i>МПа kPsi</i>	551 80	620 90	689 100	–	–
<i>ППР (мин) TS (min)</i>	<i>МПа kPsi</i>	551 80	607 88	669 97	758 108	793 115
<i>HRC</i>	<i>макс max</i>	22	22	22	28	30

tests are required to be taken in the seam weld, the HAZ and the parent tube wall close to the ID, midwall, and OD (9 readings in all). The customer can request more readings. All readings must be within the limits of table 3.

Retests. One set of retests is permitted. If high readings persist, the strip from which the tube is made is rejected.

Inline NDT. The tube is assessed in-line by electro-magnetic or ultrasonic methods. Reference standards shall contain longitudinal 10% deep notches [minimum depth 0.015-in.] and drilled holes [(1/32-nd in. or 1/16th-in.) that can be

Таблица 4 – Требования по сплющиванию

Table 4 – Flattening requirements

<i>Copm Grade</i>	<i>Соотношение D/t D/t Ratio</i>	<i>Максимальное расстояние между пластинами Max Distance between plates</i>
СТ70	7/23	$D(1,074 - 0,0194 D/t)$
СТ80 ^{а/б}	7/23	$D(1,074 - 0,0194 D/t)$
СТ90 ^{а/б}	7/23	$D(1,080 - 0,0178 D/t)$
СТ100 ^{а/б}	7/23	$D(1,080 - 0,0178 D/t)$
СТ110 ^{а/с}	<i>Все / All</i>	$D(1,086 - 0,0163 D/t)$

б) Если образец показал неудовлетворительные результаты при 0 или 180°, испытание должно быть продолжено, пока и оставшиеся образцы не покажут неудовлетворительные результаты при 90° или 270°. Преждевременные неудовлетворительные результаты на позиции 12 часов и 6 часов не должны служить основанием для забраковки.
в) Сплющивание должно быть как минимум 0,85D.

b) If the test fails at 0 or 180°, the test shall continue until the remaining portion fails of the specimen fails at the 90° or 270° position. Premature failure at 12 o'clock or 6 o'clock positions shall not be considered basis for rejection.

c) Flattening shall be at least 0.85D.

partially or entirely through the tube wall. There is a lot of choice here, and the customer should have input into setting the sensitivity of the in-line NDT device.

проверки микротвердости. Клиент может запросить дополнительные показания твердости.

б) Роликовые сварные швы. Требуется проведение стандартного испытания на микротвердость в месте роликового сварного шва, ЗТВ, стенок исходной трубной заготовки вблизи ВД, средней стенки и ВНД (всего 9 показателей). Образцы для данного испытания берутся рядом с образцами для испытания на растяжение. Клиент может запросить дополнительные показания по испытанию. Все показания должны находиться в пределах, указанных в таблице 3.

Повторные испытания. Допускается одна серия повторных испытаний. Если после проведения повторных испытаний показатели превышают норму, то штрипс, из которого сделана труба, забраковывается.

Неразрушающие испытания смонтированной колонны. В данном случае колонна труб смонтирована и обследуется методом электромагнитной или ультразвуковой диагностики. Согласно эталонным стандартам выполняются продольные прорезы глубиной 10% (минимальная глубина 0,38 мм) и просверливание отверстий (0,8 мм или 1,6 мм), которые могут быть просверлены как частично, так и полностью сквозь стенки трубы. Здесь имеется большое количество опций для выбора, и клиент должен предоставить данные для задания чувствительности прибора неразрушающего контроля. Клиент может потребовать наблюдения за испытаниями.

Автономный неразрушающий контроль.

Стандарт API 5ST позволяет клиенту запросить автономную повторную проверку после проведения гидравлического испытания. Это является дополнительным требованием SR 37. Эталонные стандарты предусматривают выполнение на внешнем диаметре и внутреннем диаметре (если возможно) прорезов ЭРМ длиной 0,500 (ПРВД, ПРВНД) (12,7 мм), (ПВД, ПВНД) 6,35 мм, глубиной 10% от указанной толщины стенки (толстый конец трубы); минимальная глубина 0,381 мм, максимальная ширина 0,508 мм и сквозное отверстие диаметром 0,079 мм. Данные показатели должны четко определяться при одинаковой чувствительности в 4 шкалах (квадрантах) блока датчиков измерительного прибора до и после обследования колонны. Сравните: документ 5LCP предусматривает повторное обследование лишь роликовых сварных швов.

Такое автономное повторное обследование клиенты все чаще заказывают для колонн высокого давления и высокотемпературных колонн, для колонн, которые предназначены для использования в Европе, для колонн, предназначенных для работ на шельфе острова Ньюфаундленд, а сейчас и для колонн, предназначенных для работ в Мексиканском заливе. В результате проверок обнаруживаются следы трения со стороны барабана (рисунок 2), а также внутренние отложения (падение

Таблица 5 – V-образный надрез по Шарпи.
Минимальные требования
Table 5 – Charpy V-notch Minimum requirements

Направление <i>Direction</i>	Среднее из трех <i>Average of 3</i>	Минимальное <i>Minimum</i>
Поперечное <i>Transverse</i>	27 Дж 20 ft-lb,	20 Дж 15 ft-lb,
Продольное <i>Longitudinal</i>	41 Дж 30 ft-lb,	27 Дж 20 ft-lb,

The customer may require to observe the set up tests.

Offline NDE. API 5ST allows the customer to call for an offline re-inspection, after the hydrotest. This is supplementary requirement SR 37. The reference standards for the off-line equipment are OD and ID (where possible) EDM notches of length 0.500 (LID, LOD), 0.250-in. (TID, TOD), depth 10% of specified wall (thick end), minimum depth 0.015-in., maximum width 0.020-in., and a 1/32nd in. through drilled hole (TDH). These reference indicators must be detected clearly and with equal sensitivity in 4 quadrants of the inspection units sensor package before and after the string is inspected. In comparison, 5LCP calls onlt for a seam weldlinereinspection.

This offline reinspection is being called out more and more by customers for high-pressure high-temperature strings, for strings that are destined for Europe and for offshore Newfoundland and now for the GoM. Chafing marks from the sides of the reel (Figure 2), and internal spume (droppings of excess metal from the seam weld) are being found, although other imperfections such as rolled in materials have been detected in the past.

TYPICAL DEFECTS

API 5ST defined the following defects:

<i>Dents</i>	<i>Cracks</i>	<i>Leaks</i>
<i>Laminations</i>	<i>Undercut at tube-tube welds</i>	
<i>Inclusions exceeding NDT reference</i>		
<i>Radial offset exceeding greater of 0.010-in or 0.05 t</i>		
<i>Midwall Imperfections within 1/16-in. of seam that reduce wall to < 90% t</i>		
<i>Other imperfections having depth > 10%t</i>		

WALL THICKNESS MEASUREMENTS

General wall thicknesses (in unrepaired areas) are to be measured minimally at the ends of strings, but the wall must generally be in the tolerances shown in table 6.

излишков металла при роликовой сварке). Ранее были также обнаружены такие недостатки, как сплющивания.

ТИПИЧНЫЕ ДЕФЕКТЫ

В стандарте API 5ST определены следующие дефекты:

Вмятины	Трещины	Течь
Расслоение	Ослабление сварного шва между трубами	
Включения, превосходящие по размеру нормативные показатели НРК		
Радиальное смещение, превышающее 0,254 мм или 0,05 t		
Дефекты средней стенки в пределах 1,6 мм шва, которые сокращают толщину стенок до < 90% t		
Иные дефекты глубиной > 10% t		

ИЗМЕРЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТенок

Общая толщина стенок (в местах, не подвергавшихся ремонту) должна измеряться минимально на концах колонны, однако толщина стенок колонны должна находиться в рамках допуска, значения которого указаны в таблице 6.

Эта процедура выполняется с помощью кавернометра или калиброванного прибора УЗК. Однако зачастую, когда запрашивается проведение окончательного контроля по дополнительному требованию SR37, покупатель может указать локальную минимально допустимую толщину стенок в местах, где производится ремонт трубы. Такая толщина может быть меньше значений, указанных в таблице А6 стандарта 5ST и таблице 6 настоящей статьи.

ОВАЛЬНОСТЬ

Допуск по ВНД составляет $\pm 0,254$ мм от номинального диаметра (D), который обычно измеряется на концах трубы. Клиент может запросить проведение дополнительных измерений овальности. Измерение овальности также проводится после удаления дефектов ВНД как часть обследования, проводимого в соответствии с дополнительным требованием SR 37.

МАГНИТОПОРОШКОВАЯ И КАПИЛЛЯРНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ

Данные методы применяются для проверки признаков дефектов, обнаруженных в ходе автономного НРК и НРК смонтированной трубы. Это такие дефекты, как прерывистые/неполные сварные швы, трещины, продольные трещины, нахлесты, заусеницы. Затем исследуется глубина данных дефектов, и они могут быть устранены. Ремонт дефектов путем наварки не допускается.

РЕМОНТ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБЫ (ВНД)

Поверхность трубы (ВНД) можно ремонтировать путем удаления отметин от трения и шлифования

This is done by caliper or calibrated UT gauge. Often, however, when a SR37 final inspection is called, the purchaser can specify the minimum wall thickness acceptable locally at places where the tubing is repaired. This may be less than the minimum values shown in table A6 in the 5ST document, and in table 6 here.

OVALITY

The OD tolerance is ± 0.010 -in. from specified diameter (D), which is generally measured at the ends of the tubing. The customer can call for additional ovality measurements. Ovality is also measured after OD flaw removal as part of a SR 37 inspection.

MAGNETIC PARTICLE AND LIQUID PENETRANT INSPECTIONS

MT and PT are to be used to investigate indications found during in- or off-line NDE, such as might originate from open/partial/incomplete/intermittent welds, cracks, seams, overlaps, and slivers. These are then explored for depth, and may be removed. Weld repair of imperfections is not permitted.

OD SURFACE REPAIRS

The OD surface can be repaired by removing chafing marks, gouges, etc, and finishing with 400–600 grit-size sandpaper. It is recommended that (a) not more than 10% of the specified wall thickness is removed, and (b) the repair is smoothed over a length that is at least twice the tube diameter. This often occurs during the SR 37 inspection.

DRIFTING THE TUBING

Drift ball sizes are given in 5ST, the ball material (nylon, steel, other) being agreed by the customer. Wiper and drift balls often help to clean out spume, and the drift ball assures a minimum ID. For “flash-in” tubing, the flash column at the seam shall not

Таблица 6
Table 6

Толщина стенок (t) Specified Wall thickness (t)	Допуск Tolerance
Менее 2,8 мм Below 0.110-in.	От -0,1 мм до +0,2 мм -0.005-in to +0.010-in
От 2,8 мм до 4,4 мм 0.110-in to 0.175-in.	От -0,2 мм до +0,3 мм -0.008-in to +0.012-in.
От 4,5 мм до 6,4 мм 0.176-in to 0.250-in	От -0,3 мм до +0,3 мм -0.012 in. to +0.012-in.
$\geq 6,4$ мм ≥ 0.251 -in	От -0,4 мм до +0,4 мм -0.015 in. to +0.015 in.

