



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

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель
генерального директора NOV Фидмаш

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

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

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный
директор NOV Фидмаш

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

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

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

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

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

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

R. CLARKE, Editor-in-Chief

D. GRIBANOVSKY, Deputy Director General
of NOV Fidemash

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

A. LAPATSENTAVA, Director General of
NOV Fidemash

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

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

E. SHTAHOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General of «RosTEKhtnologii»

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

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

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

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

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
РЕДАКТОР – Алексей Хоружко (cttimes@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА –
Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ПЕРЕВОДЧИК – Вячеслав Баранов (vb@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 промышленной химии РГУ
нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель
директора УП «Новинка»; К. Ньюман, технический
директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н.,
профессор; В.И. Шамшин, зав. сектором
ОАО «Газпром»; Ю.А. Иконников, нач. отдела добычи
ОАО «Лукойл».
ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ – Ирина Груздилович
(ig@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** –
Татьяна Сёмкина (ts@cttimes.org); **КОМПЬЮТЕРНАЯ**
ВЕРСТКА И ДИЗАЙН – Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – magazine@crkt.ru

EDITOR-IN-CHIEF – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR – Aleksei Khoruzhko (cttimes@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Olga Gabdulkhakova
(ovg@cttimes.org);
TRANSLATOR – Viachaslau Baranau (vb@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** –
Tatiana Siomkina (ts@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN –
Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – magazine@crkt.ru

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.

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,
Акмаш-холдинг, ТЕГАС, Global Tubing, Формост,
Фидмаш, Swellfix, NOV Asep Elmar, NOV CTES, SPE/ICoTA

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей
и заинтересованных лиц.
Отпечатано в типографии «Зималетто»,
Беларусь, г. Минск
Заказ № 5891

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.

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,
Akmash-holding, TEGAS, Global Tubing, Foremost,
NOV Fidmash, Swellfix, NOV Asep Elmar, NOV CTES,
SPE/ICoTA

The Journal offers a cooperation
to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

В фокусе номера журнала «Время колтюбинга», который вы держите в руках, юбилейная, 10-я Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, которая состоялась в Москве в сентябре этого года. Я являлся участником этого события и спешу засвидетельствовать, что форум прошел очень плодотворно. Судите сами: полторы сотни участников, более трех десятков докладов, присутствие представителей практически всех нефтегазодобывающих и сервисных компаний – главных игроков нефтесервисного рынка России, поддержка Министерства энергетики России, открытие российского отделения ICoTA... Впрочем, подробнее о конференции вам расскажет журнал. Я же хочу поделиться своими личными впечатлениями. Я не устаю поражаться тому, с каким энтузиазмом российские сервисники впитывают новую информацию, как они стремятся получать знания о новейших технологиях и оборудовании для внутрискважинных работ. Вопросы Кену Ньюману, руководившему семинаром «Колтюбинг и его применение», задавали специалисты известных сервисных компаний. Кстати, этот семинар, который уже традиционно предваряет сессии конференции, – явление уникальное на постсоветском пространстве. Где еще слушатели всего за восемь часов имеют возможность в концентрированном виде получить самую важную информацию о технологиях с использованием гибкой трубы?

Жажда новых знаний – вот то, что отличает российских коллег. И, наверное, не в последнюю очередь благодаря этой жажде, колтюбинг в минувшее десятилетие развивался в России вдвое быстрее, чем в мире в целом.

Еще один акцент номера – бурение колтюбингом. Редакция продолжает развивать эту тему, поскольку к ней наблюдается устойчивый интерес со стороны читательской аудитории. В выпуске вы найдете материалы о геологических аспектах этой технологии, краткий дайджест о ее применении, ответы на вопросы наших читателей видного специалиста, основателя и управляющего директора компании AnTech Энтони Мижевски. В последующих номерах тема будет продолжена. В редакционном портфеле – фундаментальная статья по колтюбинговому бурению Кена Ньюмана.

Также хочу обратить ваше внимание на то, что мы начинаем публиковать тезисы докладов, озвученных на 10-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам. Публикация рассчитана на три номера, так что ждите продолжения.

А мы будем ждать от вас обратной связи – пишем в адрес cttimes@cttimes.org с вопросами специалистам и комментариями к материалам на сайте www.cttimes.org.

До встречи!

Рон КЛАРК



EDITORIAL

This issue of the Coiled Tubing Journal is focused on the 10th Anniversary International Coiled Tubing and Well Intervention Conference which took place in Moscow this September. I was involved in the event and I am eager to attest to the fruitfulness of the Forum. You may see for yourselves: over a hundred of participants, more than thirty reports, representatives of practically all producing and service companies – the major Russian oilfield services market players, support provided by the Russian Ministry of Energy, and the ICoTA Russian Chapter declared open ... While you may find all the details about the Conference on the pages of the Journal, I would like

to share my own impressions. I can't help admiring the enthusiasm of the Russian oilfield servicers who drink in new information and endeavour to obtain knowledge on advanced technologies and equipment for downhole operations. Ken Newman, the host of the 'Coiled Tubing and Its Applications' Short Course, answered the questions by specialists of renowned service companies. In fact, this Short Course, which traditionally precedes the Conference sessions, is unique for the former Soviet Union territory. It is nowhere else that the audience has an opportunity to acquire the most significant information on coiled tubing technologies in a concise form.

Thirst for knowledge is the most distinguishing feature of our Russian colleagues. And this thirst is among the factors that ensured the pace of Russian coiled tubing development being twice as high as in the rest of the world.

Another highlight of the issue is coiled tubing drilling. Our editors keep dwelling upon the subject as it enjoys a sustained interest from our readership. This issue presents information on the geological aspects of the technology, a brief Digest on its application and the Questions to Specialist section with Anthony Miszewski, a notable expert, the AnTech founder and Managing Director, giving his answers to the questions of our readers. The following issues are going to pursue the subject. Ken Newman's fundamental article on CT limits coiled tubing drilling is among the manuscripts in editor's hand.

Apart from that, I would like to draw your attention to the abstracts from the reports delivered in the course of the 10th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference which we are starting to publish. The publications are meant for three issues, so, the subject is to be continued.

As for us, we hope for the feedback on your part in the form of letters addressed at cttimes@cttimes.org and putting questions to experts, and in the form of comments upon the information presented at www.cttimes.org

Looking forward to hearing from you!

Ron CLARKE

содержание

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

В десятый раз, как впервые
(10-я Международная конференция
по колтюбинговым технологиям
и внутрискважинным работам)6

Первая, вторая и... крайняя
(мини-интервью с ветеранами первых
конференций)16

ЮБИЛЕЙ

Обратный отсчет (цитаты 1-й
Всероссийской конференции по
колтюбинговым технологиям)20

ПЕРСПЕКТИВЫ

ISoTA в России: плюсы
и возможности23

Бабин Эллисон

Успехи ISoTA в России26

ГОСТЬ НОМЕРА

Сервисным компаниям необходимо
объединение
(интервью с В.П. Архиреевым)30

ПРАКТИКА

Дмитрук В.В., Рахимов Н.В., Федосеев А.П.

Опыт применения колтюбинговых
технологий для ремонта скважин
на месторождениях Западной
Сибири40

Характеристики наиболее
распространенных колтюбинговых
установок, работающих в России50

ТЕХНОЛОГИИ

Беннекерс Герть-Ян, Паталаха А.В., Бурдин К.В.,
Кулинич Н.В.

ГНКТ в исследовательском бурении
месторождений Салымской
группы52

Магадова Л.А., Силин М.А., Давлетшина Л.Ф., Ефанова О.Ю.,
Исмагилов Ф.З., Ахметшин Р.М.

Колтюбинговые технологии для
обработки призабойной зоны пласта
нагнетательных скважин56

ИННОВАЦИИ

Россинг Майк

Применение новой технологии
расширения ствола скважины через
НКТ позволяет восстановить доступ
к зацементированной скважине62

Бурение колтюбингом: история,
достижения и инновации68

ТЕХНОЛОГИИ: БУРЕНИЕ КОЛТЮБИНГОМ

Войтенко В.С.

Колтюбинговое бурение – некоторые
проблемы адаптации к скважине72

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Колтюбинговое бурение (на вопросы
читателей отвечает Энтони Мижевски,
управляющий директор AnTech ltd).....80

ОБОРУДОВАНИЕ

Владыкин Денис

Колтюбинговое бурение
с применением азотных
компрессорных станций ТГА
Промышленной группы ТЕГАС83

Тезисы докладов, озвученных на
10-й Международной конференции
по колтюбинговым технологиям
и внутрискважинным работам88

А – Ω

Груздилов Леонид

Под крылом бабочки
(приглашение к дискуссии)96

CONFERENCES & EXHIBITIONS

For the Tenth Time, as if for the First Ever
(10th International Coiled Tubing and
Well Intervention Conference).....6

First, Second and... Next
(mini interview with the veterans
of the earliest conferences)16

JUBILEE

Final Countdown (citing the 1st All-Russian
Conference on Coiled Tubing)20

PROSPECTS

ICoTA in Russia: Advantages
and Opportunities23

Allison Babin

ICoTA Takes Big Strides in Russia26

GUEST OF THE ISSUE

Service Companies Need Consolidation
(interview with V.P. Arhireev)30

PRACTICE

V.V. Dmitruk, N.V. Rahimov, A.P. Fedoseev

Experience of Coiled Tubing Well
Workover Technologies Application
at Western Siberia Fields40

Manufacturer's Specifications Most
Widely Sold CTUs in Russia50

TECHNOLOGIES

Gert-Jan BenneKers, Alexander Patalakha, Konstantin Burdin,
Nikolay Kulinich

Coiled Tubing Application in Exploration
Drilling of Salym Oilfield52

L.A. Magadova, M.A. Silin, L.F. Davletshina, O.Y. Efanova,
F.Z. Ismagilov, R.M. Ahmetshin

Utilization of Coiled Tubing Technologies
for Bottomhole Formation Zone
Treatment of Injection Wells56

INNOVATIONS

Mike Rossing

The Use of New Thru Tubing Under
Reaming Technology Regains Full
Bore Access to Cemented Well62

Coiled Tubing Drilling: History,
Advances, Innovations68

TECHNOLOGIES: COILED TUBING DRILLING

V.S. Voitenko

Coiled Tubing Drilling – Some
Problems of Adaptation
to the Well72

QUESTIONS TO SPECIALIST

Coiled Tubing Drilling (Antoni
Miszewski is answering our readers'
questions)80

EQUIPMENT

Denis Vladykin

Coiled Tubing Drilling with the
Application of Nitrogen Compression
Station TGA, Industrial
Group TEGAS83

Abstracts of the Reports Given
at the 10th International
Coiled Tubing and Well Intervention
Conference88

A – Ω

Leanid Hruzdilovich

Under the Butterfly Wing
(join the discussion)96

В ДЕСЯТЫЙ РАЗ, КАК ВПЕРВЫЕ FOR THE TENTH TIME, AS IF FOR THE FIRST EVER

МНОГОЕ БЫЛО ВПЕРВЫЕ...

Впервые Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам праздновала круглый юбилей. Десятилетие!

Впервые в конференции приняли участие все крупнейшие игроки рынка сервисных услуг Роснефть, Газпром, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, Лукойл, Татнефть, Башнефть, ТНК ВР, Интегра, Шлюмберже, Halliburton, BJ Services, Weatherford, NOV Фидмаш, Global Tubing, Foremost и десятки других нефтегазодобывающих, нефтесервисных компаний, а также предприятий, создающих и выпускающих оборудование, ведущих научных и учебных заведений. Всего конференция собрала более сотни участников.

Впервые конференция, традиционно организованная Центром развития колтюбинговых технологий и журналом «Время колтюбинга», прошла при активном участии Международной ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA, объявившей о расширении своей деятельности в России.

Многое было впервые, потому что и торжественные слова официальных приветствий, и эмоциональные «ну, здравствуй» старых приятелей-коллег, с которыми давно, возможно, с прошлой годней конференции, не виделись, звучали волнующе, как в первый раз.

Десятая Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам состоялась 16–18 сентября в Москве. Снова в столице, после многих тюменских встреч, снова там, где в марте 1998 года все начиналось, когда российский колтюбинг делал свои первые шаги.

Любой юбилей – повод для воспоминаний, так устроена человеческая психика. В юбилейных датах есть философия вечного возвращения к точке отсчета, к рождению пусть локальной, но вселенной – вселенной российского колтюбинга. Нынешний юбилей не стал исключением. Форум открыл **председатель ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий Л.М. Груздилов**, участник и организатор всех

MANY THINGS HAPPEN FOR THE FIRST TIME...

It is for the first time that the International Coiled Tubing and Well Intervention Conference celebrated its tenth anniversary. Ten years!

It is for the first time that all the major market participants took part in the Conference: Rosneft, Gazprom, Gazprom Neft, Surgutneftegas, Lukoil, Tatneft, Bashneft, TNK BP, Integra, Schlumberger, Halliburton, BJ Services, Weatherford, NOV Fidmash, Global Tubing, Foremost, and also dozens of other oil and gas and oilfield service companies, as well as manufacturers of innovative equipment and leading research and educational establishments. In all, the Conference has gathered over a hundred of participants.

It is for the first time that the Conference along with its traditional initiators represented by the Coiled Tubing Technologies Development Centre (CTTDC) and the Coiled Tubing Times Journal had another active promoter – the ICoTA Intervention & Coiled Tubing Association, which announced its Russian Chapter to be opened.

All these welcoming ceremonies and emotional greetings between long-time colleagues who may not have seen each other since the last year conference sounded exciting, as if for the first time.

The Tenth International Coiled Tubing and Well Intervention Conference took place in September, 16–18 in Moscow. After Tyumen being its host for so many times it was again welcomed by the capital city, which in March 1998 saw its beginning and the first steps of the Russian coiled tubing.

It is only too human to consider any anniversary a motivation to give way to recollections. Anniversary dates possess the philosophy of the recurrent turning to the starting point, to the date of birth, which is both of local character and of universal scale – if the universe of the Russian coiled tubing is taken into account. This year anniversary was not an exception.

The forum was declared open by **Leanimid Hruzdzilovich, the Academic Council Chairman of the Coiled Tubing Technologies Development Centre**, the participant and initiator of the previous conferences and the founder of its current sponsors – the CTTDC and the Coiled Tubing Times Journal.

Each conference was a milestone on the way of the



предыдущих конференций, основатель нынешних организаторов конференции – ЦРКТ и журнала «Время колтюбинга».

Каждая конференция становилась этапом на пути последовательного и поступательного развития колтюбинга в России, ежегодно подводя промежуточные итоги. Юбилей дал повод говорить об успешном завершении определенного этапа. Итак, что изменилось за время, прошедшее со дня первой конференции? Докладчик отметил, что тогда, в конце 1990-х, эта конференция была единственной в ряду мероприятий подобного рода, которых ныне проводится до трех десятков в год. Однако на фоне этой «моды» Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам не потеряла своего первородства, напротив, стала брендом, приобрела славу уникального места встречи специалистов, кровно заинтересованных во внедрении высокоэффективных технологий нефтесервисных работ. Секрет востребованности этой конференции прост: в ней, в отличие от многих других, проводящихся по единому формату, были заложены ростки другого формата, которые и дали всходы. И дело здесь не только в традиционно сильном подборе докладов, освещающих самые свежие технические и технологические разработки и самый передовой опыт их практического применения. Изюминка – в профессиональном поиске ответов на самые актуальные вопросы нефтегазового сервиса, интенсивном общении, жарких дискуссиях между отечественными и западными специалистами.

В 1998 году в России было всего 46 колтюбинговых установок, в основном легкого класса, с усилием инжектора до 10 т. С их помощью проводился весьма ограниченный набор внутрискважинных операций, по большей части обработка призабойной зоны и удаление пробок. Ныне российский парк колтюбинговых установок состоит из 145 агрегатов, каждый из которых способен выполнять более сотни работ в год. В 1998 году было выполнено менее 1 000 работ, сейчас выполняется более 10 000 работ в год. Сургутнефтегаз – ведущая российская компания по применению гибкой трубы – впервые в мире

gradual progressive development of the Russian coiled tubing, each year summing up the interim results. The anniversary enabled to speak about completion of a certain stage. So, what has changed since the time of the First Conference? The speaker pointed out that while in the late 90's the Conference had no parallels, today there are about thirty events of the same trend. However, with all this background, the International Coiled Tubing and Well Intervention Conference hasn't lost its priority; on the contrary, it has become branded and acquired acknowledgement, being a unique venue for experts ardently committed to the implementation of high-efficiency oilfield service technologies. The high popularity of the Conference is easy to understand: unlike many others which stick to the same format, it had planted different seeds and they sprang up. It is not only about the tradition of a thorough selection of papers which highlight the cutting edge technical and technological achievements and the advanced experience of their practical application. Its secret lies in professional pursuit of answers to the most relevant questions of oilfield services industry and in intense interaction and spirited discussions held between both local and foreign experts.

In 1998 there were only 46 coiled tubing units, mainly of light class with the injection force of up to 10 tons. They could only allow a limited range of downhole operations connected, for the most part, with bottom-hole treatment and plug removal. Today, the Russian coiled tubing fleet encompasses 145 units, each able to perform over a hundred operations per year. In 1998 the number of operations performed was under 1,000; in 2008 it was well over 10,000. Surgutneftegas, the Russian leader in CT use, was the first in the world to put into practice serial employment of unique technologies, including side-tracking and coiled tubing drilling at depths of more than 3,000 m (including in underbalanced condition). Meanwhile, 75% of coiled tubing equipment used in Russia is produced by the enterprises of the FID Group. If its partner, the NOV Corporation, is taken into account, this share amounts up to 92% (10 000 services per year).

Leanid Hruzdilovich acknowledged the undeniable role of the Conference and the Coiled Tubing Times Journal in contributing to the Russian coiled tubing expansion rate which is almost twice as high as the world



Ken Newman консультирует российских специалистов
Russian specialists are consulting Ken Newman

освоила серийное применение таких уникальных технологий, как зарезка боковых стволов и бурение КТ на глубинах более 3 000 м, в том числе на депрессии. При этом 75% колтюбинговой техники, задействованной в России, произведено предприятиями Группы ФИД. А вместе с агрегатами производства их партнеров, корпорации NOV, эта доля доходит до 92% (10 000 работ в год).

Л.М. Груздилов отметил несомненную роль конференции и журнала «Время колтюбинга» в том, что темпы роста применения колтюбинговых технологий в России за эти годы были в полтора-два раза выше, чем в мире. Докладчик подчеркнул также, что на нынешней конференции присутствуют практически все игроки нефтесервисного рынка России, представители крупнейших российских и международных сервисных компаний. Весомость встречи придает и то, что ЦРКТ стал полноправным представителем ICoTA в России, правой рукой этой авторитетной всемирной организации нефтяников-сервисников.

С большим вниманием участники выслушали приветствие Министерства энергетики Российской Федерации, где, в частности, говорилось: «Жизнь показала, что регулярные встречи специалистов-практиков с заказчиками способствуют укреплению производственных связей и позволяют более активно внедрять в жизнь новейшие технологии и современное оборудование. Проведение подобных мероприятий позволяет участникам общего процесса ремонта и восстановления нефтяных и газовых скважин при личной встрече обменяться опытом выполнения видов работ, познакомиться с новыми технологиями, определить потребности в современном оборудовании, установить деловые контакты. Все это призвано повышать эффективность работы отрасли, снижать затраты при ПРС, КРС, снижать количество

rates. The speaker also emphasized that the Conference was attended by practically all of the participants of the Russian oilfield services market, as well as the representatives of major Russian and international service companies. The new status of the CTTDC which became the ICoTA's rightful representative in Russia and the right hand of this reputable world organization of oilfield services experts also added weight to the meeting.

The participants gave due consideration to the welcoming words of the Russian Federation Ministry of Energy which among other things said, "The life proved that regular meetings between experts and customers facilitate business relations and stimulate practical application of cutting-edge technologies and advanced equipment. Such events allow those who take part in oil and gas wells repair and maintenance to meet face-to-face and to share experience, to learn about new technologies, to determine demands for modern equipment and to establish business contacts. It is all aimed at upgrading the performance of the whole industry, reducing well servicing and well workover costs, and the number of non-operating wells. The Conference hosts almost all of the major Russian oil companies, as well as foreign service companies which earned their reputation within the years spent in the Russian market and the representatives of the so called small business which find their niche even in the period of crisis and make their contribution for the benefit of the industry. All the things combined make us expect the fruitful cooperation and the success of the Conference".

SHORT COURSE FOR BEGINNERS AND EXPERTS

The activities programme of the Conference included a one-day ten-hour Short Course "Coiled Tubing and Its Applications" on advanced technologies and equipment for downhole operations which was held under the guidance of **Ken Newman**, the main ICoTA founder. This Short Course is the only and thus, unique for Russia, condensed course on the coiled tubing basics.

простаивающих скважин. В работе конференции принимают участие почти все крупнейшие нефтяные российские компании, иностранные сервисные компании, многолетнее присутствие которых на российском рынке создало им заслуженный авторитет, а также представители так называемого малого бизнеса, которые и в условиях кризиса находят свою нишу и трудятся на благо отрасли. Все, вместе взятое, позволяет надеяться на плодотворное сотрудничество и успешную работу конференции».

СЕМИНАР ДЛЯ НАЧИНАЮЩИХ И ОПЫТНЫХ

Программа мероприятий конференции включала однодневный десятичасовой семинар по современным технологиям и оборудованию для внутрискважинных работ «Колтюбинг и его применение», проходивший под руководством ведущего организатора **ИСОТА Кена Ньюмана**. Этот семинар – единственный, а потому уникальный на просторах России, концентрированный обучающий курс по основам колтюбинговых технологий. Его программа разнообразна, она включает и теорию, основанную на классической физике, и сведения о богатом практическом мировом опыте, обобщенном автором курса. Перечислим лишь основные темы: «Труба. Наземное оборудование. Внутрискважинный инструмент. Применение колтюбинга. Технология колтюбингового бурения». Всем участникам были выданы материалы семинара. Вторая (практическая) часть семинара быстро перешла в интерактивную фазу: Кен Ньюман отвечал на многочисленные вопросы присутствующих.

Перед слушателями семинара выступили также специалисты **Группы ФИД С.В. Каблеш и С.А. Атрушкевич**. Каждый слушатель получил именной сертификат, подтверждающий прохождение курса, а также подробный конспект семинара, фактически представляющий собой системное изложение основ технологии колтюбинга и его возможностей.

ЗНАНИЯ И ОПЫТ

Два последующих дня конференции были поделены на шесть секций, вместивших около трех десятков докладов. Как и ожидалось, авангард выступлений составили практики – те, кто разрабатывает новые технологии и применяет их на скважинах. Начнем наш обзор с передового опыта компаний, удивляющих новизной подходов, качеством и уникальностью отдельных работ, а также с новых технологий, над которыми на конференции приоткрылась завеса секретности.

Широким и разносторонним опытом



Кен Ньюман
Ken Newman

Its content is varied, including both the theory related to the classical physics and wide practical knowledge consolidated by its author. Here is the list of just several main topics: “Tubing. Surface Equipment. Downhole Tools. Coiled Tubing Application. Coiled Tubing Drilling Technologies”. All attendees were given short course materials. The second (practical) part of the Short Course rapidly grew into the interactive stage with Ken Newman answering numerous questions of those present.

The course attendees also had an opportunity to listen to **S.V. Kablash and S.A. Atrushkevich**, the **FID Group** experts. Each of the participants got a personal certificate confirming the completion of the course and a detailed summary of the Short Course representing the system of fundamental principles of the coiled tubing technologies and its potential.

KNOWLEDGE AND EXPERIENCE

The following two days of the Conference were divided into six sessions covering about thirty reports. Practical experts predictably played the first fiddle as they are the people who develop new technologies and put them in practice. Let us start our review with the best practices of the companies that which never cease to amaze us with their unmatched approach, quality of operations and the unique procedures they establish and the advanced technologies they employ. The Conference witnessed the veil on some of them being lifted.

N.V. Rakhimov, the Engineering Manager of Gazprom Podzemremont Urengoi, the biggest enterprise in the organization of Gazprom which specializes in oil and gas services, shared the broad and varied experience in well service at Western Siberian fields. From 2001 through 2008, the enterprise managed to perform over 500 coiled tubing service operations, including those unique in kind. All the attendees expressed their heartiest congratulations upon N. V. Rakhimov's being conferred a degree in Engineering for his thesis work on coiled tubing technologies.

применения колтюбинговых установок для ремонта скважин на месторождениях Западной Сибири поделился **Н.В. Рахимов, главный инженер ООО «Газпром подземремонт Уренгой»**, самого крупного предприятия в структуре ОАО «Газпром», специализирующегося на нефтегазовом сервисе. За период с 2001 по 2008 год на предприятии с помощью колтюбинговых установок было проведено порядка тысячи ремонтов, в том числе уникальных. Присутствующие тепло поздравили Н.В. Рахимова с недавним присвоением ученой степени кандидата технических наук, которой он удостоился за диссертацию, посвященную колтюбинговым технологиям.

Главный инженер ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» Р.М. Ахметшин рассказал об опыте применения колтюбинговых технологий на месторождениях Татарстана. Колтюбинг здесь используется с 1998 года. За прошедший период силами семи установок отремонтировано и обработано более 5500 скважин различного назначения и оказано 350 услуг при традиционном КРС, освоены 32 технологические операции. Уникальным можно считать проведение работ с баржи по переликвидации скважины, расположенной в акватории реки в зоне подтопления. Был проведен полноценный ремонт скважины с разбуриванием двух цементных мостов, выполнением комплекса геофизических исследований, отключением пласта и установкой цементных мостов и цементной тумбы на устье скважины.

Ряд докладов представила «Шлюмберже», платиновый спонсор конференции, компания, отличающаяся своими научными разработками. **Менеджер по развитию бизнеса «Шлюмберже Лоджелко Инк.», к.т.н. К.В. Бурдин** выступил с сообщением «Технология «AbrasiFRAC» – значительное сокращение времени ввода новых скважин в эксплуатацию на Приобском месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз». Данная технология представляет собой интегрированный сервис, состоящий из комплекса ГРП и ГНКТ и позволяющий значительно сократить продолжительность цикла ГРП. Заметим, что именно интегрированный сервис и комплексные технологии признаются большинством аналитиков наиболее перспективными направлениями развития нефтесервиса.

Об уникальных ловильных работах с применением комплекса ГНКТ по извлечению геофизической сборки с кабелем на скважине А18-2 ЗАО «АЧИМГАЗ» рассказал **старший инженер-технолог «Шлюмберже Лоджелко Инк.» Н.В. Кулинич**. На глубине ≈1100 м была



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

R.M. Akhmetshin, the Engineer-in-chief of Tatneft Aktubinsk Rem Service, presented a profile of their expertise in applying CT technologies at the fields of Tatarstan. Coiled tubing has been in practice there since 1998. Over the period, 7 coiled tubing units have been employed for the purposes of well treatment and workover, with over 5500 various wells having undergone the procedure; 350 service operations have been carried out in the course of traditional well workover; 32 brand new technological operations have been brought into effect. Barge operations on repeated abandoning of the well located in the aquatorium of the river in sub littoral zone can be called unique as well. It became possible to carry out a full-fledged service of the well including elimination of 2 cement bridges, performing a range of geophysical operations, formation shutting down and fixing cement bridges and cement foundation pier at the well mouth.

Schlumberger, the Conference platinum sponsor renowned for its research work, rendered a number of reports. **K.V. Burdin, D.Sc., the Business Development Manager of Schlumberger Logelco Inc.**, delivered a presentation titled the “AbrasiFRAC” technology as means of significant reduction of cycle of bringing new wells into production at Priobskoe oilfield of Rosneft-Yuganskneftegas LLC”. This technology represents an integration of two services – Fracturing and Coiled Tubing (CT) – and allows the significant reduction of the fracturing cycle. It is worthy of note that integrated services and packaged technologies are acknowledged by most analysts as the most advanced oilfield service trend.

N.V. Kulinich, the Senior Production Engineer of Schlumberger Logelco Inc., presented a report on unique coiled tubing fishing operation on logging assembly with cable for ZAO Achimgaz well A18-2. The logging assembly (logging tool, cable head, 18 logging weights) with the cable were left in the well at the depth of ≈1100 m. The length of logging wire left in the well was 730 m. The top of the cable and paraffin plug were determined by an impression block at the depth of 376 m. The use of coiled tubing technology ensured, without

оставлена геофизическая сборка с кабелем в составе геофизического прибора, кабельного наконечника, 18 геофизических грузов. Длина оставленного кабеля составляла 730 м. Верх кабеля и следы парафинов были подтверждены при спуске печати на глубине 376 м. Использование комплекса ГНКТ позволило проводить работы без глушения скважины, обеспечило возможность циркуляции горячей жидкостью при растеплении пробки и значительное тяговое усилие для извлечения кабеля.