поверхности наждачной бумагой размером 400–600. Не рекомендуется удалять более 10% от номинальной толщины стенок трубы, а шлифовка места ремонта должна проводиться на участке длиной не менее двух диаметров трубы. Такое зачастую происходит при контроле по SR 37.

ВНУТРЕННЯЯ КАЛИБРОВКА ТРУБ

Размеры калибровочных шаров указаны в стандарте 5ST, а материал шара (полиамид, сталь, и т.д.) должен согласовываться с клиентом. Скребки и калибровочные шары зачастую помогают очистить внутреннюю поверхность трубы от отложений, а калибровочные шары еще помогают убедиться, что выдерживается минимальный внутренний диаметр. В случае, когда соединение труб осуществляется посредством вставляемой муфты, то муфта в месте шва не должна выступать более чем на 2,3 мм от исходной внутренней поверхности колонны.

МАРКИРОВКА

Колтюбинг, соответствующий всем требованиям должен содержать маркировку а) на барабане и б) износостойкую маркировку на ярлыке. В маркировке должна быть указана следующая информация:

Производитель, номер барабана, «спецификация по стандарту 5ST» (или по аналогичному стандарту), ВНД, сорт (напр. CT80), испытано при давлении xxxxx ПА, НРК по SR37 (если производился).

Информация о длине трубы должна быть нанесена краской на барабане.

ПОКРЫТИЕ И ЗАЩИТА

Если не указано иное, на колтюбинге должно быть защитное покрытие. Если требуется специальное покрытие, это должно быть указано в договоре купли-продажи.

Трубы без покрытия должны быть укрыты, чтобы не допустить попадания воды.

По договоренности трубы заполняются сухим неактивным газом, а торцы закупориваются.

По договоренности внутренняя поверхность трубы обрабатывается антикоррозийным веществом, одобренным заказчиком.

ДОКУМЕНТАЦИЯ

Производитель должен создать процедуры, позволяющие отследить температурный режим, основные (исходные) барабаны, штрипсы. Также должна иметься возможность идентифицировать готовые трубы по химическим и физическим свойствам, результатам неразрушающего контроля.

ДОКУМЕНТЫ НА БАРАБАН

Производитель должен иметь следующие документы на каждую колонну труб. По требованию клиента производитель должен предоставить:

be more than 0.090-in. from the original inside surface.

MARKING

CT that meets all requirements shall be marked (a) on the reel and (b) durably on a tag with the following:

Manufacturer, Spool number, "Spec 5ST," (or comparable standard), OD, Grade (e.g. CT80), Tested xxxxx psi, NDE SR37 (if performed)

The length shall be paint-stencilled on the reel.

COATING AND PROTECTION

Unless otherwise specified, CT shall be given a protective coating. The purchase agreement shall state if special coatings are required.

Uncoated tubing shall be protected from water ingress by placing them under cover.

By agreement, the tube shall be filled with a dry non-reactive gas, and the ends sealed.

By agreement, the internal surface shall be protected with a corrosion inhibitor approved by the customer.

DOCUMENTATION

The manufacturer is to establish procedures for maintaining traceability of heat, master coils, skelps, and to identify finished tubing with regard to all chemical, physical and nondestructive tests.

SPOOL DOCUMENTS

At least the following documents shall be kept by the manufacturer for each string. When specified by the customer, the following shall be supplied.

- a. A certificate stating the API Spec and revision date.
- b. Diameter, wall thickness(es) and grade.
- c. Chemical analysis (heat, product if required) showing mass percents as elucidated in 5ST.
- d. Tensile and hardness test data.
- e. All weld locations, measured from reference end.
- f. Test pressure and duration at pressure.
- g. Inline NDT method, & reference indicators.
- h. Type/size of all IQIs & other reference standards.
- i. Fracture toughness tests (type, sample size, orientation, location), if applicable.
- j. Results of supplementary tests required by purchaser.
- k. Spool size and # of times spooled.
- l. Certification of drying procedure.

DOCUMENT RETENTION

The spool documentation above shall be kept for at least 5 years, along with tester charts, radiographs and other NDE data, and NDE personnel qualification and certifications.

- а) Сертификат с указанием спецификации API и даты обновления.
- б) Диаметр, толщина стенок, сорт.
- в) Химический анализ (при необходимости анализ плавки, продукции), показывающий массовую долю в процентах, как указано в стандарте 5ST.
- г) Результаты испытаний на растяжение и твердость.
- д) Местоположение всех сварных швов от базового края трубы.
- е) Давление при испытании и продолжительность испытания при данном давлении.
- ж) Методы НРК на трубе в сборе, базовые показатели.
- з) Тип/размер индикаторов качества изображения и иных базовых стандартов.
- и) Информация об испытаниях на вязкость разрушения (тип, размер образца, ориентация, положение), если применяется.
- к) Результаты дополнительных испытаний, запрошенных покупателем.
- л) Размер барабана и сколько раз производилось наматывание.
- м) Сертификация процедуры сушки.

ХРАНИЕНИЕ ДОКУМЕНТОВ

Вышеуказанная документация подлежит хранению в течение не менее 5 лет. Вместе с документацией также должны храниться диагностические карты, рентгенограммы, иные данные НРК, а также документы, подтверждающие аттестацию и квалификацию исполнителей НРК.

АББРЕВИАТУРЫ

API	Американский институт нефти
АОИМ (ASTM)	Американское общество по испытаниям и материалам
ГТ (CLP) КТ (CT)	Гибкий трубопровод Колтюбинг
ЭРМ (EDM)	Электроэрозийная машина (станок)
ЗТВ (HAZ)	Зона теплового воздействия
ВД (ID)	Внутренний диаметр
ООП (JIP)	Общий отраслевой проект
ПРВД (LID)	Продольный, внутренний диаметр (прорез ЭРМ)
ПРВНД (LOD)	Продольный, внешний диаметр (прорез ЭРМ)
НАИК (NACE)	Национальная ассоциация инженеров-специалистов по коррозии
НРК (NDE)	Неразрушающий контроль
ВНД (OD)	Внешний диаметр
РК (RT)	Радиографический контроль

ABBREVIATIONS

API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
CLP CT	Coiled tubing Coiled Line Pipe
EDM	Electro-discharge Machine
EM	Electromagnetics
HAZ	Heat affected zone
ID	Inside diameter
JIP	Joint Industry Project
LID	Longitudinal, inside diameter (EDM notch)
LOD	Longitudinal, outside diameter (EDM notch)
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NDE	Nondestructive Evaluation
OD	Outside diameter
RT	Radiographic Testing
TDH	Through-drilled hole
TID	Transverse, inside diameter (EDM notch)
TOD	Transverse, outside diameter (EDM notch)
UT	Ultrasonic Testing
UTSW	Shear wave ultrasonics.
D	Specified outside diameter
D _{max}	Maximum outside diameter
D _{min}	Minimum outside diameter
t	Specified wall thickness
Δt	Maximum wall thickness change at bias weld
Θ	Ovality

RESULTS FROM SOME RECENT FINAL INSPECTIONS

Customers have been wanting field inspections of their CT (originating in the N. Sea many years ago, and originating from costly failures), and this spread to performing field inspection as a final inspection in the mills. Two methods emerged, one using longitudinal and transverse magnetizations at a 90° orientation apart. The important requirement here was to detect common problems associated with new and used tubing (Wall loss, diameter changes, ovality, pitting, H₂S damage, cracks) and to determine reference indicators that the equipment could reliably detect to standardize (i.e. set the sensitivity of) the equipment. These went into 5ST as follows (Table 7).

CO (TDH)	Сквозное отверстие
ПВД (TID)	Поперечный, внутренний диаметр (прорез ЭРМ)
ПВНД (TOD)	Поперечный, внешний диаметр (прорез ЭРМ)
УЗК (UT)	Ультразвуковой контроль
ПУЗВ (UTSW)	Поперечные ультразвуковые волны
ППР (TS)	Предел прочности на разрыв
ПТ (YS)	Предел текучести
HRC	Твердость по шкале «С» Роквелла
D	Номинальный внешний диаметр
D_{max}	Максимальный внешний диаметр
D_{min}	Минимальный внешний диаметр
T	Номинальная толщина стенок
Δt	Максимальное изменение толщины стенок при угловой сварке
Θ	Овальность

РЕЗУЛЬТАТЫ НЕДАВНО ПРОВЕДЕННОГО ОКОНЧАТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ

Заказчики требовали проведения полевого контроля колтюбинга (данные требования возникли много лет назад на месторождениях Северного моря по причине имевших место отказов, повлекших значительные убытки), и сейчас полевой контроль осуществляется в качестве окончательного контроля со стороны завода-производителя. Появилось два метода его проведения, один из которых подразумевал продольное и поперечное намагничивание при ориентации 90° (отдельно). Здесь важным требованием было определить общие проблемы с новыми и использовавшимися трубами (истончение стенок, изменение диаметра, овальность, точечная коррозия, повреждения, вызванные сероводородом, трещины), а также определить базовые показатели, которые гарантированно определялись бы оборудованием для стандартизации (т.е. программирование чувствительности) оборудования. Показатели, вошедшие в стандарт 5ST, указаны в таблице 7. Ранее одна компания из Хьюстона провела «окончательный контроль» 120 новых колонн труб, предназначенных для использования в Европе или Мексиканском заливе. Примеры приведены в более ранних документах Общества инженеров-нефтяников (SPE) [4–8].

У новых труб в ходе окончательного контроля были выявлены:

- следы трения (рисунок 2) которые чаще всего возникали со стороны барабана, на котором хранится труба. Такие отметины требуют удаления и шлифования.
- отложения внутри трубы. ☉

Таблица 7 – базовые показатели / Table 7 – Reference indicators				
	Длина,мм <i>Length (in.)</i>	Глубина (мин. 0,4 мм) <i>Depth (min 0.015-in.)</i>	Ширина (макс.,мм) <i>Width (max,in.)</i>	Располо- жение <i>Location</i>
Продольн. <i>Long</i>	12,7 <i>0.500</i>	10%	0,508 <i>0.020</i>	ВНД, ВД* <i>OD, ID*</i>
Поперечн. <i>Trans</i>	6,35 <i>0.250</i>	10%	0,508 <i>0.020</i>	ВНД, ВД* <i>OD, ID*</i>
Отверстия <i>Holes</i>	1,6; 0,8 мм, несквозные или сквозные <i>1/16th, 1/32-in, partial or TDH</i>			
*Если ЭРМ подойдет под ВД трубы / <i>*If EDM tool can enter ID of tube.</i>				

In the past, one Houston-based company has performed “final inspections” on 120 critical strings of new tubing, destined for use in Europe or the GoM. Examples are given in earlier SPE papers [4–8].

For new tubulars, what we typically find on this SR37 final inspection is;

- Chafing marks, (Figure 2) often from the sides of the storage reel, which then require removal and smoothing.
- Spume inside the tubing. ☉

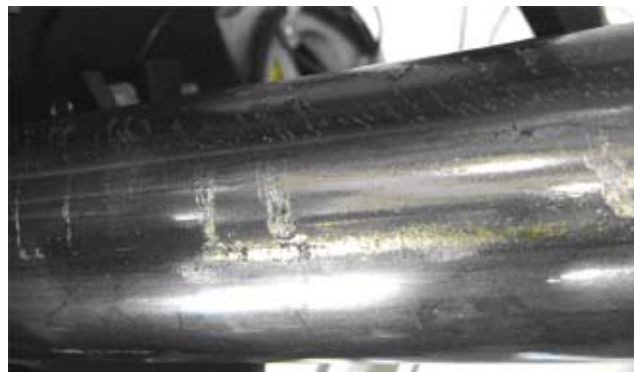


Рисунок 2 – Следы трения (новая труба)
Figure 2 – Chafing marks (new tubing)

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- API Specification 5ST “Specification for Coiled Tubing,” April 2010, effective 1 Oct 2010.
- API Specification 5LCP “Specification for Coiled line Pipe,” Ed 2, 2007.
- Sas-Jaworsky & Stanley: “Progress Towards API Specification for Coiled Tubing and Pipe,” SPE 46019/Icotamtg, Houston, Apr 1998.
- McCoy, Rosine, Aulert, Martin & Stanley, “HPHT Wells Create New Challenges Demanding Higher Levels of Coiled Tubing Inspection and Management,” SPE paper 84830, April 2002.
- McCoy, Rosine, Aulert, Stanley & Martin, “Improved Nondestructive Inspection During Tubing Manufacture and Servicing” SPE paper 81734, April 2003.
- Stanley, “Some ‘Firsts’ in Coiled Tubing Inspection,” SPE paper 89521, March 2004.
- Stanley, “Some New Developments Applicable to Coiled Tubulars,” SPE paper 94058, April 2005.
- Stanley, “API Standards Update for Coiled Tubulars,” Aberdeen/Icota meeting, November 2005.

6 - я Международная научно-практическая конференция

23-28 мая 2011 г. Россия, Геленджик



ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма
"Нитро"

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

Основные темы конференции:

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

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

**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 OF MOST
WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA**

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

* Not less than ten units, currently being operated.

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
ПО НЕФТИ И ГАЗУ

2010 • 2011



KIOGE

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

6 — 9 октября 2010
Алматы, Казахстан



TUROGE

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

16 — 17 марта 2011
Анкара, Турция



**PETROTECH
2010**

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ

31 октября — 3 ноября 2010
Нью Дели, Индия



OGU

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

17 — 19 мая 2011
Ташкент, Узбекистан



MANGYSTAU
OIL & GAS

5-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

2 — 4 ноября 2010
Актау, Казахстан

TGC 2011

2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА

1 — 2 июня 2011
Аваза, Туркменбаши,
Туркменистан



OILTECH
MANGYSTAU

2-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

2 — 3 ноября 2010
Актау, Казахстан



CASPIAN
OIL & GAS

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

7 — 10 июня 2011
Баку, Азербайджан



OGT
2010

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

17 — 19 ноября 2010
Ашхабад, Туркменистан



MIOGE

11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»

21 — 24 июня 2011
Москва, Россия



SEA5

5-я АЛЖИРСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

28 ноября — 2 декабря 2010
Оран, Алжир



RPGC

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

21 — 23 июня 2011
Москва, Россия



ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC МОСКВА

Тел.: +7 (495) 935 7350

+7 (495) 788 5585

oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC

Тел.: +44(0) 207 596 5000

oilgas@ite-exhibitions.com



Задача Ассоциации ICoTA состоит в поощрении обмена информацией, обобщении опыта применения инновационных технологий, профессиональной подготовке специалистов, содействии внедрению стандартов безопасности и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»), получившее право распространять привилегии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA в России, приглашает в свои ряды специалистов нефтегазового сервиса.

Члены ICoTA получают:

- право на участие в мероприятиях международного и регионального уровней, проводимых ICoTA, со скидками, предусмотренными организационными комитетами соответствующих мероприятий.
- право на пользование ресурсами сайта Ассоциации <http://www.icota.com> по специальному доступу и получение презентаций докладов, представленных на ведущих форумах ICoTA в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере;
- доступ к всемирной базе членов ICoTA, что создаст прекрасные возможности для расширения деловых контактов.

Индивидуальный членский взнос на 1 год составляет 1500 рублей.

Для вступления в ICoTA заполните, пожалуйста, следующую анкету:

Организация/компания/структура _____

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон _____ Факс _____

Почтовый адрес _____

Индекс _____

Хотите ли Вы, чтобы Ваша контактная информация была размещена в каталоге членов ICoTA?

☐ да ☐ нет

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу +7 499 788 9119
или по электронной почте cttimes@cttimes.org





APPLICATION

Mission Statement:

The mission of the Intervention & Coiled Tubing Association is to enhance Communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and industry-accepted practices within the Well Intervention and Coiled Tubing industries.

Membership Category and Annual Membership Fee

Corporate Member: Applicable to organizations or individuals participating with a key role within the coiled tubing industry. Acceptance subject to ICoTA Board of Directors approval. ☐ US\$ 1,000

Individual Member: Applicable to individuals with a declared technical or commercial interest in the coiled tubing industry. Eligible to participate on working committees and task groups ☐ US\$ 50.00

Organization or Company _____

Contact Name (Last) _____ (First) _____

Job Title _____

Company Business Interests (e.g., operator, tool rental, CT service, etc.) _____

Mailing Address _____

City _____ State/Province _____

Postal/Zip Code _____ Country _____

Telephone No.: _____ Fax No.: _____

E-mail: _____

Method of Payment / Transaction Details:

☐ Credit Card # _____ Zip Code: _____

Expiration date: __/__/__ Cardholder's Signature: _____

☐ Cash or Check (Checks and Money Orders should be made payable to: "ICoTA")

Are you interested in participating on working committees and/or task groups? ☐ Yes ☐ No

Would you like your contact information listed in our member directory? ☐ Yes ☐ No

Chapter Preference for individual members:

☐ Canadian ☐ European ☐ USA ☐ Latin American ☐ Russian

Send this completed form and supporting payment to:

ICoTA
P.O. Box 1082
Montgomery, TX 77356
Fax to +1 832 201 9977-OR- e-mail to ababin@icota.com



История ICoTA

ЗАРОЖДЕНИЕ ИДЕИ

Более 15 лет назад в уютной атмосфере ресторана Paradeaux в Хьюстоне несколько специалистов пришли к выводу, что необходимо создать профессиональную ассоциацию, которая способствовала бы системному развитию зарождающейся колтюбинговой отрасли.

Первыми энтузиастами профессионального движения, которое преобразовалось в авторитетную Ассоциацию ICoTA, были Лэрри Смит, Марк Оллокорт и Кен Ньюман. Позже к ним присоединились Брюс Адамс, Рон Кларк, Родни Стэфенс, Алекс Сас-Яворски, Дэвид Хёрн, Мик Экерс, Джон Мисслбрук, Брайан Мур и Ренди Грейвз.

МЕЧТЫ СБЫВАЮТСЯ

Последовали многие формальные и неформальные встречи, и зародилась Ассоциация ICoTA (ранее СТЕА, затем Международная колтюбинговая ассоциация, а ныне – Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам). Финансируемая за счет членских взносов организация ставит перед собой задачи поощрения обмена информацией, обобщения опыта применения инновационных технологий, профессиональной подготовки специалистов, содействия внедрению стандартов безопасности и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Членами ассоциации являются различные специалисты колтюбинговой отрасли: потребители и поставщики сервисных услуг, производители оборудования и гибкой трубы, а также представители науки.

В 1994 году ICoTA выступила в качестве экспонента и докладчика в Абердине,

(Шотландия) на круглом столе PSTI/SPE, а в следующем году совместно с SPE ассоциация спонсировала это мероприятие. В начале 1996 года был организован Первый североамериканский круглый стол в Монтгомери, Техас. Принимая во внимание преимущества для обеих организаций, впредь ICoTA и SPE совместно организовывали отраслевые мероприятия.

СИСТЕМНОЕ РАЗВИТИЕ

В последующие годы влияние ассоциации распространилось за пределы США: были сформированы региональные отделения в Канаде, Латинской Америке, Европе и России. Интерес к ICoTA продолжает расти и на Ближнем Востоке, и в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Переименование ICoTA из Международной колтюбинговой ассоциации в Ассоциацию специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам в 2005 году было вызвано пониманием необходимости изучать бесчисленные сопутствующие технологии, совместимые с операциями с использованием гибкой трубы. Расширение спектра деятельности ассоциации способствовало успешному внедрению внутрискважинных технологий в зарождающейся колтюбинговой отрасли и отвечало практическим потребностям нефтегазодобывающих компаний в широком спектре сервисных технологий.

ICOTA СЕГОДНЯ

В настоящее время в составе ICoTA 38 членов совета директоров, более 400 индивидуальных членов и 5 региональных отделений. Эта авторитетная структура остается верной принципам и ценностям, сформулированным ее основоположниками много лет назад.

Организация не только расширяет географию своего присутствия, но и укрепляет свой статус в нефтегазовой отрасли. ICoTA проводит три ежегодные конференции (две из них совместно с SPE) в США, Шотландии и России, а также круглые столы и семинары в Канаде и Норвегии. Региональные отделения организуют ежемесячные тематические встречи, ежегодные обеды и спортивные турниры, которые способствуют эффективному общению специалистов в непринужденной атмосфере. Будь то конференция, выставка или мероприятие регионального отделения, все они воспринимаются членами ассоциации как востребованные форумы для обмена информацией, опытом, изучения новейших технологий и разработок в области внутрискважинных работ.

В своем стремлении способствовать системному развитию колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ ассоциация присуждает премии компаниям, внесшим наибольший вклад в развитие технологий и их внедрение на практике. Получить премию ICoTA – большая честь, поскольку решение о ее присуждении принимают самые уважаемые эксперты отрасли. Европейское отделение ICoTA также поощряет талантливых молодых инженеров за отличные успехи в учебе на факультетах, готовящих специалистов нефтегазового сервиса.

Подробную информацию о деятельности ассоциации можно узнать на сайте www.icota.com. Заполните анкету на сайте или отправьте свой запрос на cttimes@cttimes.org и станьте членом российского отделения ICoTA. Не упустите шанс приобщиться к уникальному опыту ведущих мировых специалистов в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ!



History of ICoTA

DESIRE & COMMITMENT

Over a decade ago, in Houston, Texas, ideas were scribbled on a Papadeaux's napkin by a group of determined industry professionals who wanted to build a member-funded association that could bring a technically supportive function to the already growing Coiled Tubing industry.