Еще одно выступление, представленное

Шлюмберже и озвученное старшим инженером-технологом

А.А. Слободжаниновым, было посвящено перфорированию на депрессии с применением колтюбинга и испытанию скважины за одну спуско-подъемную операцию. На платформе «Лунское-А» компании «Сахалинская Энергия» были пробурены наклонные скважины, требования к которым выдвигались следующие: минимум повреждения пластов при их перфорировании и испытание скважины непосредственно после перфорирования. Перфорирование производилось на глубине свыше 2200 м зарядами 4,5" HSD с использованием модифицированного превентора CIRP, который позволяет собирать и разбирать заряды под давлением. Также использовалась новая установка ГНКТ X-11, модифицированная для зимних условий, с трубой диаметром 2-3/8".

Опыт восстановления доступа к пласту с использованием технологии расширения ствола скважины ниже башмака обсадной колонны поделились **генеральный менеджер департамента работ через НКТ Weatherford Блейк Хаммонд и руководитель департамента ловильных и аварийных работ через НКТ этой компании Майк Россинг**. Они рассказали о конкретном случае, который произошел на скважине, расположенной у побережья Малайзии на глубине 60 м. Была проведена разгерметизация НКТ над стационарным пакером, а затем с помощью азота труба была расширена с 73 мм до 244,5 мм. Авторы доклада изложили историю скважины и проблемы, которые привели к необходимости цементированию, а также описали процедуру очистки, которая завершилась успехом и позволила возобновить полнопроходной доступ для бурения.

НА СТЫКАХ НАУК

Большинство технологий сегодня создается на стыках наук: геологии, механики, химии...

Главный научный сотрудник ООО «НК



killing the well, the opportunity to circulate with hot brine during hydrate – paraffin plug removal and required over pull for cable retrieval.

Another report on behalf of **Schlumberger** was delivered by **A.A. Slobodzhaniyov, the Lead Engineer**, and touched upon the underbalanced coiled tubing perforating and well test completed in a single trip. At the Lunkoye A platform of the Sakhalin Energy Company, there were drilled deviated wells with the following requirements being complied with: minimal formation damage when perforating and a well test performed immediately following the perforations. The perforating was carried out at a depth of over 2,200 m with 4.5" HSD guns using CIRP modified preventer which makes it possible to deploy and retrieve guns under pressure. A new X-11 CT unit fully winterized and equipped with a 2–3/8" tapered coiled tubing string was also made use of.

Blake Hammond, Weatherford Global General Manager Thru-Tubing, and Mike Rossing, Global PSLM Thru-Tubing Fishing and Milling of this company, presented a case study related to regaining bore access to formation under casing shoe using thru tubing underreaming technology. They told a story about the well located offshore Malaysia 60 meters deep in water. The tubing leak above the permanent packer was re-entered and nitrogen was used for the purposes of tubing expansion from 2 7/8" to 9 5/8". The speakers reviewed the history of the well and the problems that led to the cement job being performed, adding also the description of the cleanout procedure which was performed successfully and re-established full bore access to the perforations.

ACROSS SCIENCES

Most of the technologies emerging today are designed at the junction of sciences: Geology, Mechanics, Chemistry...

S.B. Beketov, D.Sc., the Chief Research Officer of the Rosneft Oil Company Research and Development Centre dwelled upon the CT technology of well service and production enhancement under low pressure conditions integrally designed under

«Роснефть»-НТЦ, д.т.н. С.Б. Бекетов рассказал о созданной под его руководством комплексной технологии ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов с применением КГТ в условиях низких пластовых давлений, суть которой заключается в использовании пенных систем при промывке скважин КГТ. Комплексная технология уже успешно внедрена в России и за рубежом.

Совместно с **ОАО «Татнефть» в Институте промышленной химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина** были разработаны и внедрены колтюбинговые технологии для ОПЗ нагнетательных скважин. Эту разработку трудно переоценить, поскольку химических составов, созданных специально для работы с гибкой трубой, на рынке явно недостаточно, и сервисникам нередко приходится подбирать промывочные жидкости, руководствуясь методом проб и ошибок. Подробности технологии в своем докладе раскрыла **к.т.н. Л.Ф. Давлетшина**, чья ожидающая защиты докторская диссертация посвящена именно вышеозначенной тематике.

Р.Н. Салдеев, руководитель проекта «Шлюмберже Лоджелко Инк.», озвучил доклад «Апробация и применение бесполимерной вязкоупругой самоотклоняющейся кислотной системы VDA на скважинах Астраханского ГКМ». Совместный проект компании «Шлюмберже» и ООО «Газпром добыча Астрахань» по использованию ГНКТ для ремонта скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении стартовал в 2007 году. Он уже завоевал серебряную медаль в международном конкурсе «Шлюмберже» – лучший проект 2008 года и номинирован на звание лучшего во всероссийском конкурсе ОАО «Газпром». В журнале «Время колтюбинга» № 1–2 за 2009 год уже рассказывалось о применении ГНКТ для очистки скважин АГКМ от отложений; в данном докладе рассматривалась практика использования ГНКТ для кислотных обработок скважин АГКМ с применением технологии компании «Шлюмберже» – самоотклоняющейся кислотной системы VDA® (Viscoelastic Diverting Acid) для селективной обработки призабойной зоны.

С докладом «Перспективы и пути развития колтюбинговой буровой техники» выступил **зав. кафедрой технической механики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н., профессор А.Г. Молчанов**. В фокусе доклада оказалось создание подводных гибридных буровых установок на базе атомных подводных лодок серии «Акула». Презентация больше напоминала научную фантастику, чем реально осуществимый проект. Что ж, поживем – увидим...



Сергей Бекетов
Sergey Beketov

his supervision, the essence of the technology being the use of foam systems for washing CT wells. Both in Russia and abroad, the technology has been put into practice to the best advantage.

The Institute of Industrial Chemistry at Gubkin Russian State Oil & Gas University and ОАО Tatneft designed and put into practice an acid treatment technology for injection wells. The technology is difficult to overestimate as the CT solutions are obviously in deficiency in the market, and service experts have to choose washing solutions by trial and error. The details of the technology were revealed in the report made by L.V. Davletshina, Sc.D., whose doctorate thesis to be maintained shortly is closely related to the subject matter specified.

R.N. Saldeev, the Project Manager of Schlumberger Logelco Inc., presented a report entitled “Testing and using of the VDA® viscoelastic polymer free self diverting acid at wells of the Astrakhan gas-condensate field”. The joint project between Schlumberger and ООО Gazprom Dobycha Astrakhan which incorporates the use of coiled tubing for well servicing in the Astrakhan gas-condensate field (AGKM) was launched in 2007. It has already won the silver award in Schlumberger's international competition for the Best Project of 2008, and is currently nominated for the Best Project within the all-Russia Gasprom Contest. In the CT Times issue No 1–2, 2009 there is an article that describes the use of coiled tubing for wellbore cleanouts at AGKM; the specified report covered the peculiarities of using coiled tubing and the Schlumberger VDA® (Viscoelastic Diverting Acid) self diverting acid system for selective acid bottomhole treatment.

A.G. Molchanov, the Engineering Mechanics Department Chairman at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, made a report “On the prospects and development trends of coiled tubing drilling equipment”. The report focused on designing the “Akula” series of nuclear submarine-based underwater hybrid-type drilling units. The presentation sounded

О ВОЗМОЖНОСТЯХ НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ...

Порадовали участников конференции и производители оборудования. Поскольку в колтюбинговых технологиях едва ли не самую важную роль играет гибкая труба, огромным интересом было встречено выступление **старшего технического консультанта Global Tubing LLC**, компании – золотого спонсора конференции, **Берни Луфта** «Повышение эксплуатационной надежности гибких труб за счет совершенствования технологии их производства». В докладе, в частности, было рассказано, как новые технологии фрезеровки труб, взятые на вооружение изготовителями колтюбинга, способствуют увеличению его надежности, устранению типичных недостатков в конструкции гибких труб и продлению срока службы колтюбинговых колонн. **Ведущий инженер-технолог ОАО «Уралтрубмаш» Е.Л. Симанов** озвучил доклад с похожим названием: «Модернизация производства длинномерных труб на ОАО «Уралтрубмаш». Справедливости ради отметим, что многие участники в прениях сетовали на то, что, несмотря на все меры, предпринимаемые российским предприятием, его продукция продолжает значительно уступать в качестве, а значит, надежности, западным аналогам.

Профессор университета г. Талса Стивен Типтон рассказал о возможностях созданной им испытательной машины для ускоренного тестирования гибкой трубы. Мы подробно рассказывали об этой инновационной разработке в прошлом номере журнала.

На фоне сообщения о тестовой машине, быстро получившей широкое практическое применение, некоторым диссонансом прозвучал доклад, озвученный **сотрудницей РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина С.В. Романенко** «Методика контроля состояния колонны гибких труб колтюбинговых установок в промысловых условиях». Практиками отвлеченные математические выкладки были встречены прохладно.

Технический директор NOV STES Кен Ньюман познакомил присутствующих с эффективным методом установки капиллярной трубы в колтюбинге.

Полному комплексу оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтеотдачи пластов было посвящено выступление **начальника отдела продаж и продвижения продукции СЗАО «Фидмаш»** (компании – серебряного спонсора конференции) **С.В. Юруткина**. В докладе были подчеркнуты преимущества



Берни Луфт
Bernie Luft

like extracts from a science fiction novel, rather than a feasible project. Well, we can only wait and see...

NEW EQUIPMENT OPTIONS...

The Conference participants were delighted to listen to the manufacturers too. As the coiled tubing is all but the most crucial element of CT technologies, the report on “Improving well intervention serviceability and reliability through advancement in coiled tubing manufacturing technologies” delivered by **Bernie Luft, the Senior Technical Consultant of the Global Tubing LLC**, the Conference golden sponsor, was met with enthusiasm. Among other things, the report demonstrated how advanced tube milling technologies applied to the manufacture of coiled tubing products can increase their reliability, overcome current limitations in coiled tubing design and increase the coiled tubing strings fatigue life. The title of the next paper, presented by **E.L. Simanov, the Lead Engineer at OAO Uraltrubmash**, sounded almost identical – “Modernization of coiled tubing production at OAO Uraltrubmash”. It would be fair to acknowledge that one of the matters for complaints brought in the course of debate was the quality and hence, reliability, of the Russian manufacturing production which despite all efforts still lags behind the Western counterparts.

Steven Tipton, Tulsa University professor, dwelled upon the potential of his invention – an accelerated coiled tubing fatigue testing machine. We gave a detailed account on the innovation in the previous issue of the journal.

The information on the testing machine which has been promptly put into practice made an unfavourable background for the report on “Methods of coiled tubing control at CT units in operational conditions” delivered by **S.V. Romanenko, an associate of Gubkin Russian State University of Oil and Gas**. Practical experts gave the cold shoulder to the abstract mathematics.

Ken Newman, the NOV CTES Technical Director, introduced the participants to the efficient

комплексной поставки оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов, так как в этом случае производитель отвечает не только за работу отдельных блоков и агрегатов, но и за конечные результаты. Была представлена новая продукция: колтюбинговая установка МК30Т-40 для работы как на суше, так и на морских платформах (в блочном исполнении, установленная на шасси); колтюбинговая установка тяжелого класса на полуприцепе МК30Т-50; инжектор нового поколения FM127; колтюбинговая установка для операций по межтрубному пространству; азотно-насосная установка А100; насосная установка Н504, многофункциональная (цементирующая) насосная установка Н1000С; система контроля и регистрации нового поколения СКР43М, а также сопутствующее оборудование для интенсификации притока и стимулирования скважин. Был представлен также обзор серийно выпускаемой техники, а именно: полный спектр колтюбинговых установок всех типов и полный комплекс для гидравлического разрыва пласта.

Ведущий конструктор СЗАО «Новинка»

С.А. Атрушкевич рассказал о новых возможностях для повышения нефтегазоотдачи пластов, которые предоставляют система направленного бурения СНБ89 и комплекс для создания глубокопроникающих каналов фильтрации КГК1.

Генеральный директор AnTech

Энтони Мижевски поведал об опыте испытаний КНБК COLT в задачах направленного бурения.

Практическому применению подобного оборудования – бурению с помощью колтюбинга – был посвящен доклад **ведущего инженера-технолога по сложным работам КРС «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» А.В. Паталахи** «Колтюбинг в исследовательском бурении месторождений Салымской группы». Работы проводились совместно с компанией «Шлюмберге» с целью оценки перспектив нефтегазоносности отложений Баженовской свиты, являющейся уникальным геологическим резервуаром, имеющим нетрадиционные признаки залежей УВ и слагающих их коллекторов. Доклад вызвал огромный интерес у слушателей и множество вопросов, на которые были получены исчерпывающие ответы.

Заместитель генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии» Е.Н. Штахов рассказал об инструменте для проведения различных технологических операций в скважинах с использованием колтюбинговых установок (материал опубликован в прошлом номере журнала «Время колтюбинга»).

method of installations of capillaries inside coiled tubing.

S.V. Yurutkin, Head of Sales and Promotion

Division of the Conference silver sponsor

SZAO Fidmash highlights in his report the advantages of complex delivery of equipment for high-technology stimulation operations. As in this case the manufacturer is responsible not only for functioning of separate modules and tools but also for the final results. The following equipment was dealt with in his report: MK30T-40 Coiled Tubing Unit for both onshore and offshore applications (skid design mounted on truck chassis); MK30T-50 Heavy Class Trailer Mounted Coiled Tubing Unit; FM127 new generation Injector; Coiled Tubing Unit for operations in intertubular space; A100 Nitrogen Pumping Unit; H504 Pumping Unit; H1000C Multifunctional (Cementing) Pumping Unit; SKR43M Control and Data Acquisition System of new generation; and also auxiliary equipment for well stimulation operations. The report included an overview of serial equipment, in particular the whole range of Coiled Tubing Units of all types and Fracturing Fleet.

S.A. Atrushkevich, the Lead Design Engineer of SZAO Novinka, brought up an issue of new production enhancement opportunities offered by SNB89 system of directional drilling and KГK1 unit for deep filtration channels. **Toni Miszewski, the AnTech Ltd Managing Director**, related the directional drilling experience with the new COLT bottomhole assembly.

The “Coiled Tubing application in exploration drilling of Salym oilfield” report made by **A.V. Patalakha, the Lead Engineer on challenging well workover operations at “Salym Petroleum Development H.B.”**, was devoted to the implementation of the above mentioned equipment in the process of coiled tubing drilling. The work was carried out in cooperation with Schlumberger Company for the purposes of assessment of the presence of oil and gas content in Bazhenov formation deposits, a unique geological horizon with unconventional indications of hydrocarbons and reservoirs. The report aroused immense interest with the audience and brought about numerous questions followed by exhaustive answers.

E.N. Shtakhov, the Deputy Manager General of the RosTEKTechnologii Research and Production Enterprise gave account of the downhole instruments for various CT service operations. (The information can be found in the previous issue of the Coiled Tubing Times Journal).

D.V. Vladyskin, the Deputy Director General of the Industrial Group TEGAS (the Conference Catalogue sponsor), dwelled upon the application of compression units in coiled tubing technologies, including the process of underbalanced drilling.

S. A. Shmonin, the Head of Marketing Department at OAO Sibneftemash, presented a semitrailer-mounted insulated cleaning unit for coiled tubing well completion (the “Potok” unit).

Заместитель генерального директора ПГ «Тегас» (спонсора каталога конференции) **Д.В. Владыкин** поведал о применении компрессорных установок для колтюбинговых установок, в том числе для осуществления бурения на депрессии. **Начальник отдела маркетинга ОАО «Сибнефтемаш» С.А. Шмонин** провел презентацию установки на полуприцепе очистительной термоизолированной для освоения колтюбингом (установка «Поток»).

В ПУТЬ

Третий, заключительный день конференции продолжился торжественной церемонией подведения итогов конкурса «Лучшая компания в применении техники и технологий повышения нефтеотдачи пластов», организаторами которого выступили ЦРКТ и журнал «Время колтюбинга», а спонсором призов – компания Global Tubing. Церемония состоялась на борту теплохода, совершающего мини-круиз по Москве-реке. Это тоже было впервые – и теплоход, и чудесные виды вдоль гранитных берегов.

Конкурс проводился в шести номинациях. **«Лучшей компанией в бурении с применением гибкой трубы»** стало **ОАО «Сургутнефтегаз»**, в номинации **«Лучшая компания в использовании передовых технологий повышения нефтеотдачи пласта»** победило **ОАО «Татнефть»**, **«Лучшей компанией по объемам оказанных сервисных услуг»** была признана **ГК «Интегра»**, а **«Лучшей компанией по применению новых технологий, связанных с КРС и ПРС»**, стало **ООО «Газпром подземремонт Уренгой»**. В номинации **«Лучшая компания по количеству и качеству выполненных ремонтных работ»** приз достался **ОАО «НК «Роснефть»**. **«Лучшей иностранной компанией на сервисном рынке России»** была признана **Шлюмберже**.

Там же, на борту «Аквамарина», были вручены свидетельства членам редакционного совета и научным консультантам журнала «Время колтюбинга». Под звон бокалов было объявлено о закрытии юбилейной 10-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам.

Теплоход причаливал к берегу. Участников ждали пути-дороги: в московские офисы на Софийской набережной, улице Намёткина, Сретенском бульваре... В Сибирь, Поволжье, Коми, Беларусь... За моря и океан... А через год – на 11-ю конференцию, где снова многое будет впервые: и встречи, и открытия. ☉



*Прогулка по Москве-реке
Cruise along the Moskva River*

TIME TO DEPART

The third day of the Conference, the concluding one, ended with the ceremony of summing up the results of the “Best Company at Applying Stimulation Technologies and Equipment” contest, its initiators being the CTTDC and the Coiled Tubing Times Journal, with the Global Tubing Company acting as the awards sponsor. The ceremony took place on board a motorship cruising down the Moscow River. It was another new experience – the motorship, and the breathtaking views along the granite-encased banks.

The contest comprised six nominations. **The Coiled Tubing Drilling Application Award** was given to **OAO Surgutneftegas**; **OAO Tatneft** won in the **Advanced Stimulation Technologies Application nomination**; **Integra Group** was named the **Company with the Widest Range of Services Provided**; and the **Gasprom Podzemremont Urengoi** got the **Application of Advanced Well Workover and Servicing Technologies Award**. The **Quantity and Quality of Repair Operations Award** went to **OAO Rosneft Oil Company**. **Schlumberger** was acknowledged the **Best Foreign Company in the Russian Services Market**.

There, aboard the “Aquamarine”, the Coiled Tubing Times editorial board and scientific consultants were presented with certificates. The chinking of champagne glasses announced the closing of the 10th International Conference on Coiled Tubing Technologies and Well Intervention.

The motorship was approaching the wharf. The participants were ready to set off: for their Moscow offices along Sofiyskaya Embankment, in Nametkin Street, or in Sretensky Boulevard... For Siberia, the Volga Region, Komi, and Belarus... Beyond the seas, across the ocean... With the 11th Conference looming ahead and promising new meetings and new findings. ☉

Первая, вторая и... крайняя

First, second and... next

Летчики не говорят: «Отправляюсь в последний полет».

Они говорят: «...в крайний».

Наверное, это неправильно с точки зрения стилистики, но абсолютно верно с точки зрения психологии. Мы отправляемся в очередной полет – одиннадцатый! Верим, что он будет крайним, а не последним.

В составе экипажа Международной конференции по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам есть и новички, и ветераны, которые вспоминают времена первых конференций, тогда еще всероссийских. Вспоминают с романтическим чувством легкой грусти, потому что они были лет на десять моложе и еще сильнее верили в чудеса новых технологий. За это время повзрослела и конференция. Впрочем, ветераны об этом расскажут лучше.

Pilots don't say: "I'm going on my last flight".

They say: "...next flight".

Probably this is wrong in terms of stylistics, but this is very correct from the psychological point of view. We are about to make our 11th flight. We believe that it will be next and not last.

The crew of International Conference on Coiled Tubing and Well Intervention includes both beginners and veterans, who recall the times of the first CT conference, defined as All-Russian at that time. These romantic memories are filled with light sadness. They were 10 years younger and their belief in the power of new technologies was even stronger. Yet, let the veterans speak for us.

**Николай РАХИМОВ, главный инженер,
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»**

**Nikolai RAKHIMOV, Engineer-in-Chief of
Gazprom Podzemremont Urengoi**

В конце 90-х кольтюбинговые технологии в России только начинали внедряться. Информации об их возможностях было очень мало. Поэтому на первых конференциях нередко возникали жаркие дискуссии по вопросам, которые сегодня кажутся банальными, абсолютно понятными и общепринятыми. А в то время ученые мужи на полном серьезе обсуждали простейшие, как оказалось, проблемы.

Сейчас уже накоплен и обобщен опыт работ, появились специалисты, которые делом своей жизни считают именно кольтюбинг. И на нынешней, 10-й конференции, как мы видим, докладчикам задаются специальные, конструктивные вопросы, а не общие, как бывало раньше. Идет работа именно специалистов, а не дилетантов. Такая эволюция, на мой взгляд, была неизбежна.

Еще один важный момент. Знаменательно, что первые конференции очень много внимания



In late 90s CT was a newly emerged technology. We had very little information about its opportunities. The first conferences gave way to hot controversy on issues that seem trivial, natural and generally accepted today. At that time the scientists seriously discussed the problems that seem so much simple now.

Today we are quite experienced and have qualified CT professionals, who are entirely committed to coiled tubing. The current, the 10th conference features reports on specific, constructive issues unlike it used to be before. Experts and not dilettantes are doing the job today. In my opinion such evolution was inevitable.

уделяли молодежи, делали ставку на нее. Ведь молодые люди легче принимают кардинальные решения и осваивают неизведанные области знаний. В сферу колтюбинга тогда пришло много перспективных специалистов – и в конструкторские бюро предприятий, и в сервисные компании. Ныне можно привести множество примеров успеха, ими достигнутого.

Блестящий пример – Константин Бурдин. В новую для себя область он пришел прекрасно подготовленным в ТюмГНГУ, это позволило ему сразу взять высокий старт. Он приобрел практический опыт, защитил диссертацию, сделался известным широкой публике специалистом в области технологий ГНКТ.

Колтюбинг, едва появившись в России, стал модным течением. Но труба сама по себе ничего не решает. Нужны технологии, сопутствующее оборудование, знания. Получать их, знакомиться с опытом коллег и новыми возможностями нефтесервиса и помогает конференция.

There is one more important point for consideration. It is remarkable that the first conferences gave a high priority to the youth. It is easier for young people to make comprehensive solutions and explore the terra incognita. Many promising specialists came at that time to development laboratories and service companies dealing with coiled tubing. Now we can cite examples of their successful achievements. One of the bright examples is Konstantin Burdin. He got a nice training for this new sphere at Tyumen State O&G University and it allowed him making a high start at once. He acquired some practical experience, defended his thesis and became a widely-known expert on CT technologies.

Hardly had the coiled tubing appeared in Russia, when it began extremely popular. But the tube on its own won't do anything. The corresponding equipment, technologies and knowledge are essential. The conference helps to gain the knowledge, absorb the experience of professionals and study new opportunities of oil service.

**Андрей БРЫЛКИН, коммерческий директор,
ОАО «Уралтрубмаш»**

**Andrey BRYLKIN, Commercial Director
of Uraltrubmash**

Первые конференции были локальными. В том смысле, что на них практически не было ни представителей сервисных компаний, ни зарубежных специалистов. Участники варились в своем российском или, шире, постсоветском котле. Но тогда свершалась революция. Как при начале всякого великого дела, бурлили страсти, клокотали эмоции. Сейчас идет уже эволюция – все более-менее спокойно, рынок устоялся.

Во времена первых конференций было по-своему интересно: у людей глаза горели, разговор шел более живой, общий. Сейчас же ведутся по большей части деловые переговоры в кулуарах. Это нормально: серьезный бизнес не терпит широких аудиторий.

Конференции дали возможность наблюдать, как мировые тенденции развития колтюбинга шаг за шагом побеждают в России. Отечественное направление некогда выражалось в проектировании установок не прозападного образца, в оригинальных разработках наших предприятий.

Существовали даже размеры труб, которые не использовались на Западе, а также технологии внутрискважинных работ, которые изобретались в российских компаниях. Кроме того, раньше нефтегазодобывающие компании, в составе которых работали сервисные подразделения, пытались использовать и развивать эти технологии.

А теперь, когда сервисные подразделения



The first conferences were local. They were attended by few representatives of service companies and foreign specialists. The participants were stewing in their own Russian, or more broadly, post-Soviet juice. But that was the time, when revolution was happening. Passions were raging and emotions swelling, just like it should be

with start of another great cause. Now is the time of smooth evolution with stable market, though.

The first conferences were somewhat interesting: the people's eyes glowed with excitement. Everybody shared a spirited conversation. At the moment we have business negotiations being held on the sidelines. This is natural: serious business has nothing to do with wide audience.

The conferences gave us a chance to see, how the global CT tendencies started to emerge in Russia, gradually, step by step. The domestic trend used to demonstrate original units designs, developed by the

выделились и превратились в самостоятельные структуры, оказалось, что выгоднее закупать готовые технологии, чем разрабатывать свои собственные.

Но несмотря на масштабную пропаганду, в том числе и в первую очередь с трибуны этой конференции, колтюбинг, на мой взгляд, все равно пока еще в России применяется недостаточно.

А там, где эта технология используется широко, информация, как правило, закрыта. Если на первых конференциях специалисты охотно делились опытом, и в результате могли рождаться новые, интегрированные друг в друга технологии, то ныне участники конференции зачастую рассказывают о своих достижениях намеренно завуалированно, опуская важные детали, не раскрывая сути. Возможно, это правильно с точки зрения бизнеса, но неверно с точки зрения развития технологий.

Вселяет осторожную надежду расширение деятельности ICoTA в России. Ждем, что эта организация станет пропагандировать не только западный, но и, в соответствии со своим названием, российский опыт колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

national companies. There existed tube dimensions that were not used in the West and well intervention technologies invented by Russian companies. Besides, the O&G producers, which had service divisions, tried to use and develop these technologies. Today, when service divisions are already independent firms, it turned out that buying ready-made technologies is more profitable than developing them on one's own.

In spite of large-scale publicity, including the promotion made at this conference, the CT is not applied in Russia widely enough or the information is usually held confidential. While at the first conferences the participants willingly shared their experience and this resulted in new integrated technologies, the today's participants of the conference often deliberately tell about their achievements veiledly omitting important details and hiding the core information. May be this is important from the point of business, but this is not right for technology development.

The opening of the Russian chapter of ICoTA brings cautious hope. We expect it to promote not only Western experience, but also Russian CT and intervention technologies, just as its name suggests.

Константин БУРДИН, директор по развитию бизнеса, Шлюмберже Лоджелко Инк.

Я являлся участником практически всех конференций, кроме первой. В те времена было намного меньше операторов, использующих колтюбинг, наблюдался огромный интерес к этой технологии со стороны заказчиков. Сейчас уже специалистам стало более-менее ясно, где колтюбинговые технологии применять эффективно, а где – нет. Заказчики трезво оценивают и экономические стороны, и технологические возможности ГНКТ. Сервисные компании всячески способствуют этому. В частности, компания «Шлюмберже» проводит для заказчиков обучающие курсы-семинары, показывающие возможности технологий с использованием гибких труб. Играют свою роль и статьи, которые мы публикуем в журнале «Время колтюбинга». Можно сказать, что мы ведем не популистскую, а серьезную разъяснительную работу.

На первых конференциях все казалось новым, неисследованным, удивительным. У всех участников было как бы детское восприятие колтюбинга, новых технологий и их возможностей. Неподдельный, живой интерес проявляли сервисные компании, особенно те, которые на то время еще не имели

Konstantin BURDIN, Business Development Director at Schlumberger Logelco Inc.



I participated in all conferences apart from the very first one. At that time there were much fewer operators using CT, but the customers were extremely interested in the technology. At the moment the specialists have a more or less clear vision, where the CT technologies are suitable and where not. The customers soberly assess their economic and technological

advantages. Service companies are doing their utmost to raise the public awareness. For instance, Schlumberger holds training seminars for customers, where they can learn about new technical opportunities of the CT. The articles published in The Coiled Tubing Times contribute to this process as well. We can say that that this is not populism, but rather a serious outreach.

Everything seemed to be new, surprising and unexplored at the first conferences. All the participants had a kind of

колтюбинговых установок в своем арсенале. Сейчас конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам проходят менее оживленно, но более конструктивно.

Наша компания стремится показывать на конференциях те разработки, которые стали применяться недавно и именно в России, а не в других регионах мира, где совершенно другие дебиты и экономическая эффективность скважин. Вот и на нынешней 10-й конференции в ряде докладов мы рассказали (естественно, с разрешения наших уважаемых заказчиков) о новых высокотехнологичных услугах, которые уже успешно оказываются в России.

Рубин АХМЕТШИН, главный инженер, ООО «Татнефть-АктюбинскРЕМсервис»

На 10-й Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, в отличие от предыдущих, присутствовало небывалое число зарубежных специалистов с интересными докладами. Я почерпнул немало информации, хотя многое мне, конечно, было уже известно.

Тем не менее, хотелось бы, чтобы в последующих конференциях принимало участие еще больше сервисных компаний, преимущественно российских. Было бы весьма желательно, чтобы своими разработками больше делились лидеры отечественного нефтегазового сервиса.

Конференция, ежегодно собирая участников, приносит большую пользу. Она предоставляет специалистам возможность живого общения, обстановку, в которой можно обменяться мнениями, обсудить проблемы и поделиться опытом. Ведь работая только у себя в регионе, варясь в собственном соку, очень трудно быть в курсе всех инноваций.

Ждем от журнала «Время колтюбинга» новых публикаций о конкретных внутрискважинных работах. Такие материалы нужны не только работающим специалистам, но и едва ли не в первую очередь – студентам, потому что знания, которые им дают в вузах, зачастую имеют отвлеченный характер и отстают от реальной практики.

Каждая конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам видится мне отрезком на пути продвижения новых возможностей нефтесервиса в России. Надеюсь, что так будет и в будущем. ☉

childish perception of the coiled tubing, new technologies and their possibilities. Service companies, especially those, which didn't have CT technologies in their technical armory, were displaying their genuine interest. Today the conferences on coiled tubing and well intervention are less animated, but more practical.

Our company is trying to exhibit at conferences the technologies that have been recently designed in Russia and not those from some other parts of the world with quite different production rates and economic efficiency of the wells. During the current, 10th Conference we presented a number of reports on new high-tech services, which are already successfully used in Russia. Naturally, we do it only with the courtesy of our clients.

Rubin AKHMETSHIN, Engineer-in-Chief at Tatneft Aktubinsk Rem Service



Unlike the previous meetings, the 10th International Conference on Coiled Tubing and Well Intervention featured a great number of foreign experts with interesting reports. Though I was already aware of many facts, I absorbed a big deal of interesting information.

Nevertheless, I'd like to see more service companies, especially Russian ones, at the next conferences. It

would be great, if the leaders of domestic oilfield services market shared their developments more enthusiastically.

The conference, which brings participants every year, does a lot of good. It gives professionals an opportunity of live communication, surroundings, in which they can share their opinions, discuss the problems and share their experience. Working locally and stewing in one's own juice, they find it difficult to maintain awareness of all the innovations.

We are awaiting new publications on intervention from the Coiled Tubing Times. Such materials are necessary not only for the working professionals, but also for students, because the knowledge they gain in the universities is often abstract and lags behind actual practice.

I regard every conference on CT technologies and well intervention as a step forward in promotion of new opportunities for Russian oil service. Hopefully, this trend will be continued. ☉

ОБРАТНЫЙ ОТСЧЕТ FINAL COUNTDOWN

Десять, девять, восемь, семь, шесть, пять, четыре, три, два, один, СТАРТ!

Ten, nine, eight, seven, six, five, four, three, two, one, GO!

Мы оглядываемся назад, в март 1998-го, во время, которое сегодня кажется уже далеким... Тогда практически все, кто в России был знаком с технологией коiled tubing, съехались в Первопрестольную на первую конференцию. Здесь нет тавтологии – разве что созвучие, потому что слова «первый» и «впервые» звучали тогда намного чаще, чем мы слышим их ныне.

Прошло десять конференций, ими коiled tubingовая отрасль в России отмеряет время – время коiled tubingа. Тогда на скважинах работало 46 установок, сейчас их 145. Рост более чем в три раза. И коiled tubingовых технологий в России тогда знали раз в пять меньше, чем ныне. Некоторые цитаты первой конференции сегодня кажутся наивными. Другие не потеряли своей актуальности. Прогрессивные технологии внутрискважинного ремонта развиваются непрерывно, как спираль познания, намотанная на катушку. Первый виток гибкой трубы – та самая первая конференция.

ЦИТАТЫ ПЕРВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ (1998 г.)

**Из вступительного слова заместителя
министра топлива и энергетики РФ
Е.С. Морозова:**

Интерес нефтяников и газовиков к сегодняшней конференции превысил наши ожидания. В зале присутствуют представители всех нефтяных компаний и акционерных обществ, РАО «Газпром», совместных предприятий, российских и зарубежных производителей оборудования, профильных научных институтов. К сожалению, российские производители пока не могут удовлетворить потребности нефтяников и газовиков в качественном оборудовании. Предприятия выпускают агрегаты с длинномерной

We are looking back to cast a glance at March 1998, which seems so distant from today... It was the time when almost all of those in Russia who were acquainted with coiled tubing technology gathered for the first Conference held in the first capital city. There is more of harmony in the last words than of tautology because nowadays we don't hear "first" and "for the first time" as often as we heard them then.

Ten conferences have been held, it is by them that the coiled tubing industry in Russia sets the time – the coiled tubing time. There used to be 46 coiled tubing units working; today there are 140 of them. The number of coiled tubing technologies put into practice in Russia has grown fivefold since that times. Some statements made at the first conference seem naive now. Others have remained relevant up to date. The advanced technologies of well intervention never stop in their development, like a spiral of knowledge winding around the reel. It was the first Conference where the first coil of the tube was made.

QUOTATIONS FROM THE FIRST CONFERENCE (1998)

**From the speech of E.S. Morozov,
Deputy Minister of Fuel and Energy
of the Russian Federation:**

The interest of oil and gas experts in the Conference exceeded our expectations. Representatives of all oil companies and joint-stock enterprises, RAO Gazprom, joint ventures, Russian and foreign equipment producers, field-specific scientific institutions are present here. Unfortunately, Russian producers still can't meet the requirements of oil and gas companies for

трубой примерно одного класса, способные работать на скважинах глубиной не более 2200 метров. Нерешенной проблемой остается производство отечественной длинномерной безмуфтовой трубы необходимого качества.

Из выступления заместителя начальника Департамента нефтяной и газовой промышленности Минтопэнерго РФ Б.Г. Выдрика:

Для России развитие колтюбинговых технологий приобретает особую важность в связи со значительным увеличением фонда простаивающих и требующих ремонта скважин, ростом удельного веса залежей с трудноизвлекаемыми запасами, увеличением количества наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также большим объемом работ по восстановлению внутрипромысловых коммуникаций (очистка, депарафинизация, внутреннее антикоррозийное покрытие коллекторов). Очевидно, что мы заметно отстаем во внедрении современного эффективного оборудования и новых технологий. Показателен тот факт, что сегодня практически впервые в России встретились специалисты по колтюбингу, представляющие всю нефтяную и газовую отрасли.

Из выступления начальника Управления НТП Минтопэнерго России В.Д. Курашева:

Предприятиями России не освоено производство надежных установок для освоения скважин, гидропоршневых струйных, а также винтовых насосных установок. Выпускаемые опытные установки с гибкими трубами ненадежны. Не освоено серийное производство комплексов для гидроразрыва пласта.

Из выступления советника президента ОАО РМНТК «Нефтеотдача», д.т.н. В.А. Максудова:

Несмотря на значительный рост популярности колтюбинговых технологий среди российских нефтяников и газовиков, агрегаты с ДБТ (тогда гибкая труба порой называлась и так) используются в России пока довольно редко. Анализ агрегатов ДБТ показывает, что наиболее распространены в России установки фирмы «Стюарт и Стивенсон». Установки российского производства используются крайне редко. Это свидетельствует о преимуществах агрегатов зарубежных фирм перед отечественными. Как отмечают эксплуатационники, импортные колтюбинговые установки отличаются прежде всего характеристиками ДБТ. Ее долговечность более чем вдвое превышает срок службы лучших российских труб.



Материалы подготовлены Белорусским фондом развития и поддержки изобретательства и рационализации (ФИД)
This publication has been prepared by The Belarusian Invention and Efficiency Development Support Fund (FID)

high-quality equipment. Manufacturers offer CT units of approximately the same class for the well depth up to 7,200 ft. Producing of the adequate-quality coiled tubing in Russia is still a problem.

From the speech of B.G. Vydrík, Deputy Chief of Oil and Gas Industry Department, Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation:

Development of coiled tubing technologies in Russia is crucial taking into account the growing amount of idle wells and wells requiring workover, the increase of the relative weight of hard-to-recover reserves, the number of directional and horizontal wells, and a considerable amount of work on intra-field communications recovery (reservoir cleaning, paraffin removal, inner corrosion-resistant coating). Obviously, we considerably lag behind in implementing innovative effective equipment and new technologies. It is meaningful that Russian coiled tubing experts of oil and gas industry have met today almost for the first time.

From the speech of V.D. Kurashëv, Chief of Scientific and Technical Progress Department, Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation:

Russian manufacturers haven't yet mastered the production of reliable units for well development, hydraulic fluid pumping stations and rotary pumps. Manufactured development prototypes of CT units are unreliable. Mass production of units for fracturing has not been adopted yet.

From the speech of V.A. Maskutov, Doctor of Engineering, Adviser to President of ОАО РМНТК Neftteotdacha:

Despite the growing interest in coiled tubing technologies among oil and gas experts, CT units

Из 10 видов наиболее распространенных операций обработки призабойной зоны и капитального ремонта скважин большинством нефтяных компаний выполняются 3–4 операции, связанные с промывкой забоя и зумпфа в нагнетательных и эксплуатационных скважинах.

Из выступления представителя ГАНГ им. Губкина, к.т.н. А.Г. Молчанова:

Анализ конструкций импортных агрегатов показал, что при всех их положительных качествах, прежде всего, высокой надежности, им свойственен ряд недостатков (список подается в сокращении):

- для обслуживания каждого компонента необходимы 2 человека, в результате общая численность бригады, выполняющей подземный ремонт, составляет 5–7 человек;
- кабина оператора расположена за барабаном для намотки гибкой трубы. Оператор во время работы не видит устья скважины и не контролирует работу уплотнителя гибкой трубы;
- система управления содержит большое количество электронных устройств, эксплуатация и ремонт которых затруднены в отечественных условиях;
- проходимость транспортных баз агрегатов не соответствует дорожным условиям на приустевых площадках.

Из резолюции 1-й Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям:

Спрос на применение прогрессивных технологий капитального ремонта скважин с длинномерной колонной труб постоянно растет. Ведущими нефтяными компаниями на агрегатах с ДБТ освоено до 10 наиболее распространенных технологических операций по капитальному ремонту скважин. Остальные компании производят 3–4 операции, связанные с промывкой забоя, гидратных пробок, удаления проппанта после гидроразрыва. Основной проблемой, решение которой могло бы существенно улучшить качество отечественных агрегатов, является создание:

- высокопрочных длинномерных безмуфтовых труб;
- тягового механизма (инжектора), позволяющего создавать равномерную сжимающую нагрузку по периметру трубы при тяговом усилии до 40–60 т;
- комплекса забойного инструмента для выполнения различных технологических операций. ©

are not frequently used in Russia. Analysis shows that the most widespread CT units in Russia are manufactured by Stewart & Stevenson. Units of national production are used extremely rarely. This speaks for the advantages of foreign CT units over the national ones. According to operators, foreign CT units differ in the characteristics of the tubing, foreign CT fatigue life is twice as long as that of the best Russian CT. Out of the most widespread operations of bottomhole treatment and workover, the majority of oil and gas companies perform just 3–4 operations, related to bottomhole and sump flushing in injection and producing wells.

From the speech of A.G. Molchanov, Doctor of Engineering, Reresentative of Gubkin Russian State University of Oil and Gas:

Analysis is of foreign CT units design shows that despite all the benefits, first and foremost – reliability, they have a number of disadvantages (the list is not complete):

- each component must be served by 2 people; as a result, the workover crew consists of 5–7 people;
- the control room is behind the CT reel; so the operator can't see the wellhead during the operation, and can't control the work of CT compactor;
- the control system contains a large number of electronic devices, which can't be easily operated and serviced in Russia;
- vehicle flotation of the units doesn't correspond to the road conditions on the wellhead sites.

From the resolution of the 1st All-Russian Coiled Tubing Conference:

There's a growing demand for the innovative technologies of workover with coiled tubing. The leading oil companies have mastered 10 most widespread technological operations of workover. The rest fulfill only 3–4 operations related to bottomhole flushing, hydrate deposits, removal of proppant after fracturing. The main challenge, which could significantly contribute to quality improving of national units, includes the developments of:

- high-tensile coiled tubing;
- injector that could create uniform compression load along the tubing perimeter in case the traction power is up to 40–60 tons;
- bottomhole assembly for various technological operations. ©

ICoTA в России: плюсы и возможности

ICoTA in Russia: Advantages and Opportunities

Итак, событие состоялось. В августе этого года после длительных переговоров совет директоров Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA проголосовал за расширение сотрудничества с Некоммерческим партнерством «Центр развития кольтюбинговых технологий». В результате ЦРКТ стал членом совета директоров ICoTA и получил право распространять привилегии ассоциации на своих членов. Комментируя знаменательное событие, Л.М. Груздилович, председатель ученого совета ЦРКТ и автор проекта «Время кольтюбинга», заявил: «Вступление ЦРКТ в ICoTA создает уникальные преимущества для членов Партнерства. Уверен, что теперь у специалистов кольтюбинговой отрасли в России появятся дополнительные возможности для обмена опытом внедрения инновационных разработок, повышения и поддержания профессиональной компетентности».

Необходимость создания подобного объединяющего центра в России назрела давно. В стране сформировался перспективный рынок для технологий кольтюбинга и внутрискважинных работ, по темпам роста превышающий мировые показатели. Налицо и стремление специалистов совершенствовать технические знания о возможностях повышения дебита и эффективности скважин. Однако многие представители отечественных компаний отмечают недостаточный уровень развития культуры и практики обмена информацией о новых технологиях. Действительно, одних декларативно-рекламных презентаций компаний недостаточно для повсеместного внедрения инновационных разработок на благо всего нефтесервисного общества. Необходимо взять на вооружение существующие международные примеры полноценного обмена опытом между специалистами из конкурирующих компаний, заказчиками и подрядчиками. Таким положительным международным примером, адаптированным к отечественным условиям и потребностям, призвана стать ассоциация ICoTA.

Журнал «Время кольтюбинга» не раз рассказывал о деятельности ассоциации. Напомним основные сведения. ICoTA основана в 1994 году в Хьюстоне и в настоящее время имеет пять региональных отделений: в США, Канаде, Европе, Латинской Америке и России.

Finally, the event has taken place. In August 2009 after long negotiations the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA) Board of Directors voted for accepting the ICoTA Russian Regional Chapter set up under the Coiled Tubing Technologies Development Center (CTTDC). Commenting on this outstanding event, Leanid Hruzdilovich, Senior Co-Chair of the ICoTA Russian Chapter, said: "From now on the CTTDC is a fully legitimate representative of ICoTA in Russia, which creates unique opportunities for its members. I'm positive that now coiled tubing industry experts will gain additional opportunities for staying abreast of innotavite solutions, for advancing and sustaining the level of professional expertise".

There has been a necessity to create such a uniting centre in Russia for a long time. Coiled tubing and well intervention market in the country is a promising one with the growth rates exceeding world figures. On the part of experts the thirst for knowledge of accepted industry practices enhancing well flow rates and production is also evident. Still many representatives of Russian companies indicate an insufficient level of culture and practice of new technologies information interchange. Indeed, solely declarative and promotion presentations of companies are not enough for country-wide implementation of cutting-edge solutions benefiting the whole oilfield services community. We should follow the existing international examples of mutually beneficiary communication between experts from rival companies, customers and contractors. Adapted to domestic market environment, such an example may be represented by ICoTA.

Coiled Tubing Times Journal has been regularly informing its readers of the Association activity. Let us outline the most important facts. ICoTA was established in 1994 in Houston, and it currently has five regional chapters: in the US, Canada, Europe, Latin America and Russia. The mission of ICoTA is to enhance communication, gather technical expertise, and promote safety, training,

Основная цель ассоциации состоит в поощрении обмена опытом и распространении знаний в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ. По данным на 2009 год, в совете директоров ICoTA заседают представители 29 компаний – сервисных (таких крупных игроков, как Schlumberger, Halliburton, Weatherford), производителей оборудования (в частности, NOV, Baker Hughes, Global Tubing) и нефтегазодобывающих (BP, ConocoPhillips и др.). Специалисты отрасли регулярно представляют свои новейшие разработки на конференциях и выставках, семинарах и региональных встречах в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере, а теперь и в Москве. Какие же преимущества получают члены ЦРКТ, обладающего правом распространять привилегии ICoTA? В целом это возможность приобщения к передовому международному опыту внутрискважинных работ. Членский билет ICoTA, обладателями которого станут члены ЦРКТ, дает возможность участвовать со значительными скидками – от 10 до 50% – в мероприятиях, проводимых при поддержке ассоциации. Размер ежегодного взноса для рядовых членов составляет 1500 рублей, а средняя стоимость участия в форумах международного уровня – 30 000 рублей. Согласитесь, выгода немалая.

Кроме того, каждый член ICoTA/ЦРКТ получит доступ к ресурсам библиотеки технических публикаций сайта www.icota.com. Здесь можно найти большую часть презентаций докладов на английском языке всех мероприятий ICoTA международного и регионального уровней. На сайте www.icota.com будет создана русскоязычная страница с переводом названий докладов. Российские специалисты смогут лучше ориентироваться в этом богатейшем потоке специализированной информации и выбирать наиболее интересные, с их точки зрения, презентации. В свою очередь редакция журнала «Время колтюбинга» будет вести переговоры с авторами указанных работ о возможности публикации материалов и развитии темы.

Центр развития колтюбинговых технологий, получивший право распространять привилегии ICoTA на своих членов, обращается к своим единомышленникам, специалистам, стремящимся к расширению горизонтов понимания последних достижений отрасли. Вместе мы сможем создать авторитетную организацию в России, которая будет работать на благо развития всего отечественного нефтесервисного общества. Структуру, направление развития которой сможет определять каждый рядовой член. Ассоциацию, которая позволит отдельным специалистам и компаниям стать достойными конкурентами крупнейших игроков на международной арене. Присоединяйтесь! ☺

По всем вопросам, касающимся деятельности ICoTA в России, обращайтесь: ovg@cttimes.org.

competency, and industry accepted practices. As of 2009, there are representatives from 29 companies in the Board of Directors – service providers (such major players as Schlumberger, Halliburton, Weatherford), equipment, tools and pipe manufacturers (including NOV, Baker Hughes, Global Tubing), producing companies (BP, ConocoPhillips, etc.). Industry leaders regularly present their innovative solutions at international forums, short courses and regional Lunch & Learn meetings in Houston and Aberdeen, Calgary and Stavanger, and now in Moscow. What are the benefits of ICoTA Russian Chapter / CTTDC membership? Most generally, its the opportunity of inclusion in the global cutting-edge well intervention experience. ICoTA membership provides opportunities of attending Association-supported forums with discounts up to 10–50 percent off the usual rates. The annual ordinary membership fee is 1,500 rubles, whereas the average non-member participation fee at the international conferences is 30,000 rubles. You must admit this excellent value.

Moreover, each ICoTA member will be granted an access to a member service directory on the website www.icota.com. Here one can find the majority of presentations in English given at the global and regional ICoTA events. It is planned to create a Russian-language page on www.icota.com with the translations of the presentations titles. Thus ICoTA Russian Chapter / CTTDC members will know their way around this specialized information-rich library and choose the most appealing paper. Coiled Tubing Times editorial staff, in its turn, will negotiate the possibility of publishing the papers and giving a better coverage of the topic with the authors.

Coiled Tubing Technologies Development Center, which has gained the right to extend ICoTA membership privileges to its members, addresses the like-minded people, the professionals who strive to broaden their horizons of understanding the current industry innovations. Together we have a chance to create an established organization in Russia, which will benefit the development of the whole national oilfield services community. The structure, in which each member can contribute to determining its policy. The association, which will enable individual members and companies to become worthy competitors to the major players of the global industry. Join us! ☺

If you have questions regarding the ICoTA Russian Chapter / CTTDC, please contact: ovg@cttimes.org.



Society of Petroleum Engineers
Aberdeen Section
www.spe-uk.org



Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota.com/europe

15th SPE ICoTA European Well Intervention Round Table

Well intervention: rejuvenating the North Sea

18 & 19 November 2009
Aberdeen Exhibition & Conference Centre

Europe's principal forum for exchange and learning about the latest developments in completion and intervention techniques and coiled tubing technology. 2-day technical conference and exhibition.

Keynote Speaker

Leo Koot

Managing Director
TAQA Bratani Limited

CONFERENCE 18 and 19 November - BOOK NOW!

Early Bird Discount £50 off

Discounted fee for Conference - Members £335 plus VAT

Non-members £425 plus VAT

Register online before 20th October at www.hulse-rodger.com

Group discount

Pay for four 2-day places, get a fifth place free (not available with the Early Bird discount)

PRE-CONFERENCE SHORT COURSE 17 November

Basic petroleum engineering and the drivers for well intervention

Fee - Members £125 plus VAT/Non-members £175 plus VAT

EXHIBITION

£1,200 for a 3 metre stand with one delegate place



Book online at www.hulse-rodger.com

For information or group bookings, contact SPE/ICoTA
event organisers Hulse Rodger & Co:

spe@hulse-rodger.com Telephone +44 (0)1224 495051

УСПЕХИ ICoTA В РОССИИ

ICoTA TAKES BIG STRIDES IN RUSSIA

Представьте мои удивление и восторг, когда я получила приглашение в Москву для представления Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA. Головной офис этой международной организации находится в Хьюстоне (штат Техас), поэтому возможность посетить Россию – огромную нефтегазодобывающую страну – представлялась завораживающей.

ICoTA гордится поддержкой, оказанной юбилейной, 10-й Международной конференцией по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам в Москве. Моя основная задача состояла в консультировании сотрудников журнала «Время колтюбинга», одного из организаторов конференции, по вопросам традиционных аспектов создания региональных отделений ICoTA, а также в участии в выставке и конференции.

Я не знала, чего ждать от мероприятия, поэтому была приятно удивлена количеством участников конференции – более 100. Такой уровень поддержки форума говорит в пользу конференции и выгодно отличает ее от других мероприятий регионального уровня, проводимых при поддержке ICoTA. Эта конференция была юбилейной, и у организаторов был накоплен достаточный опыт для того, чтобы продемонстрировать собравшимся высокий уровень профессионализма и качества представленной технической информации, охватывающей отрасль колтюбинга и внутрискважинных работ в России. И, конечно, прогулка по Москве-реке стала прекрасным завершением мероприятия. Во время церемонии закрытия состоялось вручение призов участникам, отмеченным организаторами за выдающиеся заслуги в отрасли.

Многие спрашивали меня о поездке и впечатлениях о России. За свою жизнь я ни разу не бывала в этой стране – лишь черпала информацию из книг и рассказов моих коллег. Меня поразила богатая история государства и столицы – города на семи холмах, вид на один из которых открывался из окон нашей гостиницы. Незабываемы впечатления от поездок в легендарном московском метро. Городская суета была очень непривычна мне, жительнице Техаса, штата, где тротуары практически пустуют. Москва – живой город. Хотелось бы лишь отметить, что если московские

Imagine my surprise and pleasure at being invited to travel to Moscow to represent the Intervention and Coiled Tubing Association, otherwise known as ICoTA. This international organization is based in Houston, Texas so the opportunity to travel to another vast oil and gas producing country was irresistible.

ICoTA was proud to co-sponsor the Russian Jubilee Conference Exhibition related to Coiled Tubing activities in the Russian Federation. My main task was to inform the co-sponsor, CT Times of the traditional aspects of setting up a local Chapter of ICoTA and to attend the conference and exhibition in Moscow.

I did not know what to expect so it was with great pleasure that I saw more than 100 attendees at the conference. This level of support compares very favourably to other local chapter conferences. Since this was the Jubilee conference it was clear that the organizers knew from experience how to impress the assembled group with a high level of professionalism and a steady flow of technical information about the Coiled Tubing industry. Certainly, the trip on the Moscow River was a grand event culminating with prize giving for those being recognized by ICoTA/CT Times for achievements in our industry.

Several people asked me about my trip and my thoughts on Russia. Being 30 years old and never having traveled to Russia, I really only had my readings and personal discussions with colleagues to rely on prior to traveling. Of course the rich history of the country is unmistakable as you peer up at the seven giant buildings on the seven hills, one of which was almost next to the hotel. Incredible journeys on the fabled METRO are unforgettable. The buzz of the city is so different from Texas where the sidewalks are almost deserted. Moscow is a “living” city. One thing though, please tell all Russian taxi drivers that if they bring their driving skills to Houston then their life



Эллисон Бабин с мужем в Москве
Allison Babin and her husband in Moscow

таксисты приедут со своими навыками вождения в Хьюстон, их вероятная продолжительность жизни значительно сократится!!! Шучу, конечно, но в России, кажется, еще не вошло в моду агрессивное поведение на дороге.

Сожалею о том, что у меня было лишь несколько дней для погружения в атмосферу и культуру российской столицы. Надеюсь, ICoTA и журнал «Время колтюбинга» вновь пригласят меня в следующем году. Я приму приглашение без малейших колебаний и постараюсь оставить время для посещения музеев, дворцов, храмов и просто для общения с жителями Москвы.

Хотелось бы поблагодарить журнал «Время колтюбинга» и других организаторов за внимание к деталям, которые так важны при проведении любой конференции и выставки. С нетерпением жду развития деятельности ICoTA в России и приглашаю новых членов в ЦРКТ, получивший право распространять привилегии ICoTA. По всем вопросам, касающимся деятельности ICoTA, обращайтесь **ababin@icota.com**.

Эллисон Бабин, секретарь Международной ассоциации ICoTA (Хьюстон, Техас)

expectancy may be considerably reduced !!! A joke of course but only because "road rage" does not seem to have infected Russia yet.

My regret is that I only had a few days to drink in the sights and sounds of Moscow and to try to feel the culture. Maybe ICoTA and CT Times will invite me again next year and I will come without hesitation, perhaps adding a few days of personal time to visit some important places like the major Museums, Palaces and Churches and simply to hang out with the people of this city for a while.

Thanks to all at CT Times for taking care of all the small details that are so important for the success of a conference and exhibition. I am looking forward to seeing the Russian ICoTA Chapter grow and to welcoming new members. You can always contact me at **ababin@icota.com** if you have any questions.

Das vadanya,

Allison Babin, Secretary ICoTA International (Houston, Texas)



ЗАЯВЛЕНИЕ

Задача ассоциации ICoTA состоит в поощрении обмена информацией, обобщении опыта применения инновационных технологий, содействии внедрению стандартов безопасности, профессиональной подготовки и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Категория членства и ежегодный членский взнос

Корпоративный член: Применимо к организациям или отдельным специалистам, играющим ключевую роль в колтюбинговой отрасли. Решение о предоставлении статуса корпоративного члена принимается советом директоров ICoTA. ☐ RUB 30000

Рядовой член: Применимо к отдельным специалистам колтюбинговой отрасли. Рядовые члены могут работать в специализированных комитетах ассоциации. ☐ RUB 1500

Организация или компания _____

Фамилия _____ Имя _____ Отчество _____

Должность _____

Сфера деятельности представляемой структуры (например, нефтегазодобывающая или сервисная компания) _____

Почтовый адрес _____

Город _____

Почтовый индекс _____ Страна _____

Телефон: _____ Факс: _____

E-mail: _____

Способ оплаты:

☐ Кредитная карта # _____ Защитный код: _____

Срок окончания действия: __/__/__ Имя владельца: _____

☐ Платежное поручение

Хотите ли Вы участвовать в работе специализированных комитетов? ☐ Да ☐ Нет

Хотите ли Вы, чтобы Ваша контактная информация была размещена в каталоге членов ICoTA ☐ Да ☐ Нет

Отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 9119 или по электронной почте ovg@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

СЕРВИСНЫМ КОМПАНИЯМ НЕОБХОДИМО ОБЪЕДИНЕНИЕ

SERVICE COMPANIES NEED CONSOLIDATION

В рубрике «Гость номера» выступает
главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП»
В.П. АРХИРЕЕВ.

*V.P. ARHIREEV, Chief Engineer of
Ural Design PNP, is our guest of the issue today.*

Время колтюбинга: Василий Павлович, каким колтюбинговым оборудованием располагает ООО «Урал-Дизайн-ПНП»?

Василий Архиреев: Наша компания имеет две установки колтюбинга: одна из первых, выпущенных Группой ФИД в начале 2000 года, М10 легкого класса и МК20Т среднего класса выпуска 2007 года. Наше предприятие ведет работы в трех регионах: Пермском, Удмуртском и Оренбургском. Работы выполняем по прямым договорам с заказчиками, в качестве которых выступают: ОАО «Удмуртнефть» Синорес, ОАО «Оренбургнефть» ТНК-ВР, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермский филиал ООО «Буровая компания «Евразия», ООО «Пермнефтеотдача», Пермский филиал ОАО «Когалымнефтепрогресс», малые нефтедобывающие предприятия Пермского края и Республики Удмуртия.

Услуги по ПНП (повышению нефтеотдачи пластов) и в области колтюбинговых технологий для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выполняем через договоры субподряда с сервисными предприятиями.