The earliest of visionaries of what is known today as ICoTA, include Larry Smith, Marc Allcorn, and Ken Newman. Brought in a bit later for their expertise and knowledge of the industry, were Bruce Adams, Ron Clarke, Rodney Stephens, Alex Sas-Jaworsky, David Hearn, Mick Ackers, John Misslebrook, Brian Moore and Randy Graves, among others.

THE DREAM BECOMES A REALITY

Many formal and informal meetings later, ICoTA (formerly known as CTEA, then the International Coiled Tubing Association, and now the Intervention and Coiled Tubing Association), a member-funded organization, was born with a mission to enhance communications, gather technical expertise and promote safety, training competency and industry accepted practices.

Membership would comprise individuals from all sectors of the coiled tubing industry including service users, service providers, tubing and equipment manufacturers and the academic fraternity.

In 1994, a humble ICoTA launched its name and purpose by having a small booth and giving a presentation at a PSTI/SPE roundtable in Aberdeen,

Scotland. The next year, ICoTA and SPE co-sponsored a second conference. A little bigger and a bit bolder, the 1st North American Coiled Tubing Roundtable was organized and held at Del Lago in Montgomery, Texas in early 1996. Considering the benefits each could bring the other, SPE and ICoTA subsequently teamed up for future events.

GROWING UP AND REACHING OUT

The following years would see the organization expanding its reach outside of the U.S. by means of chapters into Canada, Latin America, Europe and Russia and with a growing interest in the Far and Middle East.

Renamed, the Intervention and Coiled Tubing Association in 2005, the organization realized a change in focus was necessary to incorporate the myriad of complimentary technologies that provided a fit with coiled tubing operations. This well intervention philosophy was seen as both an opportunity to give these other technologies the ability to participate and also in the belief that the representation of a more encompassing well intervention philosophy would provide a more cohesive fit with the oil and gas operators well intervention practices.

ICOTA TODAY

With 38 Director Members serving on the board, 400+ members and 5 chapters, ICoTA remains committed to the vision and values of the dedicated men who started it all so many years ago.

The organization today is continuing to grow not only in terms of geographic

representation but also in industry stature. ICoTA holds three annual conferences (two of which are co-hosted with SPE) in the U.S.A., Scotland and Moscow along with roundtables and seminars in Canada and Norway. Local chapters host monthly technical luncheons, annual dinners and various tournaments that encourage a relaxed, informative networking opportunity. Whether it's a conference and exhibition or chapter event, these activities provide a much needed forum for colleagues in the well intervention industry to exchange information, share experiences and have the opportunity to discover the latest technical innovations related to the use and development of well intervention equipment and solutions.

In an ongoing effort to bring recognition to the industry, ICoTA honors companies, with the best and most innovative, value-adding applications of technology for well intervention, with its annual Intervention Technology awards. These awards are highly prized as they are judged by industry peers— all experienced practitioners in the area of well intervention and coiled tubing. The European Chapter awards prizes to the most promising young engineers on courses relevant to the well intervention sector of the oil industry to recognize hard work and excellence.

For more information on the Intervention and Coiled Tubing Association, visit us at www.icota.com. Sign up to become a member and/or volunteer to add your voice to a segment of our industry with an unparalleled potential for growth and innovative technological advancement opportunities.



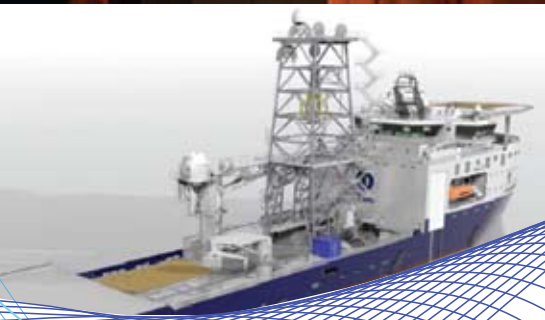
Society of Petroleum Engineers
Aberdeen Section
www.spe-uk.org



Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota-europe.com

16th SPE ICoTA European Well Intervention Round Table

Sustaining our industry - well intervention is the key



Wednesday 17th & Thursday 18th November 2010

**Aberdeen Exhibition & Conference Centre,
Aberdeen, Scotland, UK**

- **Keynote Speaker:**
David Heslop
Vice President, Wells
Talisman Energy (UK) Limited
- **Pre-conference short course:**
Well integrity challenges and solutions
- **Exhibition**
- **Conference programme**

Bookings and enquiries:

SPE ICoTA Event Organisers
Hulse Rodger & Co
PO Box 10118
Aberdeen AB16 5WJ

Telephone +44 (0)1224 495051
Email: spe@hulse-rodger.com
Online booking
www.hulse-rodger.com

Анкета «Времени колтюбинга»

The Coiled Tubing Times Questionnaire

Мы попросили респондентов ответить на следующие вопросы:

1. Из каких источников Вы получаете информацию, необходимую для профессионального роста? (укажите, пожалуйста, конкретные источники)
2. Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования?
3. Какие уникальные операции Вам удавалось проводить с помощью колтюбинговых установок?
4. О каких колтюбинговых технологиях и конкретных операциях Вам хотелось бы знать больше?
5. Какие новые технологии Ваше предприятие собирается освоить? Какие виды продукции выпускать?
6. Какие технологии нефтегазового сервиса будут наиболее востребованы в ближайшем будущем?

Our respondents have been asked to answer the following questions:

1. Where do you get the information necessary for building on professional expertise? (please, name the sources)
2. In what operations does your company apply CT equipment?
3. Have you ever used CT units to perform any unique operations?
4. What CT technologies and specific operations would you like to learn more about?
5. What new technologies are going to be launched by your company? What types of products are planned to be manufactured?
6. What oilfield service technological will be in increased demand in the near future?

А.А. ДАМЕНКОВ, главный специалист департамента бурения и внутрискважинных работ, ОАО «Газпром нефть»

1. Журналы «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть. Газ. Новации», «Время колтюбинга». Общение на oilforum.ru.
2. Вымыв проппанта после ГРП, освоение скважин, промывка забоя, ликвидация АСПО.
3. Промывка и растепление нефтяных нагнетательных трубопроводов (коллекторов).
4. О технологии бурения на ГНКТ и зарезке боковых стволов на ГНКТ.
5. Бурение на ГНКТ.
6. Зарезка боковых стволов, углубление забоев.

И.В. ЧЕН, инженер по ГНКТ, Шлюмберге

1. Внутренняя информация компании.
2. Промывки, интенсификация притока.
3. Селективная СКО.
4. О наклонно-направленном бурении.
5. Резка НКТ, ГИС.

A. DAMENKOV, Chief Specialist of the Department of Drilling and Downhole Operations at Gazprom Neft

1. Such periodicals as Oil & Gas Vertical, Oil. Gas. Innovations, The Coiled Tubing Times. Discussions at oilforum.ru.
2. Proppant washout after hydrofracturing, bottom hole washing, elimination of asphalt and proppant deposits,
3. Washing and heating oil injection pipelines (collectors).
4. About technologies for CT drilling and CT sidetracking.
5. CT drilling.
6. Sidetracking, bottom hole deepening.

I. CHEN, CT Engineer, Schlumberger

1. Internal information resources of the company.
2. Washing operations, flow stimulation.
3. Selective acid treatment.
4. About directional drilling.

6. Обработка призабойной зоны.

**А.И. АНТРОПОВ, технический директор,
НУФ ЗАО «Максимум Сервис»**

1. Учебные центры, интернет, специальная литература.
2. ОПЗ, нормализация забоя, вызов притока, установка цементных мостов.
3. –
4. О зарезке боковых стволов, направленном бурении.
5. В прямой зависимости от потребности рынка.
6. Бурение и добыча из угольных залежей.

**А.В. ДАВЫДОВ, начальник отдела проектирования
скважин УЗБС и БС, ООО «КАТОБЬНЕФТЬ»**

1. Из опыта.
2. Не проводит.
3. –
4. О бурении колтюбингом.
5. –
6. Зарезка боковых стволов.

**О.В. НАГИБИН, начальник цеха КРС установками
НТ Сургутского УПНПиКРС, ОАО «Сургутнефтегаз»**

1. Интернет.
2. Промывка забоя от проппанта, ОПЗ, геофизические исследования в горизонтальных скважинах, освоение, восстановление циркуляций.
3. Перфорация горизонтального участка, внедрение пакеров.
4. О ремонтно-изоляционных работах в горизонтальных стволах скважин.
5. Освоение.
6. Исследование горизонтальных скважин, освоение, приобщение пластов, переход на вышележащие горизонты, перфорация.

**Д.А. СУЛТАНОВ, мастер по капитальному ремонту
скважин УКРСиПНП, ОАО «Сургутнефтегаз»**

1. Внутренняя информация компании.
2. Капитальный ремонт скважин путем забуривания вторых стволов.
3. См п. 2.
4. О новейших технологиях, применяемых при бурении.
5. –
6. Эффективные методы и технологии очистки ствола скважины от внутренней породы при бурении с применением колтюбинга.

**С.В. ТРЕТЬЯКОВ, ведущий специалист,
ООО «ТННЦ» ТНК-ВР**

1. Библиотека SPE, журналы «Нефтяное хозяйство», «Нефтегазовая вертикаль», «Бурение и нефть».
2. Освоение после ГРП, промывка ствола.
3. –
4. О бурении на депрессии с помощью ГНКТ.
5. Бурение на депрессии с помощью ГНКТ горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов.

5. CT milling, logging.
6. Bottom hole treatment.

**A. ANTROPOV, Technical Director at Maximum
Service**

1. Training centers, the Internet, specialized literature.
2. BHT, bottom hole cleaning, flow stimulation, setting cement plugs.
3. –
4. About sidetracking, directional drilling.
5. In direct dependence from the market demand.
6. Drilling and production from coal deposits.

**A. DAVYDOV, Head of the Department of Well
Design at Downhole Drilling Systems Division
of KATOBNEFT**

1. From experience.
2. No.
3. –
4. About CT drilling.
5. –
6. Sidetracking.

**O. NAGIBIN, Head of Well Workover,
at Surgutneftegaz**

1. The Internet.
2. Washing out proppant from bottom hole, BHT, logging in horizontal wells, development and lost circulation treatment.
3. Perforation of horizontal sections, introduction of packers.
4. About isolation jobs in horizontal bores of the well.
5. Development
6. Logging of horizontal wells, development, formations commingling, changeover to overlying formations, perforation.

**D. SUKTRANOV, Workover Engineer at Well
Workover and Oil Recovery Improvement
Division of Surgutneftegaz**

1. Confidential information of the company.
2. Well workover by means of sidetracking.
3. See p. 2.
4. About new drilling technologies.
5. –
6. Effective methods and technologies of cleaning the wellbore from inner rocks during CT drilling.