ВК: Можно ли сравнивать номенклатуру и качество работ, выполняемых с помощью старой и новой колтюбинговых установок?

В.А.: Технологии выполняемых работ с конструкциями установок, их производящих, напрямую не связаны. Конкретная производственная ситуация и требования исполнения технологий определяются поставленной задачей и заявленными требованиями заказчика. Любая из имеющихся в нашем распоряжении установок способна выполнять широкий спектр работ. Технические факторы, которые следует учитывать при подготовке и выполнении намеченных работ, – это грузоподъемность установки, длина колтюбинга и тяговое усилие инжектора. На обоих агрегатах мы выполняем технологические



Родился 8 марта 1963 года в г. Уржум Кировской области. В 1985 году окончил Пермский политехнический институт по специальности «комплексная технология разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений».

Трудовую деятельность начал помощником бурильщика КРС в Чернушинском управлении ремонта скважин (ЧУРС) Пермской области.

С 1985 года работал в НГДУ «Красноленинскнефтегаз» ХМАО: мастером бригады добычи нефти и газа; ведущим технологом ЦДНГ; мастером бригады КРС; мастером бригады освоения и КРС управления буровых работ Красноленинского УБР-1.

Основной трудовой стаж связан с ремонтами скважин в условиях Сибири и Крайнего Севера: продолжительное время был старшим мастером по сложным работам и начальником цеха КРС УПНП и КРС.

С 2002 года – мастер комплексной бригады Нарьян-Марской экспедиции бурения, выполняющей работы по заканчиванию, освоению и ремонтам скважин как с буровых установок 3-Д86, так и ремонтных агрегатов «Купер», «Кремко», «АРБ-100».

С 2007 года – главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП».

V.P. Arhireev was born on March 8, 1963 in Urzhum, Kirvovsk region.

In 1985 he graduated from Perm Polytechnic Institute with a degree in "Complex technology of development and exploitation of oil and gas fields".

He started his professional career as assistant workover driller in Chornushinskoe Department of Well Workover (CDWW) of Perm region.

From 1985 V.P. Arhireev worked in Oil & Gas Production Department Krasnoleninskneftegaz of Hanty-Mansiysk region as leading engineer of oil & gas production team; as leading technologist of Oil & Gas Production Department; as leading engineer of well workover team; as leading engineer of Development and Well Workover Department of Krasnoleninskoe Drilling Department-1.

His experience is connected with well workover in Siberia and the Far North: he was senior engineer of complex works department and well workover machine-shop manager of Oil Recovery Enhancement and Well Workover Department for a long time.

In 2002-2007 Vasilii Pavlovich worked as leading engineer of Naryan-Mar drilling expedition composite team. This team performed completion, development and well repair works using both drilling rig 3-D86 and repair units Cuper, Kremko, ARB-100.

He has been working as chief engineer of Ural Design PNP since 2007.

операции с гибкой трубой (ГТ) диаметром 38,1 мм, но если для М10 возможные предельные глубины выполнения работ ограничиваются 2000 м, то для МК20Т они достигают до 4100 м.

ВК: На каких видах работ специализируется Ваша компания?

В.А.: ООО «Урал-Дизайн-ПНП» является межрегиональным сервисным предприятием, которое специализируется на предоставлении услуг в области ПНП, колтюбинговых технологий, текущего и капитального ремонта скважин.

Наша компания выполняет работы по направлениям:

- интенсификация процессов добычи нефти методами физического и химического воздействия на продуктивные пласты в нефтяных и нагнетательных скважинах;
- текущий и капитальный ремонт добывающих и нагнетательных скважин;
- технологии колтюбинга установками МК20Т и М10.

Основное направление деятельности предприятия – сфера услуг направления ПНП, включая работы на добывающем и нагнетательном фонде, а также в скважинах с боковыми горизонтальными стволами (БГС). Широко применяем комплексные обработки призабойной зоны продуктивных пластов (ПЗП), которые включают:

- промывку ПЗП, в т.ч. промывки песчаных пробок и отложений различного рода (или вымыв проппанта после проведения ГРП);
- собственно обработку ПЗП, в том числе с привлечением технологий потокоотклонения жидкости;
- различные виды и методы воздействия на продуктивные пласты, в т.ч. ОПЗ кислотными комплексными составами или растворителями;
- стимуляцию притока различными методами, ТГКВ (термо-газо-кислотное воздействие), ВВВ (виброволновое воздействие) или гидровоздействие (ГРВ).

По этим операциям работаем в основном с привлечением установок М10. К настоящему времени мы провели с помощью специалистов завода-изготовителя СЗАО «Фидмаш» и собственными силами ее полную модернизацию.

Установка МК20Т задействована преимущественно при выполнении работ в Оренбургском регионе для ТНК-ВР, а также осуществляет разовые выходы на объекты других недропользователей.

Спектр предлагаемых технологий колтюбинга:

- работы на добывающем и нагнетательном фонде скважин, включая комплексные методы ОПЗ: выравнивание профилей и обработка ПЗП продуктивных пластов;
- работы по восстановлению проходимости в аварийных НКТ, в т.ч. фрезерование постороннего металла, проработка или разбуривание отложений;

Coiled Tubing Times: Vasili Pavlovich, what coiled tubing equipment does Ural Design PNP have?

Vasili Arhireev: Our company has two coiled tubing units: light class unit M10, produced by FID Group in early 2000, and mid class unit M20T of 2007. Ural Design PNP performs operations in three regions: Perm, Udmurtia and Orenburg. We work according to direct contracts with such customers as OAO Udmurtneft Sinopec, OAO Orenburgneft TNK-BP, ООО LUKOIL-PERM, Perm branch of ООО Eurasia Drilling Company, ООО Permnefteotdacha, Perm branch of OAO Kogalymnefteprogress, small oil producing companies of Perm region and Republic of Udmurtia.

Oil Recovery Enhancement (ORE) and coiled tubing technologies application services for ООО LUKOIL-PERM are subcontracted to service companies.

CTT: Is it possible to compare the range and quality of operations performed with the help of old and new coiled tubing units?

V.A.: Technologies of operations performed by units are not directly connected to their design. Specific production situation and requirements for technology performance are defined by the stated problem and the declared customers' requirements. Any of the units we have at our disposal is capable of performing a wide spectrum of operations. Technical factors that should be considered during planned job preparation and implementation are the following: unit load capacity, coiled tubing length and injector head pull capacity. Both units have a possibility to perform technological operations with coiled tubing (CT) of 1 ½ inch diameter. But the maximum running depth for M10 unit is 6562 ft, while M20T is capable of performing operations at a depth of up to 13451 ft.

CTT: What types of operation does your company specialize in?

V.A.: Ural Design PNP is an interregional service company, which specializes in rendering services in the field of ORE, coiled tubing technologies, well maintenance and workover.

Our company performs the following operations:

- stimulation of oil production processes using methods of physical and chemical influence on producing formations of oil and injection wells;
- producing and injection wells maintenance and workover;
- coiled tubing technologies application using MK20T and M10 units.

The main course of company activity is ORE services, including operations at producing and injection wells, wells with horizontal sidetracks. We widely use complex treatments of bottomhole formation zones (BFZ). These treatments include:

- резание прихваченных НКТ и восстановление циркуляции жидкости;
- работы в скважинах с БГС, включая комплексные обработки ПЗП;
- обработки БОПЗ (большеобъемная кислотная обработка ПЗП);
- аварийное глушение скважин.

Для выполнения работ нами используются материалы и химические реагенты российского производителя как наиболее привлекательные в плане соотношения «цена/качество» и позволяющие достичь не меньшей эффективности работ, чем зарубежные аналоги, а также мы имеем возможность по требованию заказчика привлекать реагенты импортного производства.

При необходимости мы выполняем работы по ликвидации гидратно-парафиновых пробок и отложений в НКТ. Нами внедряются также комплексные обработки скважин, включающие промывку забоя ГНКТ, ОПЗ и последующие работы ГРП на так называемом проблемном фонде скважин ППД заказчика. Эти технологии показали эффективность при сравнительно небольших затратах средств заказчика.

В скважинах с БГС нами выполняются работы по предварительному выравниванию профилей притока/приемистости и селективной обработке необходимых продуктивных пластов.

Для каждого типа коллектора, вскрытого скважиной, мы адресно, с учетом конкретных горно-геологических условий скважины, предлагаем кислотные составы, композиции и соответствующие модификаторы.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» в рамках своей деятельности активно сотрудничает с компанией ЗАО «Полиэкс», а также институтом «ПермНИПИнефть» и кафедрой «Разработка нефтяных и газовых месторождений» ПГТУ.

В 2008 году силами двух установок на объектах заказчиков нами был выполнен 221 скважино-ремонт. За первое полугодие 2009 года – 102 ремонта.

Мы вынуждены отвечать предложениям заказчика и идти на снижение стоимости выполнения работ, учитывая сложившуюся экономическую обстановку.

Стоит отметить, что установка М10 с течением времени стала отвлекать все больше сил и средств для выполнения профилактических и ремонтно-восстановительных работ, что, безусловно, сказывается на работе предприятия в целом и некотором ограничении возможностей и услуг, которые мы предоставляем заказчикам.

ВК: Как на деятельность Вашего предприятия влияет экономическая ситуация?

- BFZ flushing, including sand plugs removal, different types of precipitations cleanout (or proppants washout after hydraulic fracturing),
- BFZ treatment, including fluid baffling technologies utilization,
- different types and methods of influence on producing formations, including bottomhole zone treatment using complex acid solutions or solvents,
- various techniques of flow stimulation, thermal acid-gas treatment (TAGT), vibrowave action (VA) or hydro-action (HA).

These operations are performed mainly with M10 unit utilization. To date we have performed its full modernization with the help of specialists from SZAO Fidmash and our own efforts.

MK20T unit works mainly in Orenburg region for TNK-BP, also it performs one-off jobs for other operators.

The offered coiled tubing technologies include:

- operations at producing and injection wells, including complex BFZ treatment methods: profile leveling and BFZ treatment of producing formations;
- permeability recovery operations in emergency tubing, including foreign metal milling, precipitations processing and drilling-out; stuck tubing cutting and fluid circulation recovery;
- operations in wells with horizontal sidetracks, including complex BFZ treatments;
- large volume acid treatment of BFZ;
- emergency killing of wells.

To perform the operations we use materials and chemical reagents of a Russian producer since they

Taking into account the current economic environment we have to respond customer's proposals and decrease the cost of job implementation.

have good price/quality ratio and allow us to reach the level of job efficiency not lower than provided by foreign analogues. On customers request we also have a possibility to use reagents of foreign producers.

If needed, we perform operations on hydro-paraffin plugs and the tubing precipitations removal. We also introduce complex well treatments, including coiled tubing bottomhole flushing, BFZ treatment and following fracturing operations at the so-called “problem” fund of customer's pressure maintenance wells. These technologies showed their effectiveness while customer's funds input was relatively low.

In wells with horizontal sidetracks we perform preliminary inflow/capacity profile leveling operations and do selective treatment of necessary producing formations.



Колтюбинговая установка M10
M10 CT Unit

В.А.: Объемы работ по всем трем регионам, а точнее, по всем трем нашим основным заказчикам, не сокращаются, но снижена стоимость выполнения отдельных операций. Мы вынуждены отвечать предложениям заказчика и идти на снижение стоимости выполнения работ, учитывая сложившуюся экономическую обстановку. В данном случае мы берем в расчет, во-первых, ситуацию, а, во-вторых, партнерские отношения, сложившиеся между нашими предприятиями.

ВК: То есть Вы вносите коррективы в расценки?

В.А.: Более того, мы вынуждены их вносить. Многие сервисные компании, в частности международные, устанавливают расценки в бригадо-часах на весь комплекс работ, учитывая различные сценарии развития событий. Мы же работаем в основном по фиксированным ставкам за скважино-операции как наиболее понятным и прогнозируемым для заказчика, учитывающим основные виды выполняемых работ, и лишь на дополнительные работы предлагаем расценки и сметы.

В этом году нам пришлось снизить стоимость операций на 10% по отношению к ценам 2008 года по всем трем регионам.

ВК: Собираетесь ли Вы в этих условиях расширяться, приобретать новое оборудование?

В.А.: Мы не собираемся останавливаться на достигнутых результатах как в количественных показателях, так и тем более в качественных, особенно в расширении предоставления спектра услуг и технологий.

В текущем году мы стремимся как минимум выдержать достигнутый прежде уровень и даже внедряем некоторые ранее не освоенные технологии. Учитывая сокращение стоимости выполняемых работ, мы стремимся усовершенствовать применяемые

For each type of reservoir, uncovered by a well, we offer proper acid solutions, compounds and corresponding modifiers. Our choice depends on the specific well geological factors.

In the framework of its activity Ural Design PNP actively cooperates with ZAO Polieks, Perm Research and Design Oil Institute and the department of Oil & gas fields development of Perm State Technical University.

With the help of two units we performed 221 well workover operations at customers' objects in 2008 and 102 operations in the first half of 2009.

It should be noted that eventually M10 unit needs more and more efforts and funds for maintenance prevention and repair-and-renewal operations. There is no doubt that this fact has an effect on company's work in general, as well as provides some limitations on possibilities and services we grant for our customers.

CTT: How does the current economic situation influence your company?

В.А.: The quantity of operations performed in all the three regions (for all our three main customers) is not decreasing, but we had to decrease the cost of some operations. Taking into account the current economic environment we have to respond customer's proposals and decrease the cost of job implementation. In this case we consider not only current situation, but also partnership relations between our companies.

CTT: In other words, you make price adjustment, don't you?

В.А.: Moreover, we have to do this. Many service companies, particularly international, set the prices in drilling team day rates for all complexes of operations, taking into account different

технологии, а также освоить новые, более сложные виды работ, привлекательные для заказчика и, соответственно, выгодные для нас.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» – небольшое самостоятельное предприятие, и нам сложно с ходу закупать дорогостоящую специализированную технику, хотя потребность в ней, безусловно, имеется.

В 2010 году мы намерены приобрести одну установку МК20Т; есть желание закупить насосно-компрессорный агрегат Н504; машину для приготовления и закачки смесей, азотно-бустерную установку. Прицениваемся мы и к азотному комплексу А-100, но для нас он пока дороговат... А тем паче – импортные аналоги.

На предприятии разработана инвестиционная программа развития, а также программа оснащения и внедрения технологий, в рамках которых предусматриваются комплексное оснащение и вооружение, в том числе мы не забываем и об обеспечении качества предлагаемых заказчику работ.

Мы не собираемся останавливаться на достигнутых результатах как в количественных показателях, так и тем более в качественных, особенно в расширении предоставления спектра услуг и технологий.

Намечено приобретение модернизированной станции контроля и регистрации СКР-43-10 с программным обеспечением процесса ГНКТ; расширение спектра услуг с привлечением программного моделирования Fraco РТ матричных обработок ПЗП; закупка новой специализированной техники российского производства; внедрение мобильной химической лаборатории; обучение специалистов и т.д.

ВК: Какие именно новые технологии Вы собираетесь освоить?

В.А.: К примеру, цементирование скважин (это хотя и разовые, но востребованные операции); усовершенствование работ по выравниванию профилей приемистости; освоение пенных технологий, особенно пенокислотное воздействие, нормализацию забоев скважин и собственно освоение скважин; ловильные работы в НКТ на ГНКТ и геофизические работы с автономными приборами.

Основное направление освоения или усовершенствования технологий будет лежать в области уже привычных для нас работ на добывающем и нагнетательном фонде, к которым заказчики проявляют интерес. Думаю, в следующем году, половину работ будем вести на нефтяном фонде, процентов двадцать – в скважинах с БГС, а остальную часть работ – на фонде ППД.

Наша компания занимается также разработкой

scenarios of outcomes. We, basically, have fixed rates of well operations, as it is the most comprehensible and predictable way of payment for a customer, considering all main types of operations. Only some additional jobs have billing rates and estimates.

This year we had to decrease the cost of operations in all three regions by 10 per cent in relation to the prices of 2008.

CTT: Does your company plan to expand and purchase new equipment in these conditions?

V.A.: We are not going to be satisfied with what has already been achieved, both in quantitative and qualitative indices, especially in broadening of services and technologies rendering.

This year we are trying at least to hold the formerly achieved level and even to introduce technologies that were undeveloped. Considering the reduction of operations cost, we try to improve the applied technologies, as well as to cope with some new, more complicated types of operations that can be attractive for customers and therefore profitable for us.

Ural Design PNP is a small independent company. That is why we have difficulties with immediate purchase of expensive specialized equipment, though we, of course, need it.

In 2010 we are going to buy one МК20Т unit; pump-compressor unit Н504; mixture preparation and pumping machine, nitrogen booster unit. We also consider purchasing a nitrogen complex А-100, but now we can't afford it, let alone the foreign analogues.

Our company has worked out the Investment Development Program and the Technologies Equipping and Implementation Program, in the framework of which we plan to perform a complex equipping and arming. We also do not forget about the quality of operations offered to our customers. It is planned to buy a modernized data control and

We are not going to be satisfied with what has already been achieved, both in quantitative and qualitative indices, especially in broadening of services and technologies rendering.

acquisition station СКР-43-10 with coiled tubing processing software, to broaden the spectrum of services using software simulation of BFZ matrix treatment, to purchase new specialized equipment manufactured in Russia, to install a mobile chemical-analysis lab, to train specialists and so on.

CTT: What new technologies are you going to develop?

V.A.: These technologies are, for example, well cementing (although they are one-time operations, they are still in demand); the development of intake



**Колтюбинговая установка MK20T
MK20T CT Unit**

оборудования для радиального вскрытия продуктивных пластов с привлечением ГНКТ. К настоящему времени уже выполнена значительная часть работ по проектно-конструкторской документации, разработаны и изготовлены опытные образцы, проведены стендовые испытания оборудования, которые показали положительный результат.

ВК: Для того чтобы внедрять новые технологии, нужна объективная информация о них. Это аксиома. Откуда Вы черпаете знания?

В.А.: Это очень важный и интересный вопрос. Полезной, качественной и целевой информации о новых технологиях современного нефтесервиса, особенно о колтюбинговых технологиях и сопровождении этого вида работ, мало и недостаточно. Информация, которая распространяется на постсоветском пространстве, чаще всего представляет собой сугубо региональные разработки презентационного характера либо некоторые крупницы опыта отдельных компаний, которые остаются «закрытыми сами в себе». Информационное поле развития технологий не должно ограничиваться одним декларативным материалом, презентацией компании на рынке услуг. Необходим полноценный обмен технологиями и идеями, новшествами как в плане разработки, так и внедрения, а также обсуждение их успешности. Лишь некоторые аспекты ноу-хау и разработок могут являться индивидуальным показателем развитости сервисной компании и то – до определенного времени.

ВК: Как бороться со сложившейся тенденцией?

В.А.: Бороться с ней напрямую никак нельзя, да и нет необходимости. Возможный технологический «шпионаж» тоже вопроса не решает. Просто должно появиться понимание, что любая разработка является

capacity profile leveling operations; foam technologies, particularly foam-acid treatment, well bottomhole normalization and well development itself; fishing operations in tubing with coiled tubing utilization, geophysical operations with self-contained units.

The main direction of technologies development or improvement will lie in the field familiar to us – operations in producing and injection wells that attract our customers' interest. I think that next year 50 per cent of our operations will be performed in oil fund, 20 per cent – in the wells with horizontal sidetracks, 30 per cent – in pressure maintenance wells.

Our company is also developing equipment for radial drilling with coiled tubing utilization. To date we have carried out the major part of R&D work, prototypes have been developed and manufactured, equipment rig tests have been made and they shown positive result.

CTT: In order to introduce new technologies one needs to have objective information about them. It is an axiom. Where do you get knowledge?

В.А.: It is a very important and interesting question. There is a lack of useful, high quality and special information about new technologies in modern oilfield service, especially about coiled tubing technologies and accompanied operations. Information that is disseminated in the former Soviet Union countries is particularly about regional developments of presentation nature or is just crumbs of experience of single companies, which remain to be “closed in themselves”. Information field of technologies development should not be limited with declaratory sources, company presentation at service market. We need technologies, ideas and innovations exchange of full value both in the area of development

ноу-хау лишь до поры до времени, а затем она неизбежно находит массовое применение в незначительно измененном виде, подходе или исполнении. Разработчики идей, компании, особенно те, которые разрабатывают и внедряют новые технологии, просто обязаны научиться понимать, до какого момента стоит держать ноу-хау в секрете. Нельзя тормозить передовые технологии, работающие на благо всего нефтесервисного общества. Компании-лидеры отрасли способны стать флагманами во внедрении передовых технологий и при этом партнерами других сервисных компаний. Должна выработаться культура обмена информацией, и важную роль в этом процессе способен выполнять и уже выполняет журнал «Время колтюбинга», а также ежегодная Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам.

Информация, которая распространяется на постсоветском пространстве, чаще всего представляет собой сугубо региональные разработки презентационного характера либо некоторые крупницы опыта отдельных компаний, которые остаются «закрытыми сами в себе».

Считал бы целесообразным создание единого Центра колтюбинга, который будет являться организующей силой для сервисных компаний, использующих колтюбинг, компаний-разработчиков как специального оборудования, так и химических реагентов и материалов, – центра, который станет центральным звеном и локомотивом развития и продвижения колтюбинговых технологий. Создание такого центра позволит совместно решать целый ряд значимых вопросов расширения рынка услуг, а также вопросов производства оборудования и привлечения химических реагентов. Ведь все эти проблемы необходимо решать в комплексе.

В настоящее время создан подобный центр – НП «ЦРКТ», однако пока еще ему нет достаточного «оформления» и не хватает объединяющего статуса.

ВК: Какие технологии будут особенно востребованы в недалеком будущем?

В.А.: Принимая во внимание не только технические, но и экономические факторы, думаю, что будут востребованы радиальное вскрытие пласта и бурение с помощью колтюбинга, в том числе на депрессии, а соответственно и управление этими процессами, геофизические работы в скважинах, нормализация и восстановление забоев скважин с АНПД. Ныне лидерами этих направлений являются специализированные компании «Шлюмберге», «Сургутнефтегаз», «Интегра». Ориентируясь на лидеров отрасли, в процессе внедрения технологий участвуют и другие компании.

Information that is disseminated in the former Soviet Union countries is particularly about regional developments of presentation nature or is just crumbs of experience of single companies, which remain to be “closed in themselves”.

and installation. One needs to discuss the success of these ideas as well. Only few aspects of know-how and developments can be an individual index of a service company advances and only till a certain term.

CTT: How can we deal with the current tendency?

V.A.: We can't directly fight with this tendency, in fact there is no such need. Possible technological “espionage” cannot deal with it either. We just need to understand that any invention can be know-how only for some time, after which it becomes a popular application with just few changes of form or performance. Ideas developers, companies, especially those who develop and apply new technologies must learn to understand till what moment there is a need to keep know-how in secret. One must not slow down the development of advanced technologies, which work for the good of the oilfield service community. Major companies of the industry can become leaders in advanced technologies introduction and at the same time good partners of other service companies. One needs to form a culture of information exchange. Coiled Tubing Times Journal, as well as the International Coiled Tubing and Well Intervention Conference, play an important role in this process.

I think it is expedient to create a united Coiled Tubing Centre that will be an organizing force for service companies utilizing coiled tubing, companies-developers of both specialized equipment and chemical reagents and materials. It can become a central link and the engine of coiled tubing evolution and progress. The creation of such a Centre will allow us to solve together a whole set of important questions regarding service market expansion and chemical reagents utilization. It is necessary to solve all these problems in complex.

Nowadays there is a similar centre – NP “CTTDC”, but it needs more “adjustments” and it is lacking of uniting status.

CTT: What technologies will be in demand in the nearest future?

V.A.: Taking into account both technical and economic factors I think that the following technologies will be in demand: radial and coiled tubing drilling, including underbalanced drilling, and control of these processes correspondingly,

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.
НЕПРЕВЗОЙДЁННЫЙ СЕРВИС.

ВАШ НОВЫЙ ВЫБОР ГИБКОЙ ТРУБЫ



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

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

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



Мы сотрудничаем с некоторыми специализированными компаниями, совместно с которыми разрабатываем новое оборудование, и совершенствуем ставшие уже традиционными технологии колтюбинга. Понятно, что принципы в их основу кладутся знакомые и общепринятые, – никто не собирается изобретать велосипед. Но наши разработки, конечно же, будут несколько отличаться от тех, что предлагают другие компании, поскольку будут максимально приближены к нашим условиям и возможностям.

В ближайшее время получают развитие также технологии ГРП с использованием колтюбинга, комплексные геофизические работы с привлечением ГНКТ, программное обеспечение процессов работ и моделирование ситуаций, восстановление внутрипромысловых коммуникаций, ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах, колтюбинг как инструмент для глубоководных разработок. Крайне необходимо обучение специалистов новым технологиям.

Востребованность технологий колтюбинга будет только нарастать – это отмечают многие аналитики, но я считаю, что конкретная ситуация будет зависеть от развития и развитости предлагаемых технологий.

Спектр работ с применением гибких труб, безусловно, необходимо расширять. Как один из примеров: интересны вопросы добычи тяжелой нефти на уникальном Ярегском месторождении, разрабатываемом в настоящее время шахтным способом.

К сожалению, традиционные технологии КРС созданы давно, когда еще учитывались возможности, к слову сказать, доброй специализированной советской

geophysical operations in wells, normalization and recovery of wells bottomhole zones with diesel powered pump unit. At the moment the major companies, which specialize in this field, are Shlumberger, Surgutneftegaz and Integra. Keeping up with the leaders of the industry, other companies also take part in the process of technologies introduction.

We collaborate with some specialized companies to develop new equipment and to improve traditional coiled tubing technologies. It is obvious that only common and well-known principles lie in the basis of these technologies. We are not going to reinvent the wheel. But our developments, of course, will slightly differ from those of other companies, since they will be close to our conditions and capability as much as possible.

Ideas developers, companies, especially those who develop and apply new technologies must learn to understand till what moment there is a need to keep know-how in secret.

In the nearest time such technologies as hydraulic fracturing with coiled tubing utilization, complex geophysical operations using coiled tubing, operation processes software support and events simulation, intrafield communications recovery, repair-and-isolation operations in oil and gas wells, coiled tubing as a tool for deepwater innovations, will be developed. It is crucial to teach specialists to use new technologies.

The demand for coiled tubing technologies will merely increase. This fact is mentioned by many analysts, but I think that the specific situation will depend on the maturity and evolution of the offered technologies.

There is no doubt that one should extend the spectrum of coiled tubing operations. For example, there are some questions about heavy oil production at the unique Yaregskoe field that is being developed today using mine methods.

It's a pity that conventional well workover technologies were created long ago, when the possibilities of specialized soviet high-quality machinery were taken into account. However, the development of modern technologies proceeds very slowly, that's why the process of innovations introduction will be long and difficult, but of a great necessity.

Разработчики идей, компании, особенно те, которые разрабатывают и внедряют новые технологии, просто обязаны научиться понимать, до какого момента стоит держать ноу-хау в секрете.

техники, однако развитие технологий современного уровня идет крайне медленно, так что процесс внедрения инноваций будет трудным и длительным, однако необходимым.

ВК: Это удивительно при подавляющих преимуществах колтюбинга перед традиционными технологиями.

В.А.: Нужно понимать, что колтюбинговые технологии – это отдельное направление развития общей структуры и возможностей ремонта КРС. Говорить о подавляющих преимуществах колтюбинга перед КРС возможно в определенных ситуациях, это собственные категории разного уровня, но одного

CTT: The situation looks strange if we take into account the overwhelming advantages of coiled tubing over conventional technologies.

В.А.: We need to understand that the coiled tubing technology is a separate direction of

Востребованность технологий колтюбинга будет только нарастать, – это отмечают многие аналитики, но я считаю, что конкретная ситуация будет зависеть от развития и развитости предлагаемых технологий.

направления, и в определенных ситуациях, да – колтюбинг предпочтительнее и шире по возможностям. Затратные технологии КРС при определенных условиях и задачах будут постепенно заменяться прогрессивными. Переход должен быть гибким и безболезненным и в каждом конкретном случае зависеть от анализа задач, поставленных заказчиком, и технологий, предлагаемых сервисным предприятием. Во главу угла нужно ставить качество предоставляемых услуг – это главное.

ВК: В последнее время в России наблюдался стремительный подъем нефтесервиса:росло число независимых сервисных компаний, усиливалась конкуренция между ними, шла борьба за заказчика. Как будут развиваться эти тенденции?

В.А: Развитие нефтесервиса необходимо продолжать в любом случае, даже в условиях текущего экономического кризиса. Хотя сервис, образно выражаясь, сейчас и «поставлен на колени» из-за снижения расценок, а также особых условий и требований времени. Сервисные предприятия вынуждены работать на условиях, предлагаемых заказчиком, однако развитие все равно не стоит на месте. Расширяется спектр применяемых технологий, на новые рынки приходят инновации. До сих пор колтюбингом не охвачен целый ряд регионов! Очень важно как можно быстрее создать консолидирующую силу, которая должна сфокусировать развитие нефтесервисных компаний, помочь им в объединении и обмене опытом, это особенно необходимо небольшим предприятиям. В отличие от крупных, небольшим компаниям сложнее выдерживать общий курс развития и принимать на вооружение современное оборудование и технологии, хотя в определенных ситуациях малые компании оказываются в более выгодном положении, чем их крупные конкуренты. Я надеюсь, что такая объединяющая сила появится, поскольку потребность в ней настоятельно назрела.

Ведь речь идет не столько о выживании отдельных предприятий, сколько о развитии всего комплекса услуг в нефтяной и газовой отрасли, эффективности, качестве и значимости востребованных технологий. Стремление к совершенству и улучшению – вот главный вектор этого развития. ☺

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

common structure development and well workover possibilities. It is possible to talk about overwhelming advantages of coiled tubing over well workover only in certain situations. These are the proper categories of the different levels, but of one direction. And, yes, in some situations coiled tubing does have wider possibilities and advantages. Costly well workover technologies will be gradually replaced by progressive ones, but only for some problems and on definite conditions. This change should be flexible and smooth; for every specific case it should depend on the analysis of problems put by the customer and on the technologies offered by the company. The quality of the granted services should be of our primary concern.

CTT: There has been a sweeping rise of oilfield service in Russia recently. The number of independent service companies increased, the competition between them became stronger and the struggle for customers took place. How will this tendency develop?

V.A: We should continue the development of oilfield service anyway, even in the conditions of existing economic crisis. The service today is in a miserable state because of the job rates reduction, as well as special provisions and time requirements. Service companies have to work on the terms of the customer, but the development is still going on. The spectrum of technologies offered extends, innovations appear in the new markets. There are still a number of regions not involved in coiled tubing technologies utilization!

The demand for coiled tubing technologies will merely increase. This fact is mentioned by many analysts, but I think that the specific situation will depend on the maturity and evolution of the offered technologies.

It is very important to create a consolidating force, which should focus the development of oilfield service companies, help them to unite and to exchange experience, as fast as possible. It is especially necessary for small companies. Unlike huge companies, the small ones can hardly keep the track of development, purchase modern equipment and implement new technologies, though in certain cases small companies have advantages over big competitors. I hope that such a consolidating force will appear, since the necessity for such a force is strongly impending.

It is more a question of the development of the whole complex of oil and gas services industry, effectiveness, quality and significance of technologies in demand rather than the survival of certain companies. Striving for perfection and improvements is the main vector of this development. ☺

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

EXPERIENCE OF COILED TUBING WELL WORKOVER TECHNOLOGIES APPLICATION AT WESTERN SIBERIA FIELDS

В.В. ДМИТРУК, Н.В. РАХИМОВ, А.П. ФЕДОСЕЕВ,
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

V.V. DMITRUK, N.V. RAHIMOV, A.P. FEDOSEEV,
ООО Gazprom podzemremont Urengoy

ООО «Газпром подземремонт Уренгой» является самым крупным предприятием в структуре ОАО «Газпром», специализирующимся в области ремонта скважин и осуществляющим свою деятельность на месторождениях Западной Сибири, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Продление срока работы добывающих скважин путем повышения эффективности ремонта предприятие считает одним из приоритетных направлений своей деятельности и уделяет особое внимание разработке и внедрению передовых технологий, технических средств, а также организации новых форм работы по капитальному ремонту скважин.

До 1999 года все работы проводились, как правило, с применением подъемных агрегатов, для использования которых характерны значительные материальные и трудовые затраты. Эффективность работ при этом составляла 95–100%.

Но в связи со старением эксплуатационного фонда скважин месторождений Западной Сибири стоимость ремонта скважин с применением подъемных установок, особенно таких видов ремонта, как извлечение изношенного подземного оборудования (пакеры, хвостовики, НКТ и др.), водоизоляция, ограничение выноса песка, восстановление рабочих параметров скважин, а также ликвидация межколонных давлений и негерметичности эксплуатационных колонн возрастает многократно. Например, стоимость ремонтно-изоляционных работ одной скважины с извлечением подземного оборудования, восстановлением забоя и проведением водоизоляционных работ составляет в среднем от 12 до 17 млн рублей, а общие затраты на их проведение только по газовым скважинам составят более 2,5% от общей себестоимости добычи газа. Для сравнения: затраты на поддержание эксплуатации фонда скважин (отношение затрат на ремонт скважин к общим затратам на добычу газа) изменились с 0,25% в 1995 году до 1% в 1996 году, при этом с течением времени наблюдался постоянный рост данного показателя.

ООО Gazprom podzemremont Urengoy is the most major company within ОАО Gazprom, which specializes in well workover at Western Siberia fields situated mostly on the territory of Yamal-Nenets Autonomous Okrug. Increase of service life of producing wells by enhancement of well workover efficiency is one of the company priorities. The company pays special attention to development and implementation of advanced technologies and special techniques, as well as organization of new forms of well workover operations.

Before 1999 all operations were performed with lifting units. Utilization of these units is accompanied by considerable financial and labour costs. Operations efficiency was 95–100%.

But due to operating well stock ageing of Western Siberia fields the cost of well workover operations with lifting units increases dramatically. Particularly, it concerns such operations as old underground equipment removal (packers, liners, tubing and others), water shutoff, sand production limitation, well operating characteristics recovery and elimination of production casing leaks and between casing pressure. For example, the average cost of repair-and-isolation operations (RIO) for one well with underground equipment removal, bottomhole recovery and water shutoff is about 12–17 million Rubles. The total cost of these operations for gas wells is around 2,5% of total gas production net cost. For reference, the expenses for operating well stock maintenance (the ratio of well workover costs over total gas production costs) have changed from 0.25% in 1995 to 1% in 1996. Since that time this ratio had been constantly increasing.

These expenses are caused by the considerable increase of additional operations efforts. Such operations, including downhole equipment removal (operational packers, liners), should be performed because of both the technical state of downhole equipment and downhole conditions.

In order to periodically perform timely well workover

Эти затраты вызваны значительным увеличением объема дополнительных работ по извлечению скважинного оборудования (эксплуатационных пакеров, хвостовиков), обуславливаемого техническим состоянием как самого оборудования, так и скважинными условиями.

Сегодня для осуществления своевременного периодического ремонта скважин требуется применение малозатратных по времени, материальным средствам и людским ресурсам новых надежных способов и технологий ремонта.

Мировой опыт показывает, что в современных условиях вопросы повышения эффективности ремонта скважин следует решать в рамках экологической безопасности, снижая до минимума негативное влияние на окружающую среду деятельности предприятий по ремонту скважин. По решению ОАО «Газпром» с 1999 года на скважинах Уренгойского месторождения, а позднее и на месторождениях Ямбурга, начинается внедрение колтюбинговых технологий, результаты которых показали высокую экономическую эффективность. Применение колтюбинговых установок расширило технологические возможности в области ремонта скважин, позволив значительно увеличить разнообразие видов ремонта и объемы выполняемых работ.

На сегодняшний день разработка ряда малозатратных технологий, сокращающих стоимость и продолжительность ремонта, привела к изменению соотношения видов ремонта скважин в пользу колтюбинговых технологий (рисунок 1).

ООО «Газпром подземремонт Уренгой» за весь период деятельности с помощью колтюбинговых установок провело более 500 ремонтов, в том числе: ремонтно-изоляционные работы, промывку песчаных пробок, ограничение выноса механических примесей, установку цементного моста без глушения скважин и др.

Результаты работ приведены в таблице 1.

В качестве примера по снижению затрат можно привести расчеты по промывке песчаной пробки с помощью колтюбинговой установки. Сравнительный анализ данных показал сокращение продолжительности ремонта скважин и стоимости работ по сравнению с подъемными установками в 2–3 раза.

В таблице 2 приведены сравнительные результаты проведения промывки песчаной пробки с использованием подъемной и колтюбинговых установок.

При этом в большей части скважин после проведения промывки песчаных пробок наблюдается существенный

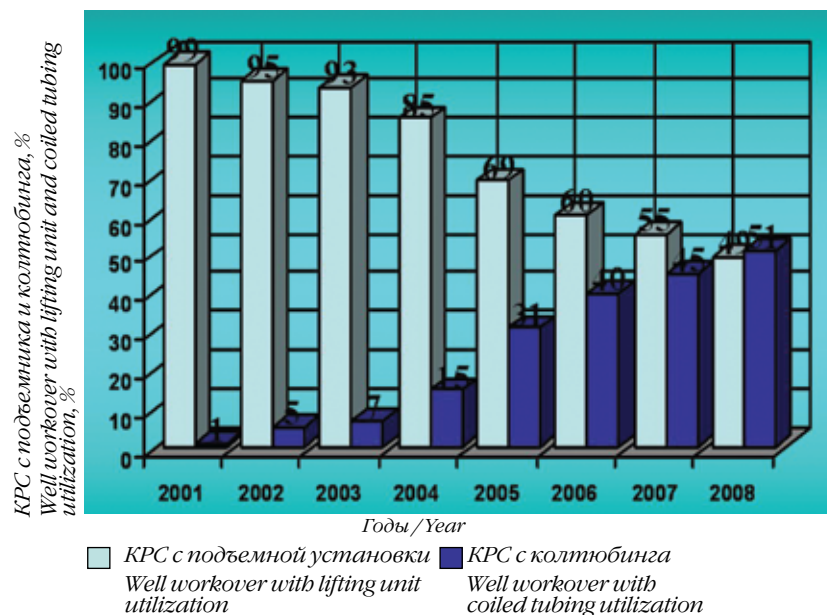


Рисунок 1 – Изменение соотношения ремонта скважин с использованием подъемной и колтюбинговой установок
Figure 1 – Change of the ratio of lifting unit – coiled tubing unit utilization for well workover operations

one has to use new reliable methods and technologies of well maintenance that need little time and financial efforts, as well as low labour costs.

World experience shows that in present-day conditions the problem of well workover efficiency increase should be solved in the framework of environmental safety concept by minimizing the negative influence of well workover companies on the environment. Since 1999, according to the decision of ОАО Gazprom, the utilization of coiled tubing technologies, which showed high cost efficiency, has started at Urengoi and Yamburg fields. Utilization of coiled tubing units extended technological possibilities in the area of well workover, having allowed to substantially increase the variety of well workover operations and the volume of these operations.

Today the development of several low-cost technologies, which reduce well workover expenses and duration, results in the increase of coiled tubing technologies applications with respect to other types of well workover methods (Figure 1).

Over the whole period of its activity ООО Gazprom podzemremont Urengoy performed more than 500 well workover operations, including RIO, sand plugs washing, limitation of mechanical contaminants production, cement bridging installation without killing a well and others.

The results of operations are given in Table 1.

As an example of costs reduction, it is possible to cite the accounts for sand plug washing operation with coiled tubing units. Comparative analysis of data has shown that active repair time and operation costs are 2 or 3 times less than those for operations with lifting units.

Таблица 1 – Виды операций при ремонте скважин, выполненных с помощью колтюбинговых установок
Table 1 – Types of well workover operations performed with coiled tubing units

№	ВИД РЕМОНТА THE TYPE OF WELL WORKOVER OPERATION	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН THE NUMBER OF WELLS	УСПЕШНОСТЬ, % SUCCESS, %
1	2	3	4
Газовые скважины – 380 скв. / Gas wells – 380			
1	Промывка песчаной пробки Sand plug washing	135	96
2	Промывка песчаной пробки, водоизоляция Sand plug washing, water shutoff	28	75
	РИР закачкой стиромали и Акор МГ RIO by styromal and Akor MG injection	8	71
	РИР закачкой Акор МГ и докреплением цементным мостом RIO by Akor MG injection and cement bridging torquing	6	83
	РИР закачкой ДЭГО цементного раствора RIO by dego-cement injection	4	50
	РИР установкой цементного моста в открытом интервале RIO with cement bridging installation in the open interval	7	72
3	Промывка песчаной пробки, закрепление ПЗП жидким стеклом Sand plug washing, tightening of bottomhole formation zone with liquid glass	19	89
4	Промывка песчаной пробки, интенсификация Sand plug washing, stimulation	16	100/63
5	Промывка песчаной пробки, улучшение приемистости поглощающих скважин Sand plug washing, improvement of the intake capacity of absorption wells	14	100
6	Ликвидация гидратно-ледяной пробки Hydrate-ice block elimination	33	100
7	Промывка фильтра ФСК-114 Washing of FSK-114 filter	6	100
8	Освоение скважины при АНПД пакерной системой эксплуатации, после ГРП и др. Well development under abnormally low reservoir pressure conditions with operational packer system, after hydraulic fracturing and others.	104	93
Газоконденсатные скважины – 97 скв. / Gas-condensate wells – 97			
9	Восстановление искусственного забоя Artificial bottomhole recovery	9	45
10	Ликвидация гидратно-ледяной пробки Hydrate-ice block elimination	25	100
11	Глушение скважин с неисправным подземным оборудованием Killing of well with failed underground equipment	7	100
12	Вывод из текущего простоя, интенсификация притока Current dead time termination, stimulation	18	55
13	Освоение и продувка скважины для проведения ПГИ Well development and expulsion for development survey realization	7	100
14	Освоение скважин после ГРП Well development after hydraulic fracturing	56	100
Нефтяные скважины – 40 / Oil wells – 40			
15	Ликвидация гидратно-парафинистой пробки Hydrate-paraffin plug elimination	39	100
16	Восстановление ИЗ Artificial bottomhole recovery	1	0

рост дебита за счет освобождения перекрытой части интервала перфорации.

При капитальном ремонте скважин с неисправным подземным оборудованием (обрыв НКТ, негерметичность Э/К и др.) кольтюбинговую технику применяют как отдельную операцию для выполнения работ по глушению скважин, разрушению гидратных и песчаных пробок, освоению, интенсификации притока углеводородов.

Следует отдельно отметить ряд основных проблем по капитальному и текущему ремонту скважин, с которыми столкнулись специалисты предприятия, и указать пути их решения.

Comparative results of carrying out sand plug washing operation with lifting and coiled tubing units are given in Table 2.

A considerable increase of well production rate is observed in most of the wells after performing sand plug washing operation. This happens due to release of blocked part of perforated interval.

During well workover with failed underground equipment (tubing string breakage, production casing leaks and others) coiled tubing technique is used for performing separate operations, such as killing of well, hydrate and sand plugs removal, well development, hydrocarbons flow stimulation.

Таблица 2
Table 2

№	СОСТАВ РАБОТ OPERATIONS STRUCTURE	Продолжительность, вахто-часов Duration, Hours	
		Подъемная установка Lifting unit	Кольтюбинговая установка М10 Coiled tubing unit M10
1	Подготовка площадки, транспортировка оборудования, монтаж вагон-городка Area preparation, equipment transportation, car-town installation	84,55	36,91
2	Подготовительные работы к ремонту (монтаж линий, опрессовка) Preliminary repair work (lines installation, pressure testing)	10,00	5,93
3	Исследование скважины (определение текущего забоя, ГДИ) Well survey (current bottomhole identification, hydrodynamic survey)	17,50	9,27
4	Глушение скважины Killing of well	15,37	0,00
5	Демонтаж обвязки, ФА Framing and production tree removal	2,18	1,43
6	Монтаж установки, вспомогательного оборудования Unit and accessory equipment installation	13,11	4,28
7	Спуск колонны труб Pipe string RIN operation	4,59	1,58
8	ПЗР и промывка песчаной пробки Final preparations and sand plug washing	18,81	4,93
9	Подъем колонны труб Pipe string POH operation	3,32	1,63
10	Демонтаж установки, оборудования Unit and equipment removal	10,78	3,67
11	Монтаж ФА, обвязки Framing and production tree installation	5,07	1,69
12	ПЗР и освоение скважины, вывод на рабочий режим Final preparations and well development, reaching of full production mode	156,71	24,00
13	Исследование скважины Well survey	27,58	8,67
14	Заключительные работы после ремонта Final operations after workover completion	10,14	7,34
	ИТОГО / TOTAL	379,71	113,33

ВОДОИЗОЛЯЦИЯ И ГИДРОФОБИЗАЦИЯ

На рисунке 2 показана схема проведения РИР при подъеме ГВК до интервала перфорации. В качестве продажной жидкости можно использовать стабильный конденсат, водометанольный раствор, а также газ от скважины-донора или газобустанной установки. Цементный мост устанавливается закачкой цементного раствора через гибкую трубу на 2–4 м выше ГВК в зависимости от планируемой депрессии на пласт. Механизм ограничения водопитока скважин заключается в закачке в продуктивный интервал специального состава, образующего в результате абсорбции на поверхности породы гидрофобную пленку, снижающую фазовую проницаемость для воды и не препятствующую фильтрации углеводородов. Химическая адгезия полимерной пленки к породе обеспечивает прочное удержание ее на поверхности поровых каналов, а также контактное крепление частиц породы.

Лабораторные испытания гидрофобизирующей способности применяемых составов, проведенные на установке УИПК-1М, показали резкое снижение проницаемости кернов по воде и увеличение проницаемости по углеводородной жидкости (рисунок 3). Установлено также, что гидрофобные свойства не утрачиваются и после выдержки кернов в растворе соляной кислоты, что позволяет планировать водоизоляционные работы в сочетании с последующей интенсификацией призабойной зоны пласта.

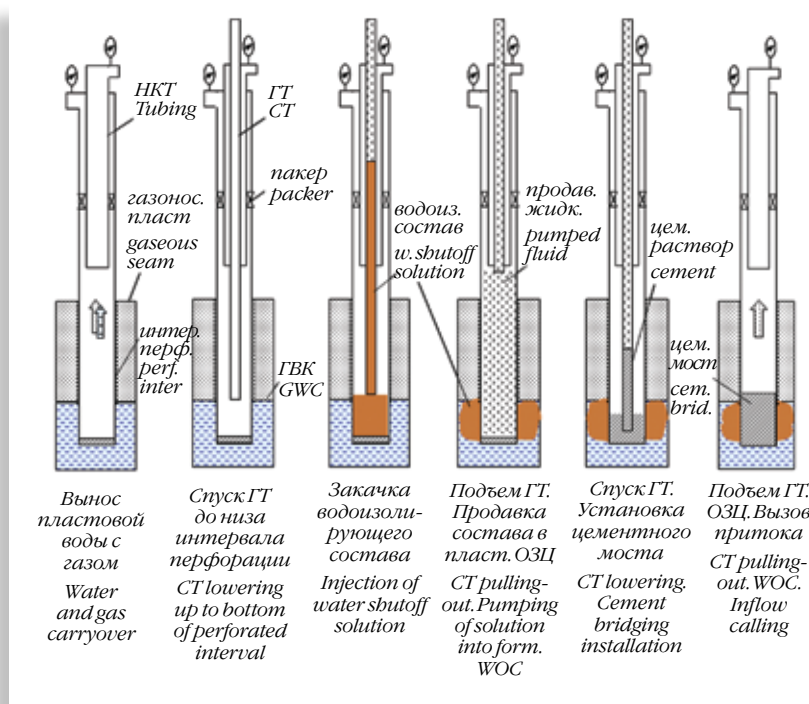


Рисунок 2 – Схема изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах при подъеме ГВК до интервала перфорации
Figure 2 – Scheme of formation water shutoff in gas wells when GWC level reaches the level of perforated interval

We should highlight a number of main problems concerning well maintenance and workover, which the company specialists faced, and show the way of solving them.

WATER SHUTOFF AND HYDROPHOBIZATION

The main causes of water inflow at wells serviced by ООО Gazprom podzemremont Urengoy branches are:

- for gas wells – formation of depression cone, condensate water production and increase of gas-water contact (GWC) level up to perforated intervals, leakage of cement column in production string, behind-the-casing flows;
- for gas-condensate wells – production string leakage, behind-the-casing flows and cross-feeds.

Depending on the cause of water inflow, the following technologies for water shutoff with coiled tubing units utilization are used: injection of cement and polymer-grouting mortars (Akor MG, NMN-400, liquid soda glass), bottomhole formation zone dewatering using acetone and methanol injection, bottomhole formation zone hydrophobization, run of additional strings.

Now our company, together with contracting agencies, is performing water shutoff operations with coiled tubing units (M10, M20) without well killing. According to preliminary data, we managed to reduce the duration of operations by 2–3 times, as well as material and technical costs by more than 2 times. Utilization of coiled tubing and booster technologies reduces not only duration of geological and engineering operations, but also the negative influence on the environment.

The scheme of RIO performing when GWC level rises up to the level of perforated interval is shown in Figure 2. As a pumped fluid one can use stable condensed fluid, water-methanol solution, as well as gas from donor well or gas booster unit. Cement bridging is installed by cement injection through the coiled tube. The level of cement bridging should be 2–4 meters higher than the GWC level depending on the planned differential pressure drawdown. Mechanism of water production limitation consists in the injection of special solution, which forms a hydrophobic film on the surface of rock after absorption, into producing interval. This film reduces phase permeability for water and does not block hydrocarbons filtration. Chemical adhesion of polymer film to the rock provides its tough keeping on the surface of pore channels, as well as contact fastening of rock particles.

Перспективным направлением являются селективные закачки водоизолирующих составов с применением надувных пакеров, спускаемых на гибкой трубе и поиск новых высокоэффективных изолирующих составов.

Также совместно с компанией Halliburton International, Inc. проводятся опытно-промышленные испытания по опробованию технологий ограничения водопритока и крепления призабойной зоны пласта новыми полимерными составами Water Web и SAND TRAP на скважинах Вынгапуровского, Комсомольского, Медвежьего месторождений.

ОГРАНИЧЕНИЕ ВЫНОСА ПЛАСТОВОГО ПЕСКА

По данным геофизических исследований, разрушение пород по большинству скважин происходит не по причине превышения депрессии, а вследствие длительного воздействия конденсационной воды на «суперколлекторы». Кроме того, на интенсивность разрушения призабойной зоны «суперколлектора» влияет падение пластового давления, накопленный объем газа, добытого из скважин на единицу толщины «суперколлектора», вынос пластовой воды. В этом случае разрушение происходило при самых минимальных депрессиях (менее 0,1 МПа).

Как показал анализ состояния призабойной зоны скважин по состоянию на 2004 год, разрушение отдельных пропластков в зоне перфорации произошло ориентировочно в 67% эксплуатационного фонда скважин. В перспективе (к 2012 году) их количество составит порядка 90%. Во всех этих скважинах наблюдается в той или иной степени перекрытие интервала перфорации песчаной пробкой и вынос продуктов разрушения на поверхность.

Для выполнения данного вида ремонта скважин широко применяется технология закрепления ПЗП жидким натриевым стеклом, проводимая с применением колтюбинговых установок. Объем работ по Уренгойскому месторождению составил 19 скважин.

Также в соответствии с протоколом от 14.05.2009 о сотрудничестве между ООО «Газпром подземремонт Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым» и компанией Halliburton International, Inc. были начаты промысловые испытания технологий по креплению ПЗП полимерными составами SAND TRAP на скважинах Медвежьего НГКМ. На данный момент ведутся переговоры с руководством ООО «Газпром добыча Надым» о проведении опытно-промышленных испытаний на трех газовых скважинах Медвежьего месторождения.

Тем не менее, наиболее эффективным способом борьбы с пескопроявлениями считается оборудование газовых скважин забойными фильтрами, но из-за

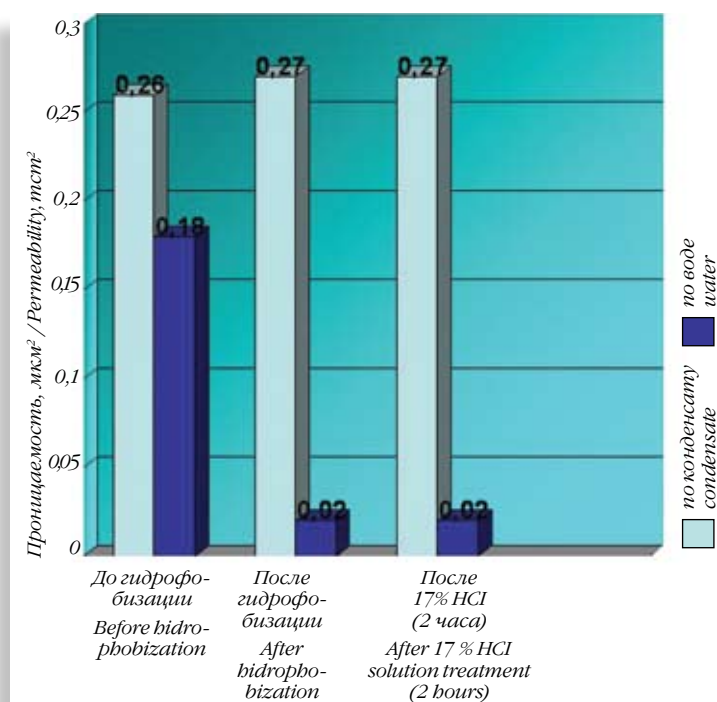


Рисунок 3 – Изменение проницаемости водонасыщенных кернов после обработки гидрофобизирующим составом
Figure 3 – Change of water-saturated core samples permeability after water-repellent solution treatment

Laboratory qualification of water-repellent abilities of used solutions, made on UIPK-1M unit, showed that water permeability of core samples is sharply decreased, while hydrocarbon liquid permeability of core samples is increased (Figure 3). It is also identified that core does not lose its hydrophobic properties even after hydrochloric acid treatment. It allows for planning water shutoff operations in conjunction with following bottomhole formation zone stimulation.

Prospective lines of development are also selective pumping of water shutoff solutions with utilization of inflatable packers, which are lowered using coiled tubes, and search for new insulating solutions of high efficiency.

Our company, together with Halliburton International, is now carrying out experimental-industrial tests of water production limitation technologies. We are also testing several methods of bottomhole formation zone fastening with new polymer solutions. Experimental and industrial tests of “Water Web” and “SAND TRAP” polymer solutions are now being held at Vyngapurovskoe, Komsomolskoe and Medvezhje fields.

LIMITATION OF STRATAL SAND PRODUCTION

According to geophysical survey data, rock destruction in most of the wells occurs not because of the depression excess, but due to continuous impact of condensate water on “super-reservoirs”. Besides, the intensity of “super-reservoir” bottomhole zone destruction depends on the formation pressure

дороговизны спускаемого в зону «суперколлекторов» оборудования, а также капиталоемкого производства в настоящее время проведение данного вида ремонта не планируется.

ОСВОЕНИЕ И ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА СКВАЖИН

В связи с падением пластового давления освоение скважин переводом их на более легкий раствор затрудняется, особенно при отсутствии источников высоконапорного скважинного газа. На освоение скважин затрачивается время до нескольких суток, а в отдельных случаях освоить скважину не удастся.

Проблема освоения таких скважин была решена после поступления колтюбинговых и азотно-бустерных установок. Разработана технология освоения скважин ступенчатым снижением уровня жидкости в стволе с помощью гибкой трубы. Эффективность данных работ значительно повысилась при проведении их в комплексе с установками нагнетания азота и природного газа. При этом продолжительность работ по освоению газовых и газоконденсатных скважин снизилась в 4–5 раз.

Отдельно стоит отметить проблему интенсификации притока в газоконденсатных скважинах, для вывода которых на рабочий режим затрачивалось от 250 до 400 вахт/часов, расход стабильного конденсата составлял 80–100 м³, кислот – 8–15 м³. На данный момент отработана технология интенсификации газоконденсатных скважин последовательной установкой кислотных ванн и своевременного извлечения продуктов реакции на факел с помощью колтюбинговой техники.

Кроме освоения и интенсификации притока скважин, данные установки могут использоваться:

decrease, accumulated volume of gas, produced from wells, per unit of “super-reservoir” thickness and on formation water production. In this case the destruction happened at minimal depressions (less than 14.5 psi).

The analysis of bottomhole formation zones of the wells, made in 2004, showed that the destruction of single interlayers in perforation zone happened approximately in 67% of the whole operating well stock. In the long view (by 2012), this number will increase up to 90%. In most of these wells we observe overlapping of perforated interval with a sand plug and carryover of destruction products on the surface.

In order to perform such type of well workover operations, we use the technology of bottomhole formation zone fastening using liquid soda glass. Such operations are performed with coiled tubing units utilization. The treatment of such type has been already done at 19 wells of Urengoiskoe field.

According to cooperation protocol of 14.05.2009 between OOO Gazprom podzemremont Urengoy, OOO Gazprom добыча Nadym and Halliburton International, field tests of bottomhole formation zone fastening technologies have been started. Polymer solutions “SAND TRAP” have been tested at wells of Medvezhje oil-gas condensate field. At the moment our company is carrying on negotiations with the management of OOO Gazprom добыча Nadym on realization of field tests at 3 wells of Medvezhje field.

Nevertheless, the most efficient method of sand production control is rigging of gas wells with bottomhole screens. But due to high cost of equipment for “super-reservoir” bottomhole zone and expensive manufacturing process, at the moment our company does not plan to perform such type of workover.