**S. TRETIAKOV, Lead Expert at Tyumen
Petroleum Research Center, TNC-BP**

1. SPE library, journals Oil Industry, Oil & Gas Vertical, Drilling and Oil.
2. Development after hydrofracturing, washing the wellbore.
4. About CT underbalanced drilling.
5. Underbalanced drilling of horizontal wells and sidetracking by means of CT.

6. Ответ зависит от рынка сервисных услуг и цены на нефть.

**Э.Ф. КАБИРОВ, заместитель руководителя
службы разработки новой техники,
ООО «НПО «Пакер»**

1. Журналы, интернет, курсы повышения квалификации, семинары, конференции.
2. –
3. –
4. О кислотной закачке, ГРП, освоении, цементации.
5. Собираемся освоить выпуск надувных пакеров.
6. Колтюбинговые технологии и оборудование, применяемое при работе с ГНКТ.

**Н.И. ГАЛАЙ, зав. отделом,
РУП ПО «Белоруснефть»**

1. Журналы «Нефтяное хозяйство», «Время колтюбинга», «Нефть и газ».
2. Бурение боковых стволов, освоение, ремонтно-изоляционные работы.
3. Ввод гибкой трубы в боковой ствол многоствольной скважины, проведение там ГИС и РИР.
4. О бурении горизонтальных участков многоствольных скважин.
5. Вторичное радиальное вскрытие продуктивных пластов.
6. Бурение многоствольных скважин, РИР, ГИС, освоение.

**О.Н. КИСЕЛЕВ, начальник отдела развития
технологий, ООО «Татнефть-РемСервис»**

1. Журнал «Время колтюбинга», специальная литература.
2. Промывки, ОПЗ, очистка эксплуатационных колонн НКТ от АСПО, резка НКТТТ и т.д.
3. Переликвидация скважины в акватории реки.
4. О приборах для точной привязки ГТ при промывке скважин и других технологических операциях.
5. Водоизоляционные работы по технологии РГУ нефти и газа им. М.И. Губкина.
6. Бурение с использованием гибридных установок.

**И.Г. ПОЛЯКОВ, главный инженер
газопромыслового управления «Газпром добыча
Астрахань», ОАО «Газпром»**

1. Интернет, журналы, информация, поступающая от подрядных организаций.
2. Очистка НКТ и ствола скважины (продуктивный пласт). Интенсификация притока, ограничение водопитока, ловильно-аварийные работы в НКТ.
3. Комплексная работа по ограничению водопитока.
4. Бурение с применением ГНКТ.
5. Интенсификация притока (ГРП), забуривание вторых стволов, использование колтюбинга при КРС.
6. Ликвидация скважин, месторождений, геологоразведка. Использование многозабойных скважин. ☉

6. The answer depends on the market of oilfield services and oil prices.

**E. KABIROV, Deputy Head of New Equipment
Design Service at Packer**

1. Journals, the internet, career development sources, workshops, conferences
2. –
3. –
4. About acid pumping, hydrofracturing, development, cementing.
5. We are going to start the production of expanding packers.
6. Coiled tubing technologies and equipment applied in CT operations.

**N. GALAI, Head of the Department at
Belorusneft**

1. Such journals as Oil Industry, The Coiled Tubing Times, Oil & Gas.
2. Sidetracking, development, isolation jobs.
3. Running CT into the sidetrack of a multilateral well, logging and isolation jobs in such tracks.
4. Drilling horizontal section of a multilateral well.
5. Secondary radial drilling-in of the productive formations.
6. Drilling multilateral wells, isolation jobs, logging, development

**O. KISELEV, Head of Technology
Development Division at Tatneft Rem Service**

1. The Coiled Tubing Times, industry-related literature.
2. Washing, BHT, cleaning production strings and CT from asphalt and paraffin deposits, CT milling, etc.
3. Repeated well abandonment in the river area.
4. About devices for exact location of CT during well washing and other technological operations.
5. Water isolation jobs in compliance with the technology of Gubkin Russian State O&G University.
6. Drilling with hybrid plants.

**I. POLIAKOV, Chief Engineer of Gas
Production Division at Gazprom**

1. The internet, journals, information from contractors.
2. Cleaning of CT and the wellbore (productive formation). Flow stimulation, water shut-off i, fishing operations..
3. Integrated water shut-off jobs.
4. CT drilling.
5. Flow stimulation (hydrofracturing), sidetracking, using CT during well workover.
6. Abandonment of wells and fields, geological survey. Development of multilateral wells. ☉

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



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



Fidmash.

Оборудование для ГРП
 Fracturing Equipment



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

«РЕАЛЬНОСТЬ – ЭТО ТО, С ЧЕМ НИКТО НА САМОМ ДЕЛЕ НЕ ЗНАКОМ»

Мы процитировали высказывание Ника Бострома, одного из самых ярких интеллектуалов современности, философа, пытающегося осмыслить и объяснить непростые процессы, происходящие с человеком и человечеством в мире, который вдруг стал меняться с небывалой никогда ранее в истории скоростью.

Одно из основополагающих понятий философии Бострома – трансгуманизм. Сам автор определяет его так: «Трансгуманизм представляет собой радикально новый подход к размышлениям о будущем, основанный на предположении, что человеческий вид не является концом нашей эволюции, но, скорее, ее началом».

Сегодня мы публикуем отрывок из работы Ника Бострома «Факт по трансгуманизму». (С оригиналом можно ознакомиться по адресу www.nickbostrom.com).

Трансгуманизм можно описать как продолжение гуманизма, от которого он частично и происходит. Гуманисты верят, суть людей в том, что лишь отдельные личности имеют значение. Мы можем не быть идеальными, но мы можем улучшить положение вещей и содействовать рациональному мышлению, свободе, терпимости и демократии. Трансгуманисты согласны с этим, но они также придают особую важность тому,

кем мы потенциально можем стать. Мы не только можем использовать разумные способы улучшения положения человека и окружающего мира; мы также можем использовать их, чтобы улучшить себя, человеческий организм. И доступные нам методы не ограничены теми, которые обычно предлагает гуманизм, такими как образование. Мы можем использовать технологические способы, которые в итоге позволят нам выйти за пределы того, что большинство считает человеческим.

Трансгуманисты считают, что благодаря ускоряющемуся научно-техническому прогрессу мы выходим на совершенно новый этап в развитии человечества. В ближайшем будущем мы столкнемся с возможностью настоящего искусственного разума. Будут созданы новые инструменты познания, которые объединят в себе искусственный интеллект с новыми видами интерфейсов. Молекулярная нанотехнология обладает достаточным потенциалом, чтобы создать изобилие ресурсов для каждого человека и предоставить нам полный контроль над биохимическими процессами в наших телах, позволив нам избавиться от болезней.

Ник БОСТРОМ родился в 1973 году в Швеции. Профессор Оксфордского университета. Исследовательские интересы Бострома связаны с философией науки, теорией вероятностей, а также с изучением этических и стратегических последствий перспективных технологий (включая ИИ, нанотехнологию, генную инженерию и т.д.). Имеет познания в области космологии, вычислительной нейронауки, математической логики, философии, искусственного интеллекта и эстрадной комедии. Стал известен своими текстами, посвященными проблемам клонирования, искусственного интеллекта, загрузки сознания, крионики, нанотехнологий, моделируемой реальности, глобальных катастроф. Совместно с Дэвидом Пирсом выступил основателем Всемирной ассоциации трансгуманистов. Вместе с Джеймсом Хеджесом основал Институт этики и новых технологий. В 2005 году Бостром был назначен директором созданного в Оксфорде Института будущего человечества.

Посредством перестройки или фармакологической стимуляции центров удовольствия в мозгу мы сможем испытывать больший спектр эмоций, бесконечное счастье и неограниченные по интенсивности радостные переживания каждый день.

"REALITY IS WHAT NO ONE IS FAMILIAR WITH"



We have cited Nick Bostrom, one of the brightest intellectuals of today, philosopher, trying to give meaning to and explain complex phenomena, observed in human and in the human world, the world which has started to change with a speed never known before.

Transhumanism is one of the fundamental notions in Bostrom's philosophy. The author himself defines it as a radically new approach to understanding the future, based on the

assumption that human species is not the end of our evolution, but rather its beginning.

Today, we are publishing an extract from Nick Bostrom's work entitled "The Transhumanist FAQ" (the original can be found at www.nickbostrom.com)

Nick BOSTROM, born in 1973 in Sweden, is professor at the University of Oxford. His key areas of research are connected with philosophy, probability theory as well study of ethical and strategic impact of innovative technologies (including AI, nanotechnology, genetic engineering etc.). Bostrom's knowledge encompasses even cosmology, computational neuroscience, mathematical logic, philosophy, artificial intellect and stand-up comedy. He became well-known for his texts related the problems of cloning, artificial intellect, mind uploading, cryonics, nanotechnologies, simulated reality and global catastrophes. Together with David Pearce, he co-founded the World Transhumanist Association. Together with James Hughes, he co-founded the Institute for Ethics and Emerging Technologies. In 2005, Bostrom became the director of the newly created The Future of Humanity Institute at Oxford University.

Transhumanism can be viewed as an extension of humanism, from which it is partially derived. Humanists believe that humans matter, that individuals matter. We might not be perfect, but we can make things better by promoting rational thinking, freedom, tolerance, democracy, and concern for our fellow human beings. Transhumanists agree with this but also emphasize what we have the potential to become. Just as we use rational means to improve the human condition and

the external world, we can also use such means to improve ourselves, the human organism. In doing so, we are not limited to traditional humanistic methods, such as education and cultural development. We can also use technological means that will eventually enable us to move beyond what some would think of as "human".

Through the accelerating pace of technological development and scientific understanding, we are entering a whole new stage in the history of the human species. In the relatively near future, we may face the prospect of real artificial intelligence. New kinds of cognitive tools will be built that combine artificial intelligence with interface technology. Molecular nanotechnology has the potential to manufacture abundant resources for everybody and to give us control over the biochemical processes in our bodies, enabling us to eliminate disease and unwanted aging. Technologies such as brain-computer interfaces and neuropharmacology could amplify human intelligence, increase emotional well-being, improve our capacity for steady commitment to life projects or a loved one, and even multiply the range and richness of possible emotions. On the dark side of the spectrum, transhumanists recognize that some of these coming technologies could potentially cause great harm to human life; even the survival of our species could be at risk. Seeking to understand the dangers and working to prevent disasters is an essential part of the transhumanist agenda.

The etymology of the term "

Трансгуманисты видят и темную сторону будущего развития, признавая, что некоторые из таких технологий способны нанести человеческой жизни большой вред; само выживание нашего вида может оказаться под вопросом. Хотя эти возможности и являются радикальными, их всерьез рассматривает растущее число ученых и научно грамотных

по мере того как идеи FM распространялись и все большее число людей начинало считать себя трансгуманистами, понятие трансчеловека стало включать в себя аспекты самоидентификации и активной деятельности, как показано в этом определении из Словаря трансгуманистической терминологии:

ТРАНСЧЕЛОВЕК: Некто,

модифицированный до такой степени, что уже не является человеком. Многие трансгуманисты хотят стать постлюдьми.