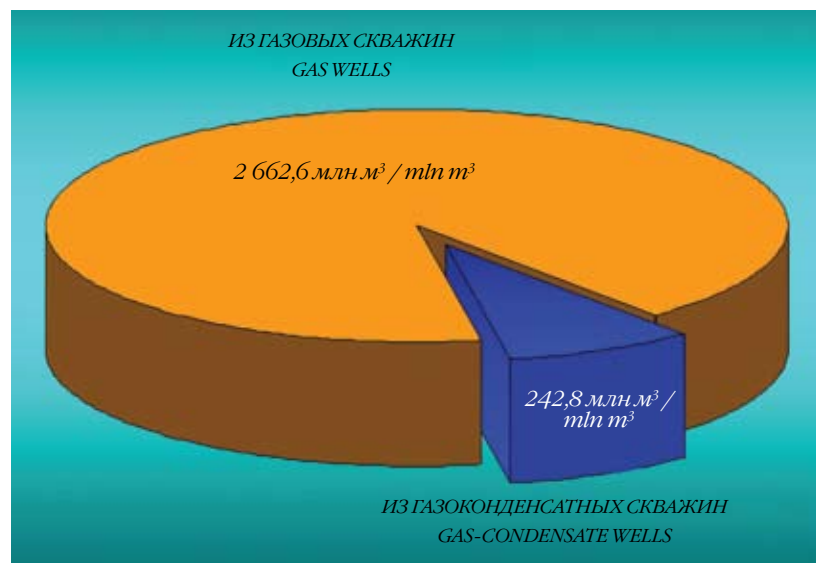


Рисунок 4 – Добыча газа из отремонтированных скважин в 2008 году
Figure 4 – Production of gas from wells repaired in 2008

WELL DEVELOPMENT AND STIMULATION

Because of the formation pressure decrease it is hard to develop wells by means of switching to lighter solution. Such realization is especially hampered in the absence of high-pressure gas sources. The process of well development may last for several days, in some cases there is no possibility to develop a well at all.

The problem of development of such wells was solved after arrival of coiled tubing and nitrogen booster units. A new technology of well development has been worked out recently. It comprises a method of step-like decreasing the level of fluid in a wellbore with coiled tube utilization. Efficiency of such operations is substantially higher if they are performed in complex with natural gas and nitrogen booster units. The duration of gas and gas-condensate wells

- для очистки (продувки) забоя скважин от воды;
 - для испытания колонн на герметичность снижением уровня.
- Подытоживая вышеизложенное, необходимо отметить, что значительное увеличение доли работ на скважинах с применением колтюбинговых технологий, а также уменьшение объемов в части трудоемкости и материалоемкости привели к снижению средней стоимости ремонта в целом по предприятию на 17%.

Кроме того, ООО «Газпром подземремонт Уренгой» в 2008 году перевыполнило план капитального ремонта скважин на 17 единиц, что составляет 5% от общего количества скважин.

На рисунках 4 и 5 в виде объемов добычи газа, газового конденсата и нефти представлены результаты работ на скважинах, обслуживаемых предприятием:

- а) газа – 2 905,4 млн м³;
- б) газового конденсата – 19,3 тыс. тонн;
- в) нефти – 22,9 тыс. тонн.

Наряду с успехами существуют и проблемы, ограничивающие область применения колтюбинговых установок. В частности, необходимо качественное специальное оборудование: надувные пакеры, ловильный инструмент, специальные

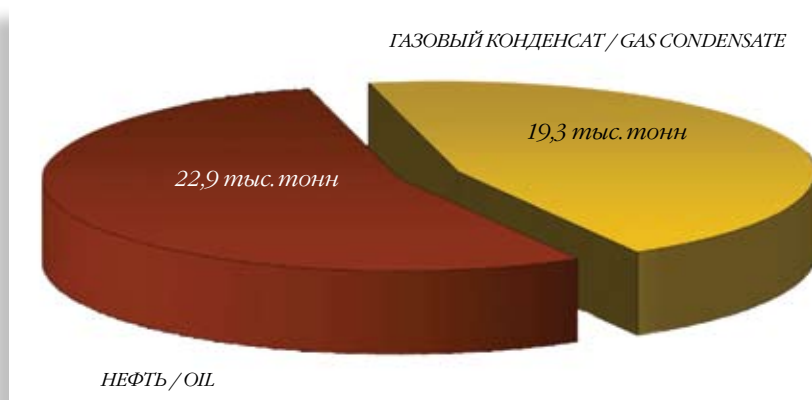


Рисунок 5 – Добыча газового конденсата и нефти из отремонтированных скважин в 2008 году
Figure 5 – Gas condensate and oil production from wells repaired in 2008

development operations decreased by 4–5 times in comparison with conventional methods.

The problem of gas-condensate wells stimulation should be mentioned separately. In order to reach full production at these wells one needs to spend 250–400 hours, the consumption of stable condensed fluid is 80–100 m³, the consumption of acids is 8–15 m³. Today we have the technology of gas-condensate wells stimulation by means of consistent acid treatment and timely extraction and burning of reaction products with the help of coiled tubing equipment.

In addition to well development and stimulation, coiled tubing units can be used for:

- dewatering (air cleaning) of well bottomhole;
- hermiticity tests of strings by level decrease.

Summing up the foregoing, it is necessary to point out that a considerable increase of the number of well operations with coiled tubing technologies application, as well as the decrease of labor expenditures and materials consumption, resulted in the lowering of average cost of well workover operations in our company by 17%.

Besides, ООО Gazprom podzemremont Urengoy was ahead of well workover schedule in 2008. The company performed 17 additional well workover operations, which comes to 5% of total number of wells.

The results of operations performed at wells, serviced by our company, are shown on Figures 4–5. There you can see the production volumes of gas, gas condensate and oil:

- a) gas – 2 905,4 mln. m³;
- b) gas condensate – 19,300 tons;
- c) oil – 22,900 tons.

Along with progress there are a number of problems that limit the area of coiled tubing units applications. Particularly, it is necessary to have special equipment of

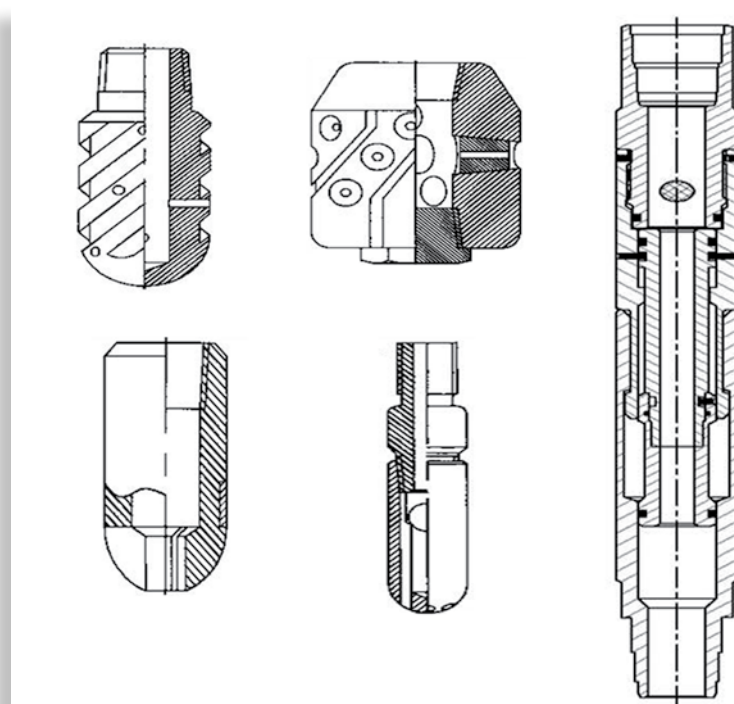


Рисунок 6 – Примеры конструкций промывочных насадок и гидравлического разъединителя
Figure 6 – Examples of washing nozzles and hydraulic breaker design

насадки, гидравлические разъединители, центраторы, стабилизаторы и др.

Также существует проблема в обеспечении колтюбинговых установок:

- нестандартным и несерийным оборудованием и инструментом, необходимым для проведения специальных операций (бурение боковых стволов, перфорация в горизонтальной части ствола и др).
- ассортиментом сменного оборудования (ГТ, герметизаторы превенторов, уплотнительные элементы противовыбросового оборудования, цепи привода инжектора и др.), не уступающим по качеству и техническим параметрам зарубежным аналогам.

При решении проблем, обозначенных выше, перечень видов проводимых операций, а также их эффективность значительно возрастут за счет сокращения простоев, отводимых на ремонт дорогостоящей техники.

Стоит отметить, что определенные наработки в данном направлении уже имеются. Специалистами совместно с ООО «Буринтек», ОАО «НПО «Бурение» разработаны и изготовлены специальные насадки заслончатого типа с равнопроходным сечением, насадки различных конструкций и диаметров, обеспечивающих размывание гидратно-парафинистых и песчаных пробок, глинистых отложений в скважинах и т.п. Пример конструкций промывочных насадок приведен на рисунке 6. При ликвидации прихвата и обрыва ГТ из стандартного инструмента изготовлены специальные ловители для извлечения ГТ из скважины.

Аварийные разъединители (рисунок 7) применяются для того, чтобы в случае прихвата поднять неповрежденную колонну ГТ, оставив внизу часть инструмента, оканчивающуюся внутренней или наружной ловильной шейкой.

В перспективе планируется расширить перечень работ, проводимых с применением колтюбинговых установок, в том числе по направлениям:

1. Ремонт скважин и интенсификация притока:
 - разрезание колонн ГТ с целью извлечения при аварийных работах;
 - извлечение из скважин посторонних предметов (скребковая проволока, геофизические приборы и т.д.);
 - работы с подземным оборудованием (извлечение клапанов-отсекателей, открытие-закрытие циркуляционных клапанов и т.д).
2. Использование гибкой трубы для спуска геофизических приборов в наклонно-направленные и горизонтальные скважины:
 - каротажные работы (инклинометрия, геофизические исследования в открытом и обсаженном стволе);
 - перфорация. ☉

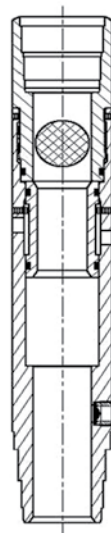


Рисунок 7 – Схематическая конструкция циркуляционного клапана
Figure 7 – Schematic design of circulation valve

high quality: inflatable packers, fishing tools, special nozzles, hydraulic breakers, centralizers, stabilizers and others.

There is also a problem in providing coiled tubing units with:

- nonstandard equipment and tools necessary for performing special operations (sidetracking, horizontal perforation and others).
- a range of integral implements (coiled tubes, preventor seals, sealing elements of blowout preventer equipment, injector drive chains and others), which have the quality and technical parameters of foreign ones.

When solving the above-mentioned problems, types

of performed operations, as well as their efficiency, will greatly increase due to the reduction of dead time spent for expensive equipment repair.

It should be mentioned that there is a good deal of groundwork done in this field. Together with specialists from ООО Burintech, ОАО NPO Burenie our company developed and manufactured special nozzles of gate type with flush-joint cross section, nozzles of different designs and diameters, which provide possibilities for hydrate-paraffin, sand plugs and mud washing. The example of washing nozzles designs are given in Fig.6. For elimination of tubing freeze and breakage, special fishing tools were manufactured out of standard equipment.

Emergency breakers (Figure 7) are used for pulling the coiled tubing string out of hole in the case of tubing freeze, having left at that time a part of tool that ends with inner or external fishing neck.

In the future there are plans for expanding the spectrum of operations performed with coiled tubing units. The main directions are:

1. Well workover and stimulation:
 - coiled tubing strings cutting for emergency removal;
 - removal of restrictions (pig wire, geophysical equipment and others);
 - operations with underground equipment (shutoffs extraction, circulation valves opening-closing and others).
2. Coiled tube utilization for lowering of geophysical equipment into laterals and horizontal wells:
 - logging operations (deviation survey, geophysical investigations in open and cased holes);
 - perforation. ☉



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)

**ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ
РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ**

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

**MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS MOST
WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA**

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511(option Caterpillar)	YAMZ-7511(option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
¾”–1 ½”	¾”–2”	¾”–2”	1”–1¾”
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.



ГНКТ В ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ БУРЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ

COILED TUBING APPLICATION IN EXPLORATION DRILLING OF SALYM OILFIELD

Герт-Ян БЕННЕКЕРС, старший инженер КРС, Салым Петролеум Девелопмент
А.В. ПАТАЛАХА, ведущий инженер ГНКТ, Салым Петролеум Девелопмент
К.В. БУРДИН, менеджер по развитию бизнеса, Шлюмберге
Н.В. КУЛИНИЧ, ведущий инженер-технолог ГНКТ, Шлюмберге

Gert-Jan BENNEKERS, Well Services Senior Engineer, Salym Petroleum Development
Alexander PATALAKHA, Lead Coiled Tubing Engineer, Salym Petroleum Development
Konstantin BURDIN, Business Development Manager, Schlumberger
Nikolay KULINICH, Coiled Tubing General Field Engineer, Schlumberger

В первом квартале 2009 года компанией «Салым Петролеум Девелопмент» совместно с компанией «Шлюмберге» была проведена оценка перспектив нефтегазоносности отложений баженовской свиты (пластов Ю0), которая является уникальным геологическим резервуаром, имеющим нетрадиционные признаки залежей углеводородов и слагающих их коллекторов.

Коллекторы баженовской свиты в большинстве случаев представлены глинами, обогащенными органическими веществами,

In Q1 2009 Salym Petroleum Development B.V. (SPD) jointly with Schlumberger Logelco Inc. carried out an assessment of oil and gas content presence in Bazhenov formation deposits (JS-0 formation). This is a unique geological horizon with unconventional indications of hydrocarbons and reservoirs.

Hydrocarbon reservoirs of Bazhenov formation in most of the cases are represented by shales, enriched with organic content, siliceous deposits and cavernous fractured carbonate rock. One of the most important tasks of Bazhenov exploration

силицидами и трещинно-кавернозными карбонатными породами. Одна из важнейших задач изучения отложений баженовской свиты – поиск наиболее перспективных нефтенасыщенных зон с помощью разных методов и технологий. Как часть этих исследований было запланировано бурение трех скважин в зоны, одна из которых характеризовалась аномально высокой температурой $> 135^{\circ}\text{C}$ и ожидаемым пластовым давлением до 600 атм.

Для реализации и координации этого проекта был привлечены отдел ГНКТ внутрискважинных технологий компании «Шлюмберге», обладающий необходимым опытом, персоналом и оборудованием. На подготовительном этапе скважина была пробурена и обсажена буровой установкой на интервале до кровли пластов Ю0. Со спущенной НКТ и посаженным пакером скважина была передана бригаде ГНКТ для ненаправленного углубления в нижележащие пласты. В целях получения данных о долговременном дебите пласта, незакальматированного буровым раствором, этот интервал был пройден и испытан на депрессии. Средствами геофизики проведен каротаж необсаженного ствола. Как завершающая стадия – исследуемый интервал был законсервирован установкой цементного моста через ГНКТ в соответствии с утвержденными процедурами и правилами.

Интервал с неопределенным пластовым давлением был пробурен коилтубингом без опасности нанесения вреда персоналу и окружающей среде. Были определены параметры незакальматированного пласта-коллектора как во время бурения, так и посредством исследования понижения уровня в скважине. Произведена запись каротажных диаграмм. Опыт работы с коилтубингом и способность адаптировать технологию к нуждам разведочного бурения и пробной эксплуатации позволили успешно провести эту операцию.



SALYM PETROLEUM

is to locate the prospective oil zones using different techniques and strategy. As a part of this effort three wells were to be drilled in prospective oil zones, with one of them being characterized by excessive temperature of more than 135°C and anticipated formation pressure of up to 600 atm.

Possessing necessary expertise, qualified personnel and equipment, Schlumberger Well Services was involved in project execution and coordination. Initially, the well was drilled and cased conventionally by the rig placing section TD into the Upper Bazhenov Member (JS-0). With tubing installed and packer set, the well was handed over to Coiled Tubing team for non directional well deepening into underlying Middle and Lower Bazhenov. Drilling of this section was performed in underbalanced condition in order to assess the long term unimpaired productivity of the formation. The survey section of the well

was tested and then logged by means of wireline. At the final stage, the section was abandoned by setting the cement plug through the coiled tubing in accordance with approved procedures and standards.

The survey section of the well with undefined formation pressure was drilled underbalanced with Coiled Tubing with no danger to people and the environment. The reservoir characteristics with skin effect eliminated both while drilling and during the well test stage were collected. The most complete possible suite of logs was acquired in openhole by wireline. Experience in coiled tubing and ability to adapt this technology for well testing and exploration drilling needs, let Schlumberger to successfully perform this operation.

The following performance indicators

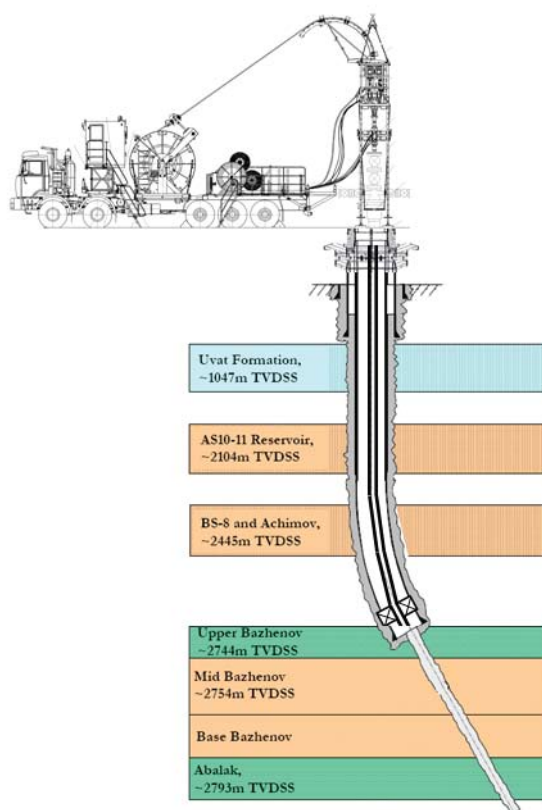


Рисунок 1 – Исследуемые пласты
Figure 1 – Exploration targets

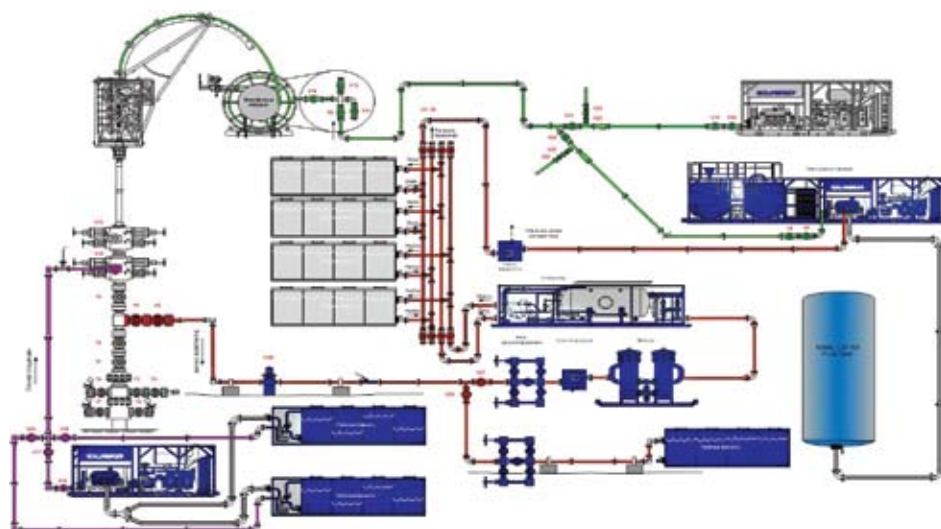


Рисунок 2 – Циркуляционная схема для исследовательского бурения ГНКТ на депрессии

Figure 2 – Circulation scheme for CT underbalanced exploration drilling

Достигнуты следующие показатели: на 44-миллиметровой гибкой трубе HS-90 с использованием 54-миллиметрового забойного двигателя и 70-миллиметрового долота был успешно вскрыт интервал. Получено 76 м открытого ствола с устойчивыми стенками, проходящего через пласты Ю0. Достигнута скорость проходки 7,2 м/час. Бурение производилось по установленному на кровле пласта азимуту и углу без дополнительных средств телеметрии. Искривление ствола скважины при этом не превысило 2,75 градуса/30 м. По завершении исследований интервал зацементирован путем вымещения смеси непосредственно на забое через ГНКТ.

Несмотря на то что в этом и большинстве случаев разведываются и эксплуатируются пласты черкашинской свиты (АС-11), оценка перспектив нефтегазоносности отложений нижележащей баженовской свиты (пластов Ю0) также является неотъемлемой частью лицензионных соглашений компании. Проведенная отделом КРС операция по забуиванию «смотрового» ствола на депрессии средствами ГНКТ является примером экономически эффективного решения, позволившего получить данные о пластах Баженова на лицензионном участке, не усложняя конструкцию скважины. ☉

were achieved: survey section was successfully drilled with 44 mm coiled tubing grade HS-90, 54 mm downhole motor and 70 mm PDC bit. There were 76 m of openhole section with clean and stable formation walls penetrating all JS-0 formation. Maximum rate of penetration was 7.2 m / hour. Drilling was done from the top of the formation with azimuth and deviation set by conventional drilling rig. No devices were used for directional control. Dogleg severity was not higher than 2.75 degrees / 30 m. Upon the end of well

test and logging, the survey section was abandoned by placing the cement plug through the coiled tubing.

Despite the fact that oil is produced out of the sandstones in the Lower Cretaceous Cherkashin (AS-11) in this and most of the cases, assessment of presence of oil and gas content in underlying Bazhenov formation deposits (JS-0 formation) is also an essential part of license commitment for the company. Peephole underbalanced coiled tubing drilling done by workover department is an example of cost effective solution that delivers on commitment to explore the high-pressure Bazhenov in licensed area without up-scaling the well. ☉



Рисунок 3 – Долото 70 мм для исследовательского бурения
Figure 3 – Drill bit 70 mm for exploration drilling

ADVANCED TECHNOLOGY.

UNSURPASSED SERVICE.

YOUR NEW CHOICE FOR COILED TUBING



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

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



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



Колтюбинговые технологии для обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин

Utilization of Coiled Tubing Technologies for Bottomhole Zone Treatment of Injection Wells

Л.А. МАГАДОВА, М.А. СИЛИН, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА,
О.Ю. ЕФАНОВА, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,
Ф.З. ИСМАГИЛОВ, ОАО «Татнефть»,
Р.М. АХМЕТШИН, ООО «Татнефть – АктюбинскРемСервис»

L.A. MAGADOVA, M.A. SILIN, L.F. DAVLETSHINA, O.Y. EFANOVA,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas,
F.Z. ISMAGILOV, OAO Tatneft,
R.M. AHMETSHIN, OOO Tatneft– AktubinskRemService

Большинство месторождений РФ разрабатывается с поддержанием пластового давления (ППД). Это означает, что в системе разработки применяются добывающие и нагнетательные скважины. Через нагнетательные скважины закачивается чаще всего сточная вода – смесь попутно добываемой воды (подтоварной) и воды с поверхностных источников (обычно пресной). Такое смешение приводит к смещению равновесия и выпадению осадков. Вообще, как техническое состояние систем ППД, так и качество воды, применяемой при закачках, являются огромной проблемой, стоящей на сегодняшний день перед промышленниками. В воде присутствуют механические примеси, нефтепродукты, соли, выпадающие в осадки, а также содержится очень много ионов трехвалентного железа из-за коррозии нефтепромыслового оборудования, в первую очередь насосно-компрессорных труб (НКТ). Эта вода, попадая в пласт, загрязняет призабойную зону скважины (ПЗС) и со временем закупоривает пласт, что приводит к снижению его нефтеотдачи.

Самая распространенная технология очистки ПЗП нагнетательных скважин – кислотная обработка (КО) соляной кислотой, которая применяется в карбонатных пластах, и грязевой кислотой (сочетание соляной и плавиковой) – в терригенных пластах.

Соляная кислота может эффективно растворять карбонатные породы и увеличивать проницаемость пласта.

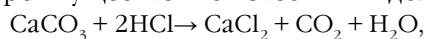
The majority of oil fields in the Russian Federation are developed using reservoir pressure maintenance (RPM). This means that only producing and injection wells are used in development system. Injection wells are used to pump foul water – the mixture of produced water and water from surface sources (usually it is fresh). Such a mixing causes balance shift and precipitations. Generally, both technical state of RPM systems and the quality of water used for injection is a serious problem for operators. This water contains mechanical impurities, oil products, precipitating salts and a large number of ferric iron ions that appear due to corrosion of oilfield equipment (first of all, the tubing). This water goes to formation that results in the contamination of bottomhole zone, wellbore damage and, as a consequence, in oil recovery reduction.

The most widespread technology for bottomhole formation zone cleanout of injection wells is acid treatment. Hydrochloric acid is used for carbonate formation treatment, and mud acid (combination of hydrochloric and hydrofluoric acids) is applied for terrigenous formation treatment.

Hydrochloric acid can effectively dissolve carbonate strata and increase in-place permeability.

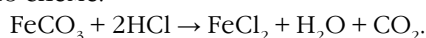
Hydrochloric acid well treatment method is based on the ability of this acid to dissolve carbonate strata composing a formation. Mainly it is limestone and dolomite:

Метод солянокислотных обработок скважин основан на способности кислоты растворять карбонатные породы, слагающие пласт, преимущественно известняк и доломит:



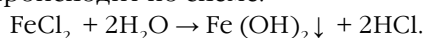
Полученные в результате реакции хлористые кальций (CaCl_2) и магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде и легко удаляются из призабойной зоны. Выделяющийся CO_2 оказывает положительное влияние, так как обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами.

Сидерит, входящий в состав карбонатных коллекторов, взаимодействует с соляной кислотой по схеме:

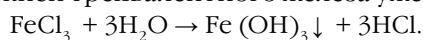


А продукт реакции – хлористое железо – гидролизует и выпадает из раствора в виде аморфного осадка гидрата окиси железа при $\text{pH} = 6,5-7,5$.

Реакция гидролиза хлористого железа происходит по схеме:



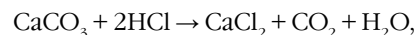
Продукт загрязнения коллектора – гидрат окиси трехвалентного железа легко растворяется соляной кислотой с получением хлорного железа, которое, в свою очередь, гидролизует и выпадает из раствора в виде объемного осадка гидрата окиси трехвалентного железа уже при pH выше 3.



Однако при обработке коллектора могут возникнуть и другие сложности, которые необходимо учитывать при проведении работ. В первую очередь к ним относятся проблемы, связанные с образованием осадков АСПО, а также стойких эмульсий при контакте растворов соляной кислоты с нефтью. Известно, что АСПО находятся в нефти в мелкодисперсном коллоидном состоянии, образуя за счет межмолекулярного взаимодействия устойчивую коллоидную структуру. Эта структура разрушается при взаимодействии нефти с кислотой, что и приводит к образованию слипшихся частиц АСПО, выпадающих в осадок. Кроме этого частицы АСПО способны стабилизировать водонефтяные эмульсии.

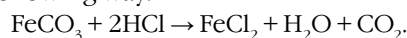
Образование осадка и эмульсий при взаимодействии нефти, содержащей большое количество АСПО, с кислотой может способствовать кольматации порового пространства коллектора и снижать эффективность от кислотной обработки.

Необходимо также учитывать стоимость технологии КО, проводимой силами бригад КРС (на сегодня это более одного миллиона рублей), в которую входит использование специальной техники и оплата рабочего времени бригады КРС.



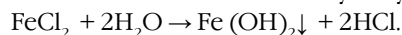
Calcium chloride (CaCl_2) and magnesium chloride (MgCl_2) obtained in these reactions are water-soluble and can be easily removed from bottomhole zone. Evolved carbon dioxide (CO_2) makes a positive influence since it has good oil-sweeping properties.

Siderite, one of the constituents of carbonate reservoirs, interacts with hydrochloric acid in the following way:

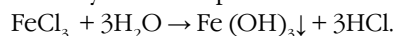


Reaction product – ferrous chloride hydrolyzes and precipitates in the form of amorphous sediment of ferrous hydroxide if $\text{pH} = 6,5-7,5$.

Reaction of ferrous chloride hydrolysis proceeds as:



The product of reservoir contamination – ferric iron hydroxide is well dissolved by hydrochloric acid. This reaction produces ferrous chloride, which, in its turn, hydrolyzes and precipitates in the form of ferrous hydroxide if pH is more than 3.



However, some other problems can appear during the process of reservoir treatment. We should consider them as well. First of all, these are the problems connected with asphaltene precipitations, as well as formation of stable emulsions when hydrochloric acid solution interacts with oil. Asphaltenes are known to be in fine-dispersed colloidal state in oil, forming a stable colloidal structure due to intermolecular interaction. This structure is destroyed during the oil-acid interaction that leads to asphaltene precipitations in the form of adhering particles. Moreover, asphaltene precipitation particles are able to stabilize water-oil emulsions.

Sludging and emulsification that appears due to the interaction of oil containing large amount of asphaltene precipitation particles with acid, may assist mudding of reservoir pore space and cause the reduction of acid treatment efficiency.

The cost of acid treatment technology (today it is about 1 million rubles), which is carried out by well workover teams, should be taken into account as well. The cost includes utilization of special equipment and well workover team job time payment. One cannot but allow for job risks also.

There is a possibility to decrease costs with the help of advanced acid treatment technology that is widely used in the west. It is the technology of coiled tubing acid treatment.

With the help of coiled tubing, it is possible to make acid treatment of injection wells, which results in costs reduction. The problem is that often there is no way of doing conventional hydrochloric acid treatment because bottomhole zone is so contaminated that it is impossible to inject acid into

Нельзя забывать и об опасности проводимых работ.

Снизить затраты на проведение работ можно с помощью передовой, получившей широкое применение на западе технологии КО с использованием непрерывных (гибких) труб (ГТ) – колтюбинговых установок. Экономическая целесообразность применения ГТ проверена временем:

- сокращается время на проведение работ;
- не производится глушение скважин;
- не производится подъем труб НКТ, так как ГТ спускают в трубу НКТ.

С помощью применения гибкой трубы возможно проведение КО на нагнетательных скважинах и тем самым удешевление процесса. Сложность связана с тем, что обычная солянокислотная обработка очень часто невозможна – ПЗС настолько загрязнена, что скважина не принимает кислоту. Колтюбинговая установка работает на пределе допустимого давления в скважине, и продавить кислоту в пласт не представляется возможным.

Начиная со стадии строительства скважины, в призабойную зону вносятся вещества, способные коагулировать поровое пространство (глинистые частицы, промывочная жидкость). В процессе дальнейшей эксплуатации количество коагулирующих веществ только увеличивается (гидрат окиси трехвалентного железа, неорганические соли, АСПО), что и приводит к остановке скважины.

Нами были исследованы загрязнения из ПЗП нагнетательных скважин и системы поддержания пластового давления (ППД) ОАО «Татнефть». Было выявлено, что в пробах из системы ППД количество твердых взвешенных частиц (ТВЧ) незначительно – от 0,105 до 2,022 г/л, тогда как ионов железа в них содержится большое количество (доходит до значения 55,5 мг/л). Также известно, что в нагнетательные скважины периодически попадает эмульсионный слой со станции первичной подготовки нефти. При исследовании же проб, полученных при свабировании из ПЗП, оказалось, что ионов железа в них мало. Таким образом, можно сделать вывод, что ионы железа в виде комплексов загрязнений с АСПО, солями и глинами, концентрируются в ПЗП.

При обработке такого комплекса загрязнений, содержащих АСПО, соляной кислотой могут образовываться нерастворимые осадки, коагулирующие ПЗП безвозвратно.

Совместными усилиями ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и специалистов ОАО «Татнефть» была разработана технология, основанная на применении ПАВ-кислотного

well. Coiled tubing unit works at the limit of allowed well pressure but still it is not enough to pump an acid into formation.

Starting with the stage of well construction, different substances able to mud pore space (clay particles, drilling mud) enter bottomhole zone. During the process of further operation, the quantity of mudding substances increases (ferric iron hydroxide, inorganic salts, asphaltene precipitations). It results in well shutdown.

We investigated contaminations from bottomhole formation zone of injection wells and RPM system of ОАО Tatneft. It was discovered that the quantity of solid suspension particles in RPM system is small, from 0.105 to 2.022 g/l, while the content of iron ions is 55.5 mg/l. It is also known that emulsion layer from initial oil treatment station periodically gets to injection wells. However, the results obtained from bottomhole formation zone swabbing showed that this layer contains little quantity of iron ions. Thus, we conclude that iron ions, together with asphaltene precipitations, salts and clay, are concentrated in bottomhole formation zone.

Application of acid treatment to such a kind of contaminations, e.g. those containing asphaltene, may produce insoluble precipitations that will irrevocably mud bottomhole formation zone.

Joint efforts of scientists from Gubkin Russian State University of Oil and Gas and specialists from ОАО Tatneft helped to develop new technology based on the application of surfactant-acid solution for treatment and the use of coiled tubing unit for injections. Besides acid treatment costs reduction, this technology allows to remove not only solid suspension particles, but also salts, heavy hydrocarbons, as well as to dissolve ferrous hydroxides.

The technology includes several stages of treatment with removal of reaction products in the form of separate solution benches using coiled tubing unit:

- flushing of tubes and bottomhole zone with 1% solution of multifunctional surfactant (Neftenol K of HK-20 grade) in brine, which removes asphaltene precipitations from treated well zone and makes it possible to proceed further without any troubles;
- hydrochloric acid bath with Neftenol K of HK-20 grade for bottomhole contaminations removal and perforation cleanout. This treatment provides a formation link for injection of next acid solution bench into bottomhole zone;
- injection of dry acid CK-TK4 and Neftenol K of HK-20 grade mixture into bottomhole formation zone in order to remove iron compounds contaminations.

In comparison with conventional acid treatment

состава с использованием колтюбинговой установки. Эта технология, помимо сокращения затрат на КО, позволяет удалять не только твердые взвешенные частицы, но и такие колюматанты, как соли, тяжелые углеводороды, растворять гидраты окислов железа.

Технология включает несколько последовательных обработок с выносом продуктов реакции отдельными пачками растворов с помощью колтюбинговой установки:

- промывку труб и забоя 1%-м раствором многофункционального ПАВ («Нефтенол К» марки НК-20) в минерализованной воде, который очищает от АСПО всю обрабатываемую зону скважины и позволяет проводить последующие этапы обработки без осложнений;
- солянокислотную ванну с «Нефтенолом К» марки НК-20 для отмыва забоя от загрязнений и очистки перфорационных отверстий, чтобы обеспечить связь с пластом для закачки следующей пачки кислотного раствора в ПЗС;
- продавку в ПЗП раствора сухокислоты СК-ТК4 с «Нефтенолом К» марки НК-20 для отмыва пласта от загрязнений, представленных соединениями железа.

У предложенной технологии, по сравнению с классической КО, есть ряд преимуществ: быстрота проведения работ, простота приготовления составов, низкая коррозионная активность составов по отношению к промышленному оборудованию, отсутствие осложнений в работе, более глубокое воздействие на пласт сухокислоты СК-ТК4 с многофункциональным ПАВ «Нефтенолом К», обработка ПЗС без образования осадков и эмульсий с соляной кислотой, высокая эффективность, безопасность персонала, работающего непосредственно с кислотами.

В 2007 году были проведены ОПЗ по данной технологии на трех скважинах ОАО «Татнефть», результаты приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, работы проводились в течение 2–3 дней. Характерной особенностью стало то, что первоначально для подстраховки

Таблица 1 – Результаты работ, проведенных в 2007 году
Table 1 – The results of job carried out in 2007

№ n/n	Время проведения работ Job time	Приемистость скважин, м³/сут Intake capacity of well, m³/day	
		До обработки Before treatment	После обработки After treatment
1	20–23.09.2007	0 нпу 165 атм 0 at 2347 psi	87 нпу 154 атм 87 at 2190 psi
2	26–28.09.2007	0 нпу 150 атм 0 at 2134 psi	120 нпу 150 атм 120 at 2134 psi
3	26–29.11.2007	0 нпу 155 атм 0 at 2205 psi	115 нпу 155 атм 115 at 2205 psi

technology, this one has several advantages: job speed, mix preparation simplicity, low corrosiveness of solutions with respect to field equipment, absence of work problems, deeper bed stimulation properties of dry acid СК-ТК4 and multifunctional surfactant Neftenol K, bottomhole zone treatment with no precipitations and hydrochloric acid emulsions generation, high efficiency, personnel safety.

Таблица 2 – Результаты работ, проведенных в 2008 году
Table 2 – The results of job carried out in 2008

№	Данные по план-заказу приемистость, м³/сут Well capacity plan data, m³/day		Приемистость скважин, м³/сут Intake capacity of well, m³/day	
	До ремонта Before maintenance	Планируемый Planned	До обработки Before treatment	После обработки After treatment
1	6 нпу 145 атм 6 at 2062 psi	50 нпу 145 атм 50 at 2062 psi	5 нпу 145 атм 5 at 2062 psi	110 нпу 120 атм 110 at 1707 psi
2	12 нпу 120 атм 12 at 1707 psi	50 нпу 120 атм 50 at 1707 psi	12 нпу 120 атм 12 at 1707 psi	110 нпу 120 атм 110 at 1707 psi
3	47 нпу 60 атм 47 at 853 psi	150 нпу 60 атм 150 at 853 psi	80 нпу 60 атм 80 at 853 psi	160 нпу 40 атм 160 at 569 psi
4	5 нпу 65 атм 5 at 925 psi	130 нпу 65 атм 130 at 925 psi	62 нпу 100 атм 62 at 1422 psi	155 нпу 90 атм 155 at 1280 psi
5	10 нпу 170 атм 10 at 2418 psi	150 нпу 170 атм 150 at 2418 psi	0 нпу 180 атм 0 at 2560 psi	100 нпу 180 атм 100 at 2560 psi
6	11 нпу 165 атм 11 at 2347 psi	150 нпу 165 атм 150 at 2347 psi	0 нпу 145 атм 0 at 2062 psi	114 нпу 120 атм 114 at 1707 psi
7	20 нпу 180 атм 20 at 2560 psi	120 нпу 180 атм 120 at 2560 psi	56 нпу 160 атм 56 at 2276 psi	120 нпу 155 атм 120 at 2205 psi
8	39 нпу 168 атм 39 at 2390 psi	200 нпу 168 атм 200 at 2390 psi	60 нпу 160 атм 60 at 2276 psi	120 нпу 130 атм 120 at 1849 psi

Using this technology, bottomhole zone treatment of three wells owned by ОАО Tatneft was carried out in 2007. Results are shown in table 1.

As seen from the table, job time was about 2–3 days. The notable feature is that initially acid solutions were planned to be injected with the help of pulsating unit. During the pilot program we found

предполагалось вводить кислотные составы с помощью пульсирующей установки. В процессе же проведения опытно-промышленных работ выяснилось, что после промывки скважины раствором многофункционального ПАВ – «Нефтенол К» марки НК-20 кислотные растворы входили в ПЗС без каких-либо сложностей при допустимом давлении.

По полученным результатам было принято решение в 2008 году обработать еще восемь скважин. Результаты работ приведены в таблице 2.

После проведения работ, по предварительной оценке приемистости обработанных скважин ПАВ-кислотным составом, были достигнуты запланированные эффекты, а в некоторых случаях и превышены.

Для подтверждения предположений, чем вызваны загрязнения скважин, были исследованы пробы, получаемые при свабировании (таблица 3). По предоставленным данным видно, что основное количество гидратов окислов железа выносятся после удаления продуктов реакции третьей пачки – после обработки ПЗС сухокислотой СК-ТК4 с многофункциональным ПАВ («Нефтенолом К» марки НК-20).

На 2009 год достигнута договоренность с нефтедобывающими управлениями ОАО «Татнефть» о продолжении ОПР на 80 скважинах силами ООО «Татнефть – АктюбинскРемСервис», на 7 июля 2009 г. проведены обработки на 25 скважинах. В среднем неработающие скважины стали принимать от 25 до 240 м³/сут. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Кристиан, М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константианеску; пер. с румынск. – М.: Недра, 1985. – С. 79
2. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта: учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / П. М. Усачев – М.: Недра, 1986. – 165 с.
3. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения / Р. Х. Муслимов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
4. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000.
5. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛа К / Р. С. Магадов [и др.]. – Нефть, газ и бизнес, 2007. – №1–2. – С. 93–97.

Таблица 3 – Результаты анализа проб, полученных при свабировании нагнетательных скважин после обработки ПЗС ПАВ-кислотной композицией

Table 3 – The results of samples analysis obtained during injection wells swabbing after bottomhole zone treatment with acid-surfactant solution

№ n/n	Пробы (скв. 12899) Samples (well 12899)	pH	ρ , г/см³ ρ , g/cm³	Общее железо, г/л Total iron quantity, g/l
1	Из системы ППД From reservoir pressure maintenance system	5,5	1,091	0,0113
2	При свабировании после закачки HCl с добавкой «Нефтенол К» марки НК-20 After injection of hydrochloric acid with Neftenol K of HK-20 grade addition	5	1,015	0,0055
3	При свабировании после закачки ПАВ-кислотной композиции на основе сухокислоты СК-ТК4 и «Нефтенол К» марки НК-20 After injection of surfactant-acid solution based on dry acid CK-TK4 and Neftenol K of HK-20 grade	4,1	1,05	0,0285

out that after well flushing with multifunctional surfactant – Neftenol K of HK-20 grade, acid solutions entered bottomhole zone at allowable pressure with no problems.

The decision to treat eight more wells was made in 2008. The results are given in table 2.

Preliminary estimate of intake capacity of wells treated with surfactant-acid solution shows that planned effects were achieved or, in some cases, even exceeded.

To prove the assumption about the cause of wells contamination, swabbing samples were investigated (table 3). Given data shows that the main quantity of ferrous hydroxides is taken out of well after third reaction products bench removal – after the injection of dry acid “CK-TK4” with multifunctional surfactant (Neftenol K of HK-20 grade). ☉

REFERENCES

1. Christian, M. Increase of productivity and intake capacity of wells / M. Christian, S. Sokol, A. Constantinescu; trans. from Romanian. – M.: Nedra, 1985. – P. 79.
2. Usachev, P. M. Hydraulic fracturing. Tutorial for vocational education students and industrial workers / P. M. Usachev – M.: Nedra, 1986. – P. 165.
3. Geology, Development and exploitation of Romashkinskoe oil field / R. H. Muslimov et all. – M.: VNIIOENG, 1995.
4. Ibragimov, L. H. Oil production stimulation / L. H. Ibragimov, I. T. Mishchenko, D. K. Cheloyanc. – M.: Nauka, 2000.
5. Wells acid treatment improvement by means of multifunctional surfactant – Neftenol K addition / R. S. Magadov et all. – Oil, gas and business, 2007. – №1–2. – P. 93–97.

- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



«Лёгкий»
клапан для
кабеля,
лубрикатор
и сальник

- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



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



**«Лёгкий» клапан
для кабеля**



**Плашка
конструкции
Q-Guide™**

www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

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



ПРИМЕНЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАСШИРЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ЧЕРЕЗ НКТ ПОЗВОЛЯЕТ ВОССТАНОВИТЬ ДОСТУП К ЗАЦЕМЕНТИРОВАННОЙ СКВАЖИНЕ

THE USE OF NEW THRU TUBING UNDER REAMING TECHNOLOGY REGAINS FULL BORE ACCESS TO CEMENTED WELL

Майк РОССИНГ, Weatherford International Ltd.
Mike ROSSING, Weatherford International Ltd.

ВВЕДЕНИЕ

Для восстановления скважины после неудачного цементирования был применен новейший расширитель НКТ, способный увеличивать исходный внешний диаметр с 55,9 мм до диаметра обсадной трубы – 244,5 мм (рисунок 1). Операция проводилась на шельфовом месторождении Западной Малайзии на глубине около 60 м. Данное месторождение было открыто в конце 1980-х, а его освоение осуществлялось с нескольких платформ с применением направленного бурения. Одна из эксплуатационных скважин была пробурена в 1991 году и работала в двух горизонтах с двумя колоннами диаметром 73 мм, внутри обсадной трубы диаметром 244,5 мм. По длинной колонне осуществлялась добыча из одного коллектора, а по второй, короткой – из двух. Для улучшения параметров добычи обе колонны были оснащены газлифтным оборудованием. По состоянию на начало 2008 года коллектор, добыча из которого велась по длинной трубе, перестал быть экономически рентабельным – обводненность достигала 95%. В связи с этим было принято решение перекрыть существующие перфорационные каналы и для достижения удовлетворительного дебита начать повторное перфорирование уровнем выше.

Для достижения данной цели было решено провести ремонтные работы с осуществлением процедуры цементирования существующих перфорированных каналов через лифтовую колонну и применением колтюбинговых технологий. Традиционный КРС в данном случае был бы экономически неоправданным. Таким образом, были проведены следующие технологические этапы:

1. ГНКТ была спущена до глубины установки моста – 2168 м, где были проведены испытания на приемистость с использованием морской воды (1 баррель в минуту) при уровне давления на поверхности 10,34 МПа. Тот факт, что не наблюдался возврат жидкости на поверхность, указывал на то, что пласт, возможно, поглощает флюид с той же скоростью (1 б/м).
2. Несмотря на это, было принято решение начать

INTRODUCTION

A newly developed thru tubing underreamer which can expand from its OD of 2.2" to the ID of 9-5/8" casing was recently used to remediate a well which had been inadvertently cemented (ref. 1). The location of the operation was a field underlying some 60 meters of water offshore West Malaysia. The field was discovered in the late 1980's and its' development was performed from several platforms with directional wells, one of which was drilled in 1991 and completed as a dual zone producer with 2 strings of 2-7/8" tubing inside 9-5/8" casing. Production was from a single sand in the long string and two comingled sands in the short string with both strings being equipped with gas lift equipment for enhanced production. By the beginning of 2008 the long string sand was no longer economically productive due to the 95% water cut and so it was decided to shut off the existing perforations and re-perforate higher in the zone to establish acceptable production.

To achieve this a procedure was derived to squeeze cement the existing perforations using thru tubing intervention by means of Coiled Tubing (CT) techniques rather than a full workover approach which was economically unviable. Accordingly the following procedure was performed:

1. The CT was run in to tag at the plugged back total depth (TD) at 2168 meters (7061 ft) and then an injectivity test was performed with sea water at a rate of 1bpm with a surface pressure of 1500 psi with no returns to surface, indicating that the formation was probably taking fluid at a similar rate.
2. Despite this it was decided to go ahead with the cement squeeze operation on the assumption that the formation would take the cement in the same way, effectively providing for a cement squeeze as planned.
3. A total of 25 bbls of cement were pumped preceded by a 20 bbl cushion to fill the sump below the perforations and separated and followed by a 2 bbl gel spacer, all being displaced with sea water.
4. The CT was pulled out and after waiting on cement for some 36 hours it was run back into the hole where

цементирования. Предполагалось, что пласт будет поглощать цементный раствор столь же эффективно, что в конечном счете приведет к успешному исходу операции.

3. Сначала были закачаны 25 баррелей в качестве подготовки для заполнения зумпфа ниже уровня перфорационных отверстий, затем 25 баррелей цементующего раствора и 2 барреля гелиевой буферной жидкости. На всех этапах применялось вытеснение с использованием морской воды.
4. ГНКТ была поднята на поверхность для того, чтобы дать цементному раствору время на затверждение. Спустя 36 часов ГНКТ снова была спущена в ствол. Однако на уровне 1882 м (161 м выше уровня хвостовика длинной колонны) была обнаружена пробка.
5. Была проведена опрессовка цемента, однако установленный уровень давления 3,447 МПа за две минуты упал до нуля. ГНКТ была извлечена и спущена снова вместе со взрывной машинкой, которая позволила КНБК преодолеть обнаруженную пробку. Однако на уровне 1980 м движение снова прекратилось. Несмотря на закачку 20%-го раствора соляной кислоты, попытки продолжить спуск ГНКТ оказались тщетными.

АНАЛИЗ СИТУАЦИИ

Важен тот факт, что на протяжении всей операции не наблюдалось возврата флюида на поверхность, а уровень его содержания в затрубном пространстве НКТ был неизвестен. Так как объем цементующей жидкости в полости обсадной колонны на участке между верхним перфорационным интервалом и хвостовиком составлял всего около 5 баррелей, казалось очевидным, что присутствие цемента на данном уровне НКТ могло быть объяснено тем, что высокая вязкость раствора привела к более низкой скорости его нагнетания в пласт. Для того чтобы восстановить доступ к пласту-коллектору, к которому была спущена длинная колонна, потребовались две отдельные технологические операции:

- Использование моторного фрезера, работающего с ГНКТ для извлечения цемента из НКТ длинной колонны.
- Применение бурового расширителя для прочистки обсадной колонны диаметром 244,5 мм на участке между хвостовиком и перфорационным интервалом. Первая операция не представляла сложности. При проведении стандартных процедур фрезеровки внутри НКТ единственно возможной трудностью могло стать повреждение отверстий уплотнения посадочного ниппеля. Однако вторая операция была сопряжена с целым рядом рисков:
- Необходимостью расширить режущие лезвия таким образом, чтобы инструмент мог пройти через самый узкий участок НКТ (57,2 мм) – патрубок, и в то же время лезвия должны были доставать до стенок обсадной колонны, внутренний диаметр которой составлял 244,5 мм.

an obstruction was tagged at 1882 meters (6176 ft), 161 meters (527 ft) above the long string tubing tail.

5. The cement was pressure tested but the applied pressure of 500 psi bled to zero in 2 minutes, so the CT was pulled and run back in the hole with a jet blaster which enabled the BHA to pass through the initial obstruction. However it subsequently held up at 1980 meters (6497 ft) where no further progress could be made despite mixing and pumping 20% HCl.

SITUATION REVIEW

It was important to note that there were no fluid returns to surface during the whole operation and that the fluid level in the CT/tubing annulus was unknown. Since the casing volume between the upper perforation and the tubing tailpipe is only some 5 bbls, it seemed clear that the presence of cement so high in the tubing could best be explained by the fact that its higher viscosity resulted in a lower injection rate into the formation. In order to regain access to the longstring sand, two distinct operations would be required:

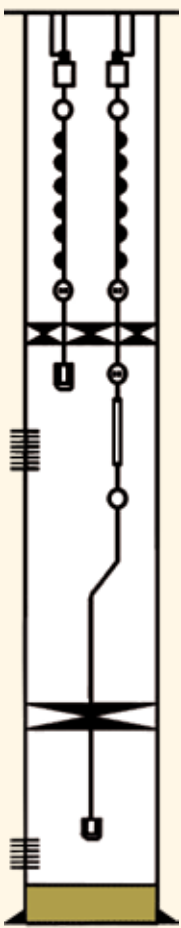
- A mill and motor assembly run using CT in order to mill out the cement from the long string tubing.
 - A CT underreamer run to clean out the 9–5/8" casing from the tubing tail to the perforations.
- The former operation would be relatively simple using standard procedures for milling inside tubing, the only possible drawback being the possibility of damage to the landing nipple seal bores. However the latter operation would present several risks and challenges:
- The need to expand the cutting blades from an OD that would pass through the smallest nipple profile in the tubing (2.25") and yet expand to the ID of the 9–5/8" casing (8.835").
 - The 69° well deviation.
 - The possibility of getting the underreamer stuck in the tailpipe or in a tubing restriction or its failing to retract fully to re-enter the tubing tail resulting in it dragging up the tubing thus scarring it internally.
 - The tool could become jammed inside the tubing thereby necessitating a BHA disconnect and consequent fishing job.
 - A blade could break off and be left in the hole, perhaps resulting in a difficult fishing job.

Clearly the choice of underreamer for such an operation would be critical so an exhaustive review of available equipment was undertaken in order to plan an operation with the maximum probability of success. After reviewing the tools available it was decided to use a new model of underreamer in the late stages of pre-commercialization whose design seemed to best address the concerns associated with the proposed operation, specifically:

- The blades are locked in the retracted position and held in place by shear screws – activation is by the

Таблица-схема заканчивания скважины Дуланг: скважина с многоступенчатым заканчиванием В-10 в колонне 244,5 мм

Dulang Well Completion Diagram Well B-10: Dual Oil Producer in 9 5/8" Casing (Type-5)

Дата заканчивания: 20 июля 1991 г. Буровая вышка: Tioman 3 НКТ: 6,5 PPF N-80 NK3SB 73 мм Фонтанная арматура: WKM, Dual, 3M Пакерная жидкость: 9,7 PPG 3% KCl + NaCl + 0,05% NALCO 3900 BIOCIDE & CORP.INHIBITOR			Обсадная колонна: 508 мм X-56 Cond. 94,0 ppf на гл. 511 м 340 мм K-55 Surf., 54,5 ppf на гл. 1476 м 244,5 мм N-80 Prod., 40 ppf на гл. 2197 м Глубина скважины после установки моста: общая глубина скважины 2168 м; расстояние от ствола ротора до подвески НКТ: 13,88 м; максимальное отклонение ствола скважины: 69 градусов					
Date of completion: 20 July 1991 Rig: Tioman 3 Tubing: 2 7/8" 6,5 PPF N-80 NK3SB 73 X-mas tree: WKM, Dual, 3M Packer fluid: 9,7 PPG 3% KCl + NaCl + 0,05% NALCO 3900 BIOCIDE & CORP.INHIBITOR			Casing: 20" X-56 Cond. 94,0 ppf @ 511 MDDF 13 3/8" K-55 Surf., 54,5 ppf @ 1476 MDDF 9 5/8" N-80 Prod., 40 ppf @ 2197 MDDF PBTD: 2168 m MDDF RTE to Tubing Hanger: 13,88 м Maximum Deviation: 69 deg.					
Статус Status	Мин. внутр. диаметр, мм Min ID (in)	Короткая колонна Short String	Глубина относительно фланца головки НКТ, м Depth M MDTHF	Глубина относительно фланца головки НКТ, м Depth M MDTHF	Заканчивание Длинная колонна Completion Long String	Мин. внутр. диаметр, мм MIN ID (in)	Статус Status	
Закрыта Closed	62 / 2,441	Контрольная линия 6,35 мм 1/2" Control Line	125,9		135,5	Контрольная линия 6,35 мм 1/2" Control Line	62	Газлифтный клапан перекрыт 3 июля GLVC/JULY3
	58,72 / 2,312	Гидродинамическая муфта Flow Coupling	126,7		136,3	Гидродинамическая муфта Flow Coupling	58,72	
	58,72 / 2,312	Забойный клапан-отсекатель, управляемый с поверхности TRDP-4A SCSSV	281,5		290,6	Забойный клапан- отсекатель, управляемый с поверх. TRDP-4A SCSSV	58,72	
	60,22 / 2,371	Штуцер WP-1 Nipple	597,0		584,0	Штуцер WP-1 Nipple	60,22	
	60,22 / 2,371	Газлифт. клапан 12/64; давление открытия 520 GLV 12/64 PTRO 520	1110,4		1105,1	Газлифт. клапан 12/64; давление открытия 740 GLV 12/64 PTRO 740	60,22	
	60,22 / 2,371	Газлифт. клапан 10/64 // 820 GLV 10/64 PTRO 820	1465,8		1451,1	Газлифт. клапан 10/64 // 820 GLV 12/64 PTRO 820	60,22	
	60,22 / 2,371	Газлифт. клапан 10/64 // 960 GLV 10/64 PTRO 960	1672,8		1662,7	Газлифт. клапан 10/64 // 845 GLV 12/64 PTRO 845	60,22	
	60,22 / 2,371	Газлифт. клапан 10/64 // 1000 GLV 10/64 PTRO 1000	1826,5		1816,4	Газлифт. клапан 10/64 // 960 GLV 12/64 PTRO 960	60,22	
	60,22 / 2,371	Газлифт. клапан 10/64 GLOV 10/64	1439,9		1431,8	Газлифт. клапан 8/64 GLOV 8/64	60,22	
	58,72 / 2,312	Скользкая муфта WPB-2DE WPB-2DE SSD	1980,9		1990,0	Скользкая муфта WPB-2DE WPB-2DE SSD	58,72	
	62 / 2,441	Двойной гидравл. пакер Guib Uni- XXVII Guib Uni- XXVII Dual Hyd. PKR	1999,3		2005,9	Скользкая муфта WPB-2DE WPB-2DE SSD	58,72	
	57,15 / 2,250	Непроходн. ниппель тип 'D' 'D' No-Go Nipple	2001,2		2013,8	Предохранительный патрубок BLAST JOINT	62	
	62 / 2,441	Направл. воронка для ГИС W/L Entry Guide	2001,8		2031,5	Штуцер WP-1 Nipple	58,72	
					2031,5			
Перекрыто Closed		Пласт-коллектор E-12/13 Sand: E-12/13 Перфорационный интервал 2022,12 м – 2030,12 м PERFT: 2022.12 m – 2030.12 m		2044,4	Непроходн. ниппель тип 'D' 'D' No-Go Nipple	57,15		
	101,6 / 4,000	Гидравл. пакер Guib Uni-VII Guib Uni-VII Single HYD. PKR	2034,1	2042,9	Направляющая воронка для ГИС W/L Entry Guide	62		
		Пласт-коллектор E-14 Sand: E-12/13 Перфорационный интервал 2051,12 м – 2058,12 м 2063,12 м – 2065,12 м PERFT: 2051.12 m – 2058.12 m 2063,12 m – 2065,12 m						
			Общая глубина относительно фланца головки НКТ 2186,1 м TD @ 2186,1 m MDTHF					

- Отклонением скважины на 69°.
- Вероятностью застревания расширителя в хвостовой трубе или участке НКТ с узким проходным сечением или невозможностью его отвода назад для повторного входа в хвостовик НКТ. Это могло бы привести к тому, что расширитель начал бы тянуть за собой НКТ и повредил ее изнутри.
- Инструмент мог бы застрять внутри колонны НКТ, что потребовало бы отсоединения КНБК и последующих ловильных операций.
- Одно из лезвий могло отломаться и остаться в стволе. В результате потребовались бы довольно сложные ловильные операции.