В качестве постчеловека вы будете обладать умственными и физическими возможностями, далеко превосходящими возможности любого не модифицированного человека. Вы будете умнее, чем любой человек-гений, и будете обладать намного более совершенной памятью. Ваше тело не будет подвержено заболеваниям, оно не будет разрушаться с возрастом, что обеспечит вам неограниченную молодость и энергию. Вы сможете получить гораздо большие способности испытывать эмоции, удовольствие и любовь или восхищаться красотой. Вам не придется испытывать усталость или скуку и раздражаться по мелочам.

Средства, которые трансгуманисты собираются использовать для превращения в постлюдей, включают: молекулярную нанотехнологию, генную инженерию, искусственный интеллект (некоторые считают, что искусственные интеллекты станут первыми постлюдьми), лекарства для изменения настроения, терапию против старения, нейроинтерфейс, программы для управления информацией, лекарства для улучшения памяти, носимые и вживляемые компьютеры, экономические изобретения (такие как фьючерсы на идеи, совместная обработка информации и т.д.) и когнитивные технологии. В целом технологические и

В ближайшем будущем мы столкнемся с возможностью настоящего искусственного разума. Будут созданы новые инструменты познания, которые объединят в себе искусственный интеллект с новыми видами интерфейсов.

философов и социальных мыслителей.

Термин «трансчеловек» (transhuman) означает «переходный человек», самосознающее существо, впервые детально описанное футуристом FM-2030 как потенциальный шаг на пути эволюции в постчеловека. Называя транслюдей «первым проявлением новых эволюционных существ», FM называет такие признаки трансчеловечности, как улучшение тела имплантатами, бесполость, искусственное размножение и распределенную индивидуальность.

По первоначальному определению FM транслюди не обязательно должны быть наиболее ориентированными на будущее или самыми сведущими в технологии людьми и не обязательно должны осознавать свою «связующую роль в эволюции». Однако

активно готовящийся стать постчеловеком. Некто, достаточно информированный, чтобы увидеть в будущем радикально новые возможности, готовящийся к ним и использующий все существующие возможности для самоулучшения.

Многие трансгуманисты уже считают себя транслюдми, поскольку возможности человеческого тела и разума уже значительно увеличились благодаря использованию множества современных инструментов. Ожидается дальнейший прогресс в создании и использовании новых глобальных систем связи, а также методов модификации тела и продления жизни. Любой человек, который использует эти растущие возможности, сможет с какого-то момента считаться трансчеловеком.

Постчеловек (posthuman) – это потомок человека,

transhuman” goes back to the futurist FM-2030 (also known as F. M. Estfandiary), who introduced it as shorthand for “transitional human”. Calling transhumans the “earliest manifestation of new evolutionary beings,” FM maintained that signs of transhumanity included prostheses, plastic surgery, intensive use of telecommunications, a cosmopolitan outlook and a globetrotting lifestyle, androgyny, mediated reproduction (such as in vitro fertilization), absence of religious beliefs, and a rejection of traditional family values.

According to the earliest definition by FM, transhumans do not necessarily have to be the most forward-thinking and the best at technologies, nor do they have to claim their linking role in the evolution. But as the ideas developed by FM were gaining popularity and more and more people were starting to identify themselves as transhumanists, the definition of transhuman began to include all the aspects of self-identification and activities, as it is reflected in the following entry from The Dictionary of Transhumanist Terminology:

TRANSHUMAN: Someone actively preparing for becoming posthuman. Someone who is informed enough to see radical future possibilities and plans ahead for them, and who takes every current option for self-enhancement.

A lot of transhumanists already consider themselves transhumans, as the possibilities of human body and mind have considerably improved thanks to a great diversity of modern tools available today. Further progress is anticipated in the field of new global communication systems as well as methods for body modification and prolongation of

life. Any person taking advantage of these growing opportunities, may be considered, from some point in time, a transhuman.

Posthuman is human's descendant modified to such a grade, that is not classified as human any longer. Many transhumanists wish to follow life paths which would, sooner or later, require growing into posthuman persons: they yearn to reach intellectual heights as far above any current human genius as humans are above other primates; to be resistant to disease and impervious to aging; to have unlimited youth and vigor; to exercise control over their own desires, moods, and mental states; to be able to avoid feeling tired, hateful,

management, medications for memory enhancement, portable computer, economic inventions (idea futures, joined information processing etc.) and cognitive technologies. At large, technological and social innovations that raise overall economic efficiency contribute, as a rule, to achieving the transhumanist goals.

Posthumans may turn to be completely artificial creatures (based on artificial intellect) or the result of a large number of changes and enhancements of human or transhuman biological nature. Some transhumans may even find it useful to say “no” to own body and exist

In the relatively near future, we may face the prospect of real artificial intelligence. New kinds of cognitive tools will be built that combine artificial intelligence with interface technology.

or irritated about petty things; to have an increased capacity for pleasure, love, artistic appreciation, and serenity; to experience novel states of consciousness that current human brains cannot access. It seems likely that the simple fact of living an indefinitely long, healthy, active life would take anyone to posthumanity if they went on accumulating memories, skills, and intelligence.

The means that transhumanists are going to use for turning into posthumans include the following: molecular nanotechnology, genetic engineering, artificial intellect (some people believe that artificial intellects will become the first posthumans), medications for changing moods, anti-aging therapy, neuron interface, software for information

in form of information matters in ultra-fast computer networks. It is sometimes said that we, people, are not able to imagine what it feels like to be a posthuman. Their activities and ambitions can turn out to be as much ununderstandable to us as it can be for an ape to understand the peculiarities of the human life.

Molecular nanotechnology is an anticipated manufacturing technology that give us thorough control of the structure of matter.

The definitions “nanotechnology” and “molecular nanotechnology” are sometimes referred to any technology, functioning at submicron level (1 micron = 1000 nanometers). We, however, will only use the term for technologies, allowing for manipulating single atoms. Another

социальные изобретения, которые увеличивают общую экономическую эффективность, как правило, помогают и достижению трансгуманистических целей.

Постлюди могут оказаться полностью искусственными созданиями (основанными на искусственном интеллекте) или результатом большого числа изменений и улучшений биологии человека или транчеловека. Некоторые постлюди могут даже найти для себя полезным отказаться от собственного тела и жить в качестве информационных структур в гигантских сверхбыстрых компьютерных сетях. Иногда говорят, что мы, люди, не способны представить себе, что значит быть постчеловеком. Их дела и стремления могут оказаться так же недоступны нашему пониманию, как обезьяне не понять сложности человеческой жизни.

Нанотехнология – это производственная технология будущего, обеспечивающая недорогие средства для полного контроля над структурой вещества.

Понятия «нанотехнология» и «молекулярная нанотехнология» иногда используются по отношению к любым технологиям, действующим на субмикронном (1 микрон = 1000 нанометров) уровне, но мы будем использовать этот термин только применительно к технологиям, позволяющим манипулировать отдельными атомами. Иногда для того, чтобы избежать неясности, используется более поздний термин «молекулярное производство».

Нанотехнология сделает возможным создание гигагерцовых компьютеров размером меньше кубического микрона (одна миллиардная кубического миллиметра); машины для ремонта живых клеток; бытовые универсальные

механическим манипулятором, контролируемым компьютером. Ассемблер будет способен захватывать и точно позиционировать химически активные структуры с тем, чтобы детально контролировать место, где будет происходить

Постлюди могут оказаться полностью искусственными созданиями (основанными на искусственном интеллекте) или результатом большого числа изменений и улучшений биологии человека или транчеловека.

производственные устройства и устройства для переработки отходов; дешевые средства колонизации космоса и многое, многое другое.

Вообще говоря, основная идея нанотехнологии состоит в том, что практически любую химически стабильную структуру, которую можно описать, на самом деле можно и построить. Эта идея берет свое начало еще в хрестоматийной речи Ричарда Фейнмана в 1959 году («Там внизу полно места»), но лишь после детального анализа, проведенного Эриком Дрекслером в начале восьмидесятых, молекулярная нанотехнология стала самостоятельной областью науки и превратилась в долгосрочный технический проект. Последние несколько лет ознаменовались бурным ростом интереса к этой области и ростом инвестиций в нанотехнологию.

Дрекслер предложил идею ассемблера, устройства, обладающего субмикроскопическим

химическая реакция. Такой универсальный подход делает возможным создание больших объектов с атомарной точностью через последовательность тщательно контролируемых химических реакций, создавая эти объекты молекула за молекулой. Ассемблеры смогут и создавать свои копии, то есть размножаться, если их на это запрограммировать.

Поскольку они смогут копировать себя, ассемблеры будут дешевыми. Это становится понятным, если вспомнить, что многие другие продукты молекулярных машин – дрова, сено, картофель – стоят совсем мало. Работая в больших группах, ассемблеры и специализированные наномашинки смогут создавать любые объекты с небольшими затратами. Обеспечив точное размещение каждого атома, они будут производить надежные продукты с высокой точностью. Неиспользованные молекулы будут контролироваться столь

term, a more recent one – “molecular manufacturing” is sometimes used to avoid ambiguity.

Molecular nanotechnology will ultimately make it possible to construct compact computing systems performing at least 1021 operations per second; machine parts of any size made of nearly flawless diamond; cell-repair machines that can enter cells and repair most kinds of damage, in all likelihood including frostbite; personal manufacturing and recycling appliances; and automated production systems that can double capital stock in a few hours or less.

Generally speaking, the main idea behind nanotechnologies is that virtually any chemically stable matter that can be described, can be actually built. This idea goes back to the groundbreaking work of Richard Feynman – “There is Plenty of Room at the Bottom”, published in 1959. However, it is only after a thorough analysis performed by Erik Drexler in early 80-s that molecular nanotechnology became an autonomous domain of science and turned into a long-lasting technological project. A tremendous growth of interest in this science and considerable investments in nanotechnology are being witnessed during the last several years.

Central to Drexler’s vision of nanotechnology is the concept of the assembler. An assembler would be a molecular construction device. It would have one or more submicroscopic robotic arms under computer control. The arms would be capable of holding and placing reactive compounds so as to positionally control the precise location at which a chemical reaction takes place. The assembler arms

would grab a molecule (but not necessarily individual atoms) and add it to a work-piece, constructing an atomically precise object step by step. An advanced assembler would be able to make almost any chemically stable structure. In particular, it would be able to make a copy of itself. Since assemblers could replicate themselves, they would be easy to produce in large quantities.

Because assemblers will be able to copy themselves, nanotech products will have low marginal production costs – perhaps on the same order as familiar commodities from nature’s own self-reproducing molecular machinery such as firewood, hay, or potatoes. By ensuring that each atom is properly placed, assemblers would manufacture products of high quality and reliability. Leftover molecules would be subject to this strict control, making the manufacturing process

determined by our DNA, which can be viewed (somewhat simplistically) as an instruction tape for protein synthesis. Nanotechnology will generalize the ability of ribosomes so that virtually any chemically stable structure can be built, including devices and materials that resemble nothing in nature.

Similarly, assembler will build random molecular structure, following a sequence of instructions. However, assembler will allow for 3D positioning and random dimensional orientation of molecular components (analogous to single amino acids), which are added to the growing complex molecular structure (analogous to polypeptide). Additionally, assembler will be able to form different kinds of chemical bonds, not just one kind (peptide bond) similar to ribosomes.

A key challenge in realizing these

Posthumans may turn to be completely artificial creatures (based on artificial intellect) or the result of a large number of changes and enhancements of human or transhuman biological nature.

extremely clean.

There is a biological parallel to the assembler: the ribosome. Ribosomes are the tiny construction machines (a few thousand cubic nanometers big) in our cells that manufacture all the proteins used in all living things on Earth. They do this by assembling amino acids, one by one, into precisely determined sequences. These structures then fold up to form a protein. The blueprint that specifies the order of amino acids, and thus indirectly the final shape of the protein, is called messenger RNA. The messenger RNA is in turned

prospects is the bootstrap problem: how to build the first assembler. There are several promising routes. One is to improve current proximal probe technology. An atomic force microscope can drag individual atoms along a surface. Two physicists at IBM Almaden Labs in California illustrated this in 1989 when they used such a microscope to arrange 35 xenon atoms to spell out the trademark “I-B-M”, creating the world’s smallest logo. Future proximal probes might have more degrees of freedom and the ability to pick up and deposit reactive

же тщательно, что делает производственный процесс практически безотходным.

Реалистичность подобного подхода может быть проиллюстрирована на примере рибосом. Рибосомы производят все белки, используемые в любых живых организмах на этой планете. Типичная рибосома сравнительно невелика (несколько тысяч кубических нанометров), но способна построить практически любой белок, последовательно соединяя аминокислоты (составные части белков) в определенном порядке. Для этого у рибосомы есть возможность выборочно захватывать определенную аминокислоту (точнее, возможность выборочно захватывать определенную транспортную РНК, которая, в свою очередь, химически связывается определенным ферментом с необходимой аминокислотой), захватывать растущий полипептид и заставлять выбранную аминокислоту реагировать с окончанием полипептида, присоединяясь к нему.

Аналогично ассемблер будет строить произвольную молекулярную структуру, следуя последовательности инструкций. Однако ассемблер обеспечит возможность трехмерного позиционирования и произвольной пространственной ориентации молекулярных компонентов (аналогов отдельных аминокислот), присоединяемых к растущей сложной молекулярной структуре (аналогу растущего полипептида). Вдобавок ассемблер сможет формировать различные виды химических связей, а не

один вид (пептидную связь), как рибосома.

Одним из следствий существования ассемблеров станет то, что они будут дешевыми. Поскольку ассемблер можно запрограммировать на строительство практически любой структуры, в частности, его можно запрограммировать на строительство другого ассемблера. Таким образом, возможны самовоспроизводящиеся ассемблеры, вследствие чего их стоимость будет состоять главным образом из стоимости сырья и энергии, необходимых для их производства.

Основная сложность с нанотехнологией – это проблема создания первого ассемблера. Существуют несколько многообещающих направлений. Одно из них заключается в улучшении сканирующего туннельного микроскопа или атомно-силового микроскопа и достижении позиционной точности и силы захвата, необходимых для того, чтобы мы могли с достаточной точностью устанавливать атомы и молекулы в пространстве. В этом направлении достигнут

размещенных атомов ксенона.

Другой путь к созданию первого ассемблера ведет через химический синтез. Можно спроектировать и синтезировать хитроумные химические компоненты, которые будут способны к самосборке в растворе.

И еще один путь ведет через биохимию. Рибосомы являются специализированными ассемблерами, и мы можем использовать их для создания более универсальных ассемблеров. Серьезным препятствием на этом пути является проблема формирования пространственных молекул белков из их линейных полипептидных цепей. Хотя общее решение этой проблемы может оказаться связанным с серьезными вычислительными трудностями, возможно, что удастся научиться предсказывать пространственную форму белка в некоторых специальных случаях, и набора этих предсказуемых белков может оказаться достаточно для создания универсального ассемблера.

Хотя принципиальная возможность молекулярной нанотехнологии довольно хорошо обоснована, сложнее определить,

Среди экспертов распространено мнение, что первый универсальный ассемблер будет создан в районе 2017 года плюс-минус десять лет, но до полного согласия по этому вопросу далеко.

определенный прогресс; еще в 1990 году на первых страницах газет сообщалось о логотипе IBM, выложенном на никелевой подложке из 35 точно

сколько времени понадобится для ее появления. Среди экспертов распространено мнение, что первый универсальный ассемблер будет создан в районе 2017

compounds in a controlled fashion.

Another route to the first assembler is synthetic chemistry. Cleverly designed chemical building blocks might be made to self-assemble in solution phase into machine parts. Final assembly of these parts might then be made with a proximal probe.

Yet another route is biochemistry. It might be possible to use ribosomes to make assemblers of more generic capabilities. Many biomolecules have properties that might be explored in the early phases of nanotechnology. For example, interesting structures, such as branches, loops, and cubes, have been made by DNA. DNA could also serve as a “tag” on other molecules, causing them to bind only to designated compounds displaying a complementary tag, thus providing a degree of control over what molecular complexes will form in a solution.

While it seems fairly well established that molecular nanotechnology is in principle possible, it is harder to determine how long it will take to develop. A common guess among the cognoscenti is that the first assembler may be built around the year 2017, give or take a decade, but there is large scope for diverging opinion on the upper side of that estimate.

Because the ramifications of nanotechnology are immense, it is imperative that serious thought be given to this topic now. If nanotechnology were to be abused the consequences could be devastating. Society needs to prepare for the assembler breakthrough and do advance planning to minimize the risks associated with it.

A virtual reality is a simulated environment that your senses perceive as real. Theatre, opera,

cinema, television can be regarded as precursors to virtual reality. The degree of immersion (the feeling of “being there”) that you experience when watching television is quite limited. Watching football on TV doesn't really compare to being in the stadium. Virtual environments can also be wholly artificial, like cartoons, and have no particular counterpart in physical reality. Such virtual realities are called primitive. Primitive virtual realities have

from a biological brain to a computer.

One way of doing this might be by first scanning the synaptic structure of a particular brain and then implementing the same computations in an electronic medium. A brain scan of sufficient resolution could be produced by disassembling the brain atom for atom by means of nanotechnology. Other approaches, such as analyzing pieces of the brain slice by slice in an electron microscope with automatic

A common guess among the cognoscenti is that the first assembler may be built around the year 2017, give or take a decade, but there is large scope for diverging opinion on the upper side of that estimate.

been around for some time. Early applications included training modules for pilots and military personnel. Increasingly, VR is used in computer gaming. Partly because VR is computationally very intensive, simulations are still quite crude. As computational power increases, and as sensors, effectors and displays improve, VR could begin to approximate physical reality in terms of fidelity and interactivity.

In the long run, VR could unlock limitless possibilities for human creativity. We could construct artificial experiential worlds, in which the laws of physics can be suspended, that would appear as real as physical reality to participants. People could visit these worlds for work, entertainment, or to socialize with friends who may be living on the opposite side of the globe.

Uploading (sometimes called “downloading”, “mind uploading” or “brain reconstruction”) is the process of transferring an intellect

image processing have also been proposed.

A distinction is sometimes made between destructive uploading, in which the original brain is destroyed in the process, and non-destructive uploading, in which the original brain is preserved intact alongside the uploaded copy.

It is a matter of debate under what conditions personal identity would be preserved in destructive uploading. Many philosophers who have studied the problem think that at least under some conditions, an upload of your brain would be you. A widely accepted position is that you survive so long as certain information patterns are conserved, such as your memories, values, attitudes, and emotional dispositions, and so long as there is causal continuity so that earlier stages of yourself help determine later stages of yourself.

Tricky cases arise, however, if we imagine that several similar copies are made of your uploaded mind. ►

года плюс-минус десять лет, но до полного согласия по этому вопросу далеко.

Поскольку последствия нанотехнологий столь обширны, необходимо, чтобы люди уже сейчас начали серьезно размышлять об этих вопросах. Злоупотребление нанотехнологиями может иметь разрушительные последствия; общество нуждается в выработке путей минимизации этого риска.

Виртуальная реальность создаст неограниченные возможности для творчества. Люди смогут создать искусственные виртуальные миры, которые не будут ограничены законами физики, но будут казаться участникам такими же реальными, как и физическая реальность.

Виртуальная реальность – это окружение, которое вы ощущаете, не находясь в нем физически. Театр, опера, кино и телевидение – это все примитивные предвестники виртуальной реальности. Некоторые из этих (предвестников) виртуальных реальностей основаны на физических реальностях. К примеру, когда вы смотрите Олимпийские игры по телевизору, вы можете сидеть у себя дома, но видеть и слышать практически то же самое, что вы увидели бы и услышали, если бы лично находились на соревнованиях. В других случаях вы ощущаете окружения, эквивалента которым в физической реальности нет, как, например, когда смотрите мультфильм «Том и Джерри». Такие виртуальные реальности называют искусственными реальностями.

Примитивные виртуальные (и искусственные) реальности уже некоторое время существуют. Сначала они применялись в тренажерах для пилотов и военных. Сейчас они все чаще используются для развлечения в аркадных играх. Из-за того что виртуальная реальность является вычислительно интенсивным процессом, симуляции пока очень грубые. Но с ростом вычислительной мощности и

развитием сенсоров, аффекторов и дисплеев, виртуальная реальность начнет приближаться к физической реальности по уровню точности воспроизведения и интерактивности.

Виртуальная реальность создаст неограниченные возможности для творчества. Люди смогут создать искусственные виртуальные миры, которые не будут ограничены законами физики, но будут казаться участникам такими же реальными, как и физическая реальность. Люди будут путешествовать в эти миры для развлечения, для работы и для общения (и секса) с другими людьми, которые смогут физически находиться на другом континенте.

Загрузка (иногда называемая «загрузка сознания» или «реконструкция мозга») – это гипотетический процесс переноса

сознания из биологического мозга в компьютер.

Идея заключается в том, что после сканирования синаптических структур мозга мы сможем реализовать с помощью электроники те же вычисления, что обычно происходят в нейронной сети мозга. Сканирование мозга с достаточным разрешением может быть выполнено путем разборки мозга атом за атомом с помощью нанотехнологий. Предлагаются и другие подходы, например, основанные на анализе структуры срезов мозга с помощью электронного микроскопа и программ автоматической обработки изображений.

Иногда различают загрузку с разрушением, при которой оригинал мозга уничтожается в процессе сканирования, и загрузку без разрушения, при которой оригинал мозга остается цел и невредим вместе с загруженной копией.

Вопрос о том, при каких условиях личная идентичность сохраняется во время загрузки с разрушением, остается предметом обсуждения. Большинство философов, изучавших эту проблему, полагают, что, по крайней мере, при некоторых условиях загруженный в компьютер мозг будет вами. Суть в том, что вы живы, пока сохраняются определенные информационные структуры, такие как ваша память, ценности, отношения и эмоции; и не столь важно, реализованы они на компьютере или в той противной серой массе внутри вашего черепа.

Но сложности начинаются, если мы предположим, что сделано несколько одинаковых

Which one of them is you? Are they all you, or are none of them you? Who owns your property? Who is married to your spouse? Philosophical, legal, and ethical challenges abound. Maybe these will become hotly debated political issues later in this century.

We may generally say that quality of life of an average American today is much higher than that of any monarch living five hundred years ago. A king could have an orchestra, but you, on the other hand, can afford a Walkman, than enables you to listen to the best musicians, at any time. When a king got pneumonia he could even die, whereas you just take antibiotics. A king could have a coach-and-six, but you can buy a car that offers a much faster and far more comfortable ride. Besides, you have a TV-set, internet access, Coca-Cola, shower, you can talk to your relatives on the other continent using your phone, you

Tricky cases arise, however, if we imagine that several similar copies are made of your uploaded mind.

have much more comprehensible knowledge about the Earth, nature and space that a king could ever wish.

Innovative technologies become cheaper over time, as a rule. For example, in health care experimental methods are only available to those taking part in clinical trials or well-off patients. However, with the course of time these methods become widely used, less costly and therefore more people can afford them. Millions of people, even in the poorest countries, have been successfully vaccinated

against various diseases treated with penicillin. When it comes to home electronics, prices for high-performance computers and other domestic appliances fall, in time with development of more advanced models.

It is obvious that more superior

In the long run, VR could unlock limitless possibilities for human creativity. We could construct artificial experiential worlds, in which the laws of physics can be suspended, that would appear as real as physical reality to participants.

technologies can be of benefit to everyone. In the beginning, though, it is only those who possess enough funds, knowledge and particularly demonstrate the will to learn how to use new appliances, who have the biggest advantage. One can think that several technologies can reinforce social inequality. For instance, if a new way of enhancing intellectual abilities becomes available out there,

it can become so hideously expensive that only the rich can afford it. The same can happen if we manage to find a way of genetic

enhancement of our children. The rich will become more intelligent and will be able to make even more money. This is not going to be anything fundamentally new, though. The rich and powerful can give brilliant education to their children even now. Besides, children can use such tools as information technologies and personal contacts, available only for the upper class.

It would be mistakable to impose a ban on technological innovations because of this. If the society sees

such inequality as something completely unacceptable, it will be more reasonable to focus on ways of redistribution of income in this society, for example through taxes and free services (educational certificates, computer and internet access in public libraries, genetic

improvements, covered by social security systems etc.). The trick is that both economic and technological progress is only possible when there are sufficient funds. It doesn't resolve, however, the notorious political issue of distributing the social revenue. What it can do, on the other hand, is to multiply this revenue.

But should we really focus of the current issues, such as improving life of the poor or settling of international conflicts instead of trying to foresee the far-distant future?

We should do both. A try to focus on the current problems and find some current solutions will inevitably fail, as, firstly, we will not be well prepared for new problems and challenges and, secondly, our current ways are often not enough for solving the existing problems.

Many of transhuman technologies already exist or are being actively developed. They become also topics for active current debates. Biotechnology is already reality. The information technology has modified a lot of sectors of our economy. From the transhuman perspective, the future happens all the time.



копий вашего загруженного в компьютер мозга. Какая из них это вы? Все они – вы или ни одна из них? У которой окажутся права на вашу собственность? Которая останется в браке с вашей женой/мужем? Возникает изобилие философских, юридических и этических проблем. Возможно, они окажутся в числе горячо обсуждаемых политических вопросов этого века.

Не будут ли новые технологии доступны лишь для богатых и влиятельных? Что будет с остальными?

Можно привести тот аргумент, что уровень жизни среднего американца сегодня выше, чем у любого короля пятьсот лет назад. Король мог иметь оркестр при дворе, но вы можете позволить себе CD-плеер, с помощью которого вы можете слушать лучших музыкантов, когда вам угодно. Если король заболел пневмонией, он мог и умереть, а вы просто примете антибиотики. Король мог иметь карету, запряженную шестеркой белых лошадей, но вы можете купить автомобиль, который ездит быстрее и намного комфортабельнее. И у вас есть телевизор, доступ в интернет, кока-кола, душ, вы можете разговаривать с родственниками, находящимися на другом континенте, по телефону, и вы знаете больше о Земле, природе и космосе, чем король мог когда-либо узнать.

Новые технологии со временем, как правило, дешевеют. К примеру, в медицине экспериментальные методы обычно доступны лишь участвующим в клинических испытаниях или очень богатым пациентам. Но постепенно эти методы лечения становятся рутинными, их стоимость снижается и гораздо больше

людей могут позволить их себе. Даже в самых бедных странах вакцины и пенициллин помогли миллионам людей. В области потребительской электроники цена высокопроизводительных компьютеров и других электронных устройств падает по мере того, как разрабатываются более совершенные модели.

Но сложности начинаются, если мы предположим, что сделано несколько одинаковых копий вашего загруженного в компьютер мозга.

Ясно, что более совершенные технологии могут принести пользу всем. Но в начале наибольшие преимущества будут у тех, кто обладает необходимыми средствами, знаниями и в особенности желанием учиться использовать новые инструменты. Можно предположить, что некоторые технологии могут усилить социальное неравенство. К примеру, если станет доступным какой-то способ увеличения интеллекта, вначале он может быть столь дорогим, что только самые богатые смогут себе его позволить. То же самое может произойти, если мы найдем способ генетически улучшать наших детей. Богатые станут умнее и смогут заработать еще больше денег. Но это явление не будет чем-то совершенно новым: и сейчас богатые могут дать своим детям отличное образование, а те могут использовать такие инструменты, как информационные технологии и личные контакты, которые доступны только привилегированному классу.

Пытаться из-за этого запретить технологические инновации было бы ошибкой. Если общество сочтет подобное неравенство

неприемлемым, будет разумнее усилить перераспределение доходов в этом обществе, например, с помощью налогов и предоставления бесплатных услуг (образовательных сертификатов, компьютеров и доступа в интернет в библиотеках, генетических улучшений, покрываемых за счет социального обеспечения и т.п.).

Дело в том, что экономический и технический прогресс – это игра с положительной суммой. Он не решает старой политической проблемы, как следует распределять общественный доход, но он способен сделать этот доход намного, намного больше.

Не стоит ли нам сосредоточиться на текущих проблемах, таких как улучшение положения бедных или разрешение международных конфликтов, вместо того чтобы пытаться предвидеть «далекое» будущее?

Стоит делать и то и другое. Попытка сосредоточиться на текущих проблемах и использовать текущие решения не удастся – во-первых, мы будем не готовы к новым проблемам, а, во-вторых, наши текущие методы часто недостаточны даже для решения сегодняшних проблем.

Многие из трансчеловеческих технологий уже существуют или активно разрабатываются, становясь предметом текущих споров. Биотехнология уже реальность. Информационная технология преобразила многие сектора нашей экономики. С позиций трансгуманизма будущее происходит все время. ●



Станислав Александрович ЗАГРАНИЧНЫЙ

Родился 19 ноября 1975 г. в Алма-Ате, Казахстан. В 1992 году поступил в Казахский государственный университет на факультет международных экономических отношений. В 1997 году начал работать специалистом в японском агентстве по международному сотрудничеству в Алматы. В 1998 году перешел на работу в компанию Hurricane Kumkol Munai (ПетроКазахстан Инк.) в Кызыл-Орде специалистом отдела логистики. В начале 1999 года перешел в компанию ОАО «АлауТрансГаз» ведущим специалистом в отдел маркетинга. В конце 1999 года был принят инженером-стажером в компанию Schlumberger Logelco Ltd. в отдел ГНКТ в Аксае, Казахстан. Работал полевым инженером на Карачаганакском и Тенгизском месторождениях. В 2001 году был направлен в должности старшего полевого инженера в Порт-Харкорт, Нигерия. После возвращения в Казахстан в 2004 году работал главным инженером по ГНКТ в Актюбинске. В 2005 году был назначен на должность старшего инженера отдела реализации услуг ГНКТ по Российской Федерации в Москве. С 2006 года – главный технический инженер ГНКТ по Российской Федерации. В 2008 году переведен на должность руководителя отдела маркетинга компании Schlumberger Vostok Ltd. по Восточной Сибири и Дальнему Востоку. В 2009 году перешел в компанию Trican Well Service LLC на должность технического инженера – эксперта по ГНКТ. В настоящее время работает на Ванкорском месторождении в Красноярском крае. По различным вопросам технологий ГНКТ опубликовал более 10 технических статей в РФ и за рубежом. В компании Schlumberger проводил специализированные семинары по технологиям ГНКТ для российских нефтегазовых компаний.

Stanislav ZAGRANICHNY

S. Zagranichny was born in Almaty, Kazakhstan, on November 19, 1975. He entered the Department of Economic Relations of Kazakh State University in 1992. In 1997 Mr. Zagranichny was employed by the Japanese Agency on International Cooperation in Almaty.

He became a logistics specialist at Hurricane Kumkol Munai (PetroKazakhstan Inc.), Kyzyl-Orda in 1998. In late 1999 he arrived at Aksai, Kazakhstan, to undergo training as an engineer in the CT department of Schlumberger Logelco Ltd. He used to work as a FE at Karaganchak and Tengiz fields. In 2001, he was sent as principal field engineer to Port Harcourt, Nigeria. After returning to Kazakhstan in 2004 Zagranichny was principal CT engineer in Aktubinsk. In 2005 he was appointed chief engineer of the department of CT service for Russia in Moscow. In 2006 he became chief technical engineer of this department. In 2008 he was appointed head of Eastern Siberia and Far East marketing department of Schlumberger Vostok Ltd. In 2009 he changed his working place for Trican Well Service LLC, where he held position of technical engineer and CT expert. He is working at Vankoski field, Krasnoyarsk Krai at the moment.

Mr. Zagranichny has published over 10 technical articles on CT technologies in the Russia Federation and abroad. While working for Schlumberger he used to organize seminars on CT technologies for Russian O&G companies.

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: главный редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – marketing@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала
на 2011 год – 3000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала
на 2011 год – 2100 рублей.

**Специальное предложение! Годовая подписка
на печатную и электронную версии – 4500 рублей.**

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2011 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	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и 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-in-chief – cttimes@cttimes.org, marketing
 and advertising – marketing@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version
 of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.
 E-subscription is available! Cost of annual e-version
 of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

**Special offer! Annual printed subscription +
 e-subscription is \$150,00.**

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2011

☐

for printed version

☐

for e-version

I would like to subscribe as

Send the Subscription Invoice

☐

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