Очевидно, что в данной операции критически важное значение имел правильный выбор расширителя. Именно это могло гарантировать максимальную вероятность успеха. В связи с этим было осуществлено подробное изучение всего доступного оборудования. В результате было решено использовать совершенно новую модель расширителя, промышленный выпуск которой к тому времени еще не начался. Конструкция данного расширителя, казалось, является самым оптимальным решением, учитывающим все потребности предстоящей технологической операции, а именно:

- Лезвия находятся в закрытом положении и фиксируются срезными винтами, активация же происходит под действием дифференциального давления посредством инструмента, воздействующего на сдвоенные поршни.
- При сдвигании сдерживающих винтов кулачковый привод активирует лезвия и фиксирует их в раскрытом положении.
- Фиксирующие штифты,двигающиеся по направлению от бура инструмента, приводят к падению давления, что обеспечивает получение четких поверхностных признаков осуществляемой операции.
- Когда поток останавливается, возвратная пружина тянет назад отсоединяющий рукав и направляет фиксирующие штифты обратно к буру инструмента, что позволяет лезвиям складываться, в случае если при поднятии инструмента возникают какие-либо преграды.
- В случае форс-мажорных обстоятельств в инструменте срабатывает механизм аварийного освобождения инструмента, при котором лезвия расширителя закрываются и выводятся из строя. Это предотвращает случаи потери оборудования или его компонентов в стволе и снимает необходимость проведения ловильных операций.

ПРОЦЕДУРА ВОССТАНОВЛЕНИЯ

Необходимое оборудование было доставлено на морскую платформу. В связи с вероятными проблемами с прокачкой раствора и ожидаемыми трудностями выхода бурового раствора на поверхность, типичными при использовании стандартных гелевых материалов для промывки скважины и стандартных средств

application of differential pressure through the tool which acts against dual pistons.

- Upon shearing the retaining screws, a cam actuator moves the blades out to lock them in the open position.
- The lock pins moving away from the bore of the tool cause a drop in pressure which gives a clear surface indication of deployment.
- When flow is stopped a return spring pulls the unlocking sleeve back pressing the lock pins back into the bore of the tool, allowing the blades to retract when any restriction is reached while pulling up.
- If all else fails the tool incorporates a straight pull emergency release mechanism, designed to collapse the underreamer blades by overpulling on the blades and prevent leaving a fish behind in the wellbore.



Рисунок 2 – Расширитель типа “челюсти”
Figure 2 – “Jaws” Under-reamer

REMEDIATION PROCEDURE

The required equipment was mobilized to the offshore platform and because of the likelihood of circulation problems and the anticipated difficulty of getting returns when using standard gel materials for the circulating and motor operating medium, it was decided to use a high torque CTD motor. The CTD motor is the standard thru-tubing motor, designed for heavy drilling applications in hostile environments, and capable of high temperature and nitrogen applications. It also features a rotor catch and lock nut, safety devices to handle an accidental motor back-off. The following procedure was carried out:

- Bottomhole Assembly (BHA) #1, consisting of a 2–1/8” motorhead assembly, 2–1/8” OD CTD motor and 2.2” OD mill, was made up to the CT and run into the well but, at 1794 meters (5887 feet) maintaining circulation with straight fluid was becoming difficult and so nitrogen was introduced to the power fluid at a

управления двигателем, было решено использовать забойный двигатель, работающий на ГНКТ и обладающий высоким крутящим моментом. Такой двигатель, спускаемый через ГНКТ, разработан специально для осуществления сложных буровых операций в агрессивной среде и не поддается влиянию высоких температур и воздействию азота. Он также оснащен захватным устройством и стопорной гайкой – предохранительными устройствами на случай возможного отвинчивания двигателя от ГНКТ.

Были осуществлены следующие технологические этапы:

- Для спуска в скважину была разработана компоновка низа буровой колонны (КНБК № 1), состоящая из крышки двигателя диаметром 54 мм, забойного двигателя с внешним диаметром 54 мм и фрезы с внешним диаметром 55,88 мм. Однако на уровне 1794 м возникли трудности с поддержанием циркуляции жидкости. Для улучшения подачи на поверхность было решено подавать рабочую жидкость (азот) на уровне 7,79 м³/сек.
- КНБК продолжила работу (при полной циркуляции) до пробки на уровне 1980 м, после чего была увеличена скорость подачи геля до 1 барреля в минуту с сохранением подачи азота (7,79 м³/сек). Фрезерование осуществлялось со скоростью проникновения, равной 0,92 м в минуту, до отметки 3,6 м ниже хвостовика НКТ длинной колонны. При этом наблюдался полный возврат бурового раствора.
- Фрезерование продолжалось до уровня затвердевшего цемента (2064 м), при этом на пути встретились несколько пробок, которые, однако, были успешно преодолены. После достижения дна ГНКТ была извлечена из ствола. Фреза при этом находилась в довольно хорошем состоянии: был обломан лишь один зубец.
- Была разработана КНБК № 2, состоящая из крышки двигателя, забойного двигателя и бурового расширителя типа «челюсти» диаметром 54 мм. Сначала КНБК протестировали на поверхности: была проведена прокачка жидкости на уровне 1 баррель в минуту. Как и предполагалось технологией, штифты сдвинулись, а лезвия раскрылись. КНБК была возвращена в исходный режим и спущена в ствол без циркуляционных

Схема КНБК / Bottom Hole Assembly Report								
№	КНБК BHA	Описание инструмента Tool description	Инвент. номер Asset NO.	Внешн. диаметр инстр., мм Tool OD (in)	Внутр. диаметр инстр., мм Tool ID (in)	Ловиль- ная шейка Fish Neck (in)	Соеди- нение Connection	Длина, м Length (ft)
1		Внешний соединитель ГНКТ Coiled Tubing Connector External STC	273635	53,97 2.125	25,4 1.00	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,122 0.400
2		Компоновка двигателя Motorhead Assembly	958736	53,97 2.125	12,7 0.50	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,68 2.230
3		Двигатель для ГНКТ Weatherford Weatherford CTD Motor	278376	53,97 2.125	— N/A	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	3,44 11.300
4		Фреза Cement Style Mill	372615	55,88 2.200	25,4 1.00	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,152 0.500

Рисунок 3 – КНБК № 1
Figure 3 – BHA #1

rate of 250 scuffs to improve circulation to surface.

- The BHA continued in the well (with full circulation) to the restriction at 1980 meters (6497 ft), the gel pump rate was increased to 1bpm with 250 scuff of Nitrogen and the milling was performed at a penetration rate of 3 ft/min to a point 3.6 meters below the long string tubing tail, with full returns.
- Milling continued down to hard cement at 2064 meters (6771 ft) encountering several bridges along the way but milling through them without difficulty. After bottoms up the CT was pulled out of the well and the mill was found to be in generally good condition with one chipped tooth.
- BHA #2 consisting of motorhead, CTD motor and 2-1/8" "Jaws" underreamer was then made up to the CT and its' deployment was first tested at surface by pumping through it at 1 bpm whereupon the pins sheared and the blades locked open as designed. It was then repinned and the BHA was run into the hole, without circulating, to a point below the tubing tail – the depth being correlated by a flag installed on the coiled tubing during the previous run.
- The pump rate was then raised to 1 bpm of gel with 250 scuff of Nitrogen to open the underreamer blades, with a clear surface indication being noted, and underreaming was then carried out to the new TD of 2066 meters (6780 ft) some 1.5 meters (5 ft) below the top of the uppermost perforations with full returns.

движений до уровня ниже хвостовика НКТ. Глубина при этом была обозначена сигнальным устройством, установленным на ГНКТ в ходе проведения предыдущей спуско-подъемной операции.

- Для открытия лезвий расширителя скорость нагнетания была увеличена до 1 барреля геля в минуту (с подачей азота 7,79 м³/сек). При этом были зафиксированы четкие поверхностные параметры. Расширение ствола было продолжено далее, на общую глубину, равную 2066 м, до уровня на 1,5 м ниже самых верхних перфорационных интервалов с полным возвратом бурового раствора.
- Далее скважина была очищена, а насос выключен – было необходимо дать лезвиям передышку. Началось медленное извлечение ГНКТ, сначала – до хвостовика НКТ (без признаков затяжек) и затем, с увеличением скорости (не выше 12,2 м/мин), – на поверхность. После извлечения КНБК было установлено, что расширитель находился в хорошем состоянии: ни лезвия, ни твердосплавная пластинка не были повреждены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из-за того что многое в ходе проведения операции могло пойти не так, как задумывалось, применение расширителя сопровождалось некоторыми опасениями (указанными выше). Однако было очевидно, что именно данная технология могла обеспечить наибольшие шансы для успешного решения возникших проблем. Операция была проведена согласно расчетам, а сам инструмент и забойный двигатель показали безупречные рабочие характеристики. Последующие канатные операции подтвердили данные о глубине установки моста – 2066 м, и скважина была снова введена в строй для запланированного повторного заканчивания. Благодаря успешности описанной операции, применение расширителя в настоящий момент рассматривается как основная альтернатива в случае необходимости проведения подобных операций в будущем. ☺

ЛИТЕРАТУРА

1. SPE 121422, доклад Сушила Сити Айсiah [и др.], конференция SPE/ ICoTA, 31 марта – 1 апреля 2009 г.

Схема КНБК / Bottom Hole Assembly Report								
№	КНБК BHA	Описание инструмента Tool description	Инвент. номер Asset NO.	Внешн. диаметр инстр., мм Tool OD (in)	Внутр. диаметр инстр., мм Tool ID (in)	Ловиль- ная шейка Fish Neck (in)	Соеди- нение Connection	Длина, м Length (ft)
1		Внешний соединитель ГНКТ Coiled Tubing Connector External STC	273635	53,97 2.125	25,4 1.00	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,122 0.400
2		Компоновка двигателя Motorhead Assembly	958736	53,97 2.125	12,7 0.50	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,68 2.230
3		Двигатель для ГНКТ Weatherford CTD Motor	278376	53,97 2.125	– N/A	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	3,44 11.300
4		Буровой расширитель Weatherford Underreamer	928372	55,88 2.200	25,4 1.00	53,97 2.125	38,1 1-1/2" AMMT	0,366 1.200

Рисунок 4 – КНБК № 2
Figure 4 – BHA #2

- The well was then circulated clean with good surface returns and the pump shut down to allow the blades to relax. The CT was pulled from the well slowly at first into the tubing tail with no indication of any overpull and then to surface at slowly increasing rates to a maximum of 40 ft/min. The BHA was recovered and the under-reamer was found to be in good condition with the blades floppy at the end of the tool and no sign of blade or insert damage.

CONCLUSION

Because of the many things that could have gone wrong with the operation, as listed above, the deployment of the underreamer was undertaken with some misgivings but seemed to offer the best chance of a successful outcome to the problem. The underreaming procedure went exactly according to plan and the tool and motor performed flawlessly. A subsequent wireline run confirmed the new plug back depth at 2066 meters (6780 ft) and the well was returned to operations for subsequent recompletion as planned. Because of this successful operation the underreamer used is now recognized as the tool of choice for this operator should any similar thru tubing operations become necessary in the future. ☺

REFERENCES

1. SPE 121422 by Sushilla Siti Aisyah [et al.] presented at SPE/ ICoTA 31 March – April 1 2009.

БУРЕНИЕ КОЛТЮБИНГОМ: ИСТОРИЯ, ДОСТИЖЕНИЯ И ИННОВАЦИИ

COILED TUBING DRILLING: HISTORY, ADVANCES, INNOVATIONS

ЧТО ТАКОЕ КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ?

Колтюбинговое бурение (КБ) зародилось в Канаде. В 1997 году компания Fleet Coil Technologies, являющаяся подразделением Plains Energy Services Ltd., привезла в Канаду прототип колтюбинговой буровой установки, собранной в США. Эта установка пробурила более 200 скважин за первый год работы.

К 2000 году КБ стало полностью коммерческим способом добычи углеводородов на малых глубинах. С тех пор количество новых скважин, пробуренных с использованием КБ, в Канаде возросло с нескольких сотен до нескольких тысяч в год. Фактически КБ коренным образом изменило рынок бурения на небольших глубинах. Теперь на коммерческой основе его применяют по всему миру.

При роторном бурении долото, находящееся у основания бурильной трубы, вращается, обеспечивая тем самым процесс бурения скважины. Долото опускается в скважину путем увеличения длины бурильной трубы. Когда долото достигает дна скважины, оно вращается, а вес бурильной колонны передается на него, обеспечивая тем самым эффективное бурение породы. Долото для роторного бурения похоже на зубило, однако на нем имеется несколько рядов металлических или алмазных резцов для более эффективного выдалбливания или раскалывания породы при вращении.

На самом деле вращать долото с помощью трубы ничем не лучше, чем просто подключить ее к кабелю. Однако роторное бурение имеет серьезное преимущество вне зависимости от того, твердую или мягкую породу приходится бурить. Оно заключается в том, что роторная буровая установка прокачивает флюид, обычно на водной основе, пока долото осуществляет бурение.

Долото для роторного бурения закрепляется к бурильной трубе с помощью полых замков, образующих, по сути, канал, по которому идет закачка жидкости вниз по трубе к долоту и обратно на поверхность. При этом происходит вынос шлама из скважины. Таким образом, при роторном бурении нет необходимости останавливать бурение, для того чтобы удалить шлам.

При КБ происходит замещение полых трубных замков непрерывной колонной стальных полых труб. Тот недостаток, что при использовании КБ нет возможности вращать трубу на поверхности для того, чтобы приводить в движение долото, был преодолен разработкой скважинных моторов, которые вращают долото. Алмазное долото или компактное долото с поликристаллическими алмазными вставками часто используются вместе со скважинными моторами, потому что они могут выдерживать большие скорости вращения мотора (350 об/мин). Как правило, большее число оборотов в минуту позволяет использовать меньшую нагрузку на долото, чем при роторном бурении.

WHAT IS COILED TUBING DRILLING?

Coiled tubing drilling (CTD) has its roots in Canada. In 1997, Fleet Coil Technologies, a division of Plains Energy Services, brought a prototype rig into Canada from the United States. That rig drilled over 200 wells during its first year of operation.

By 2000, CTD was fully commercial for Canadian shallow hydrocarbon drilling. Since then, Canada has moved from drilling a few hundred wells to drilling thousands of wells a year with coiled tubing technology. Actually, CTD has revolutionized the shallow drilling market. Now it is being utilized on a commercial basis all over the world.

Rotary drilling turns the bit on the bottom of the drill pipe in order to make the hole. The bit is lowered into the hole by adding lengths of pipe. Once the bit is on bottom it is rotated and some of the weight of the pipe is allowed to press down on the bit. The weight causes the bit's cutters to bite into the formation. Instead of being a chisel, a rotary bit has several rows of metal teeth or diamond cutters. As the bit's teeth or cutters rotate over the formation, they gouge or scrape the rock away.

By itself, rotating a bit on pipe is not any better than dropping a bit on cable. However, rotary drilling has a major advantage regardless of whether the rock is soft or hard and that is a rotary rig circulates a fluid, usually water-based, while the bit drills.

The rotary bit is attached to hollow joints of pipe that become a conduit for a powerful pump to move fluids down the pipe to the bit and back to the surface thus carrying the cuttings out of the hole. Therefore, on a rotary rig you do not have to stop drilling to remove cuttings.

CTD involves replacing the hollow joints of steel pipe with a continuous hollow steel tube. The disadvantage of not being able to rotate the pipe at the surface in order to spin the bit has been overcome by the development of downhole motors that rotate the bit. Diamond bits or polycrystalline diamond compact (PDC) bits are often used with downhole motors because they can endure the high rotational speeds (350 RPM) of the motor. Generally, the greater number of revolutions per minute

ЗАЧЕМ НУЖНО КБ?

КБ обеспечивает значительные экономические выгоды, если его правильно применять. В дополнение к потенциальному снижению затрат (затраты на бурение могут быть уменьшены на 15–50%), существует еще несколько преимуществ КБ:

- безопасный и эффективный контроль давления;
- более быстрое проведение спуско-подъемных операций (более 0,8 м/сек);
- меньший вес и площадь основания установки;
- более быстрый монтаж/демонтаж установки;
- меньшее воздействие на окружающую среду;
- меньшее количество обслуживающего персонала;
- возможность высокоскоростной телеметрии.

Метод КБ позволяет размещать и извлекать внутрискважинный инструмент во время непрерывной подачи жидкости, что существенно снижает возможность застревания в скважине. При использовании ГНКТ не нужно соединять и разъединять трубы при проведении спуско-подъемных операций. Таким образом сокращается время работы с трубами и, соответственно, повышается безопасность персонала. КБ позволяет непрерывно контролировать скважинные параметры, в особенности когда НКТ находятся в движении. Тот факт, что вы постоянно связаны с буровым насосом, также дает огромное преимущество, так как позволяет устранять или контролировать выбросы.

КБ может использоваться для бурения как ненаправленных (вертикальных), так и наклонно-направленных скважин. При бурении вертикальных скважин используется традиционный буровой снаряд совместно со скважинным мотором. Наклонно-направленное бурение требует использования направляющего устройства для управления траекторией бурения согласно проекту.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Вертикальные скважины представляют собой наибольшую область применения КБ. Под вертикальными скважинами понимают такие скважины, для бурения которых нет необходимости в использовании скважинного инструмента, контролирующего направление, угол наклона и/или азимут. Большинство операций по КБ к настоящему времени было проведено при освоении неглубоких газовых скважин в Канаде, разработке неглубоких водонагнетательных скважин и при проведении операций по заканчиванию скважин. Главное достоинство КБ в этом случае заключается в высокой скорости монтажа/демонтажа установки и в постоянной скорости проникновения в породу (нет необходимости делать остановки для соединения труб).

НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ

Этот вид операций с применением КБ использует направляющее устройство в КНБК для контроля над желаемой траекторией бурения. Такие операции используются при бурении новых скважин, удлинении старых, при резке боковых стволов к законченным скважинам и при бурении горизонтальных дренажных скважин. Однако в основном КБ применяется при бурении наклонных скважин к новым коллекторам из материнского ствола.

(RPM) allows a lower bit weight than that used in conventional rotary drilling.

WHY DO WE NEED CTD?

CTD can provide significant economic benefits when applied in the proper field setting. In addition to potential cost advantages (the drilling component can be reduced 15 to 50%), it can also provide the following benefits:

- safe and efficient pressure control;
- faster tripping time (150+ ft/min);
- smaller footprint and weight;
- faster rigup/rigdown;
- reduced environment impact;
- less personnel;
- high speed telemetry.

This drilling technique offers the ability to deploy and retrieve downhole tools while continuously circulating fluids, thus reducing greatly the possibility of being stuck in the hole. The body of the coiled tubing has no connections to make or break while going in and out of hole thus increasing personnel safety due to reduced pipe handling needs. CTD allows to perform continuous well control operations especially with pipe in motion. The fact that you are always tied into your mud pump also gives a huge advantage to either eliminate kicks or to control a blowout.

CTD can be used for drilling both non-directional and directional wells. Non-directional wells use conventional drilling assembly in conjunction with a downhole motor. Directional drilling requires the use of an orienting device to steer the well trajectory per the well plan.

NON-DIRECTIONAL WELLS

Non-directional wells represent the largest CTD application, and these are defined as a well that lacks downhole tools to control direction, inclination and/or azimuth. Much of the CTD work performed to date involved shallow gas well development in Canada, but it has also been used for shallow water injection wells and for "finishing" operations. A primary advantage that CTD provides in this application is the speed of the rig up/down operation, and the continuous rate of penetration (no delays to add stands of jointed pipe).

DIRECTIONAL WELLS

This type of CTD application utilizes an orienting device in the bottomhole assembly (BHA) to control the wellbore trajectory as desired. CTD for this application can include new wells, extensions, side-tracks through existing completions, horizontal drainholes, or side-tracks where the completions are pulled.

Наклонно-направленное бурение с использованием колтубинга имеет несколько фундаментальных отличий от традиционных методов роторного бурения. Основное отличие заключается в необходимости использования направляющего устройства для контроля траектории бурения скважины, так как ГНКТ не может вращаться. Управление траекторией резки ствола происходит при помощи поворота изогнутого охранный кожуха в определенном направлении (торца бурильного инструмента) или с помощью контроля боковой нагрузки на долото и соответствующего направления КНБК. Такой контроль над КНБК обеспечивает возможность применения КБ при наклонно-направленном бурении.

Отклоняющий инструмент используется для замеров угла наклона, азимута и для ориентации торца бурильного инструмента. Для наклонно-направленного КБ используется два основных типа отклоняющих инструментов. Электрические инструменты применяются совместно с присоединенным к ним кабелем, который находится внутри ГНКТ и передает данные на поверхность. Ко второму типу относятся инструменты с гидроразрывным каналом связи. Такие устройства передают данные на поверхность, генерируя импульсы давления в буровом растворе.

В дополнение к направляющим и отклоняющим инструментам некоторые КНБК, используемые для КБ, оснащены дополнительными устройствами для проведения гамма-каротажа, определения местонахождения соединительных муфт обсадной колонны, измерения ударной нагрузки, внутреннего и межтрубного давления, а также нагрузки на долото.

КБ позволяет проводить бурение на депрессии и репрессии.

КБ НА РЕПРЕССИИ

Так же как и при проведении традиционного бурения, при КБ на репрессии буровой раствор используется для контроля давления на глубине. При этом система для КБ представляет собой уменьшенную версию традиционной системы. Применяются все традиционные принципы управления скважиной, за исключением того, что ГНКТ ограничивает скорость подачи бурового раствора, а потери давления на трение зависят от отношения длины НКТ на барабане к длине уже спущенной в скважину колонне труб.

КБ НА ДЕПРЕССИИ

К настоящему моменту наибольшее число операций по КБ на депрессии приходится на проведение повторного заканчивания скважин. Однако этот подход полезен и при бурении новых стволов. КБ идеально подходит для применения в условиях пониженного гидростатического давления в стволе из-за своей неотъемлемой системы управления скважиной. Вдобавок заканчивание скважины на депрессии представляет собой разновидность бурения на депрессии, которое широко используется в Канаде и получает признание в других регионах. При таком заканчивании скважины традиционная буровая вышка используется для бурения до верха коллектора и спуска обсадной колонны. Далее используется КБ на депрессии для проникновения в коллектор. Эта методика пытается вобрать

However, the primary use of CTD for directional wells is to directionally drill into new reservoir targets from existing wellbores.

Directional drilling with CT has some fundamental differences compared to conventional rotary drilling techniques. One of the basic differences is the need for an orienting device to control the well trajectory, since CT cannot rotate. Orienting devices control hole direction by rotating a bent housing to a particular orientation (toolface) or controls the side loading at the bit to push the assembly in a particular direction. This control over the BHA provides directional control for CTD applications.

A steering tool is used to measure inclination, azimuth, and tool face orientation. Two basic types of steering tools are used for directional drilling with CT. Electric steering tools are used in conjunction with a cable inside the CT to transmit data to surface. Mud pulse tools comprise the second type of steering device for CTD applications. Mud pulse steering tools transmit data to the surface by generating pressure pulses in the mud.

In addition to orientation and steering devices, some BHAs utilized for CTD are equipped with additional measurement tools, including gamma ray, casing collar locator, accelerometers (shock load measurements), pressure (internal and annulus) and weight on bit.

CTD also allows to perform drilling operations in underbalanced and overbalanced conditions.

OVERBALANCED CTD

As with conventional well drilling operations, the drilling fluid is used for controlling subsurface pressure and the CTD drilling fluid systems are typically smaller versions of conventional systems. Conventional well control principles apply except that the CT string limits the fluid flow rate and the frictional pressure loss varies with the ratio of tubing on/off the reel.

UNDERBALANCED CTD

To date, most underbalanced CTD activity has been for re-entry operations, but new wells could also benefit from this approach. CTD is ideal for this underbalanced applications because of its inherent well control system. In addition, underbalanced "finishing" is a variation of underbalanced drilling used extensively in Canada and gaining acceptance in other areas. For finishing operations, a conventional rig is used to drill to the top of the reservoir and casing is run. From this point, CTD is utilized to drill into the reservoir with underbalanced drilling techniques. This technique attempts to leverage the respective strengths of both

в себя сильнейшие стороны обоих подходов к бурению. Проведение традиционного бурения может быть быстрее (дешевле) при большом диаметре и больших вертикальных непродуктивных интервалах, в то время как проведение КБ на депрессии быстрее (дешевле) в продуктивном интервале. КБ также лучше подходит для обработки углеводородов, полученных из продуктивного интервала.

ИННОВАЦИИ

Несмотря на глобальный экономический спад, интерес к возможностям КБ и колтюбинговому оборудованию очень велик. Компания AnTech Ltd., специализирующаяся в области инженерного проектирования и производства оборудования для нефтегазовой индустрии, подтверждает этот факт.

Компания AnTech специализируется на производстве скважинного инструмента для проведения операций с использованием колтюбинга, включая флагман своей продукции – КНБК для колтюбингового бурения COLT, а также регистрирующих систем для опасных зон и программного обеспечения для нефтесервиса.

Недавно компания пробурела скважину с использованием своей КНБК для КБ COLT в сланцевых залежах Антрим штата Мичиган от имени независимой сервисной компании. Основной целью было получение сланцевого газа. Эта задача была выполнена путем бурения скважины с диаметром ствола 111,1 мм, измеренной глубиной 1551 м и реальной вертикальной глубиной 533 м. Ключ к успеху компании AnTech лежит в длительной подготовке и проектировании. Компактные размеры компоновки COLT позволяют легко ее разместить. Ее уникальное направляющее устройство и проводной канал связи позволил проводить КБ на депрессии с большой точностью в условиях газовой среды.

Нынешняя экономическая ситуация заставляет компании пересматривать способы проведения операций. С перспективами уменьшения издержек и увеличения производительности скважины КНБК для КБ COLT является хорошим решением.

ВЫВОДЫ

Хотя все еще существуют некоторые проблемы, которые КБ необходимо будет преодолеть (глубина проходки, вертикальный контроль в областях с проблемным отклонением, проблемы проведения каротажа и применения бурильных растворов, наклонно-направленное бурение), оно уже продемонстрировало свои преимущества и большой потенциал для развития. Использование технологии КБ значительно продвинулось за короткое время. Буровые вышки для КБ могут проводить бурение на глубине до 4270 м так же эффективно, как и лучшие традиционные буровые вышки. Дальнейший технологический прогресс может привести к использованию трубы диаметром 101 мм. Бурильщики с надеждой смотрят в будущее и уже сейчас видят неограниченные возможности. Технология КБ является, по сути, сдвигом парадигмы в бурении на просторах Северной Америки и всего мира. Гибридные буровые вышки работают с большой скоростью, безопасностью, гибкостью и сокращением издержек. Колтюбинговое бурение – бурение следующего поколения. ●

drilling approaches. Conventional drilling can be faster (less expensive) in the large diameter, unproductive uphole drilling intervals, while underbalanced CTD is faster (less expensive) in the producing interval. CTD is also better suited to deal with the pressure/produced hydrocarbons from the productive interval.

INNOVATIONS

Despite the global downturn, interest in CTD capabilities and equipment is very high. AnTech Ltd, a specialist engineering design and manufacturing company serving the international upstream oil and gas industries, confirms that fact.

AnTech specialises in manufacturing downhole tools for coiled tubing operations, including its flagship product, the COLT coiled tubing drilling bottomhole assembly, hazardous area data acquisition systems and oilfield software.

Recently, the company drilled an onshore well with its COLT bottomhole assembly for CTD in the Antrim shales of Michigan, USA on behalf of an independent service company. The primary aim was to produce shale gas. This was accomplished by drilling a well with a hole diameter of 4 3/8 in. to a measured depth of 5,090 ft, and true vertical depth of 1,750 ft. The key to AnTech's success lay in the thorough design work and preparation carried out. With its compact size, the COLT was easily deployed. Its unique Orienter and wireline connectivity made it possible to drill underbalanced with great precision in the gaseous environment.

The current economic climate is driving companies to re-think the way in which operations are carried out. With the prospect of reducing costs and increasing well productivity, the COLT BHA for CTD offers a solution.

CONCLUSIONS

Though there are still some problems that CTD has to overcome (depth of penetration, vertical control in problematic deviation areas, logging and mud program problems, directional drilling), it has already shown its benefits and big development potential. The use of CTD drilling technology has come very far in a very short time. CTD rigs can drill to 14,000 ft as effectively as the best conventional drilling rigs. Further technological advances may lead to use of 4-in. coil. Coil drillers looking toward the future see unlimited opportunities right now. CTD technology is creating a paradigm shift in drilling throughout North America and all over the world. Hybrid rigs operate with speed, safety, flexibility and costs savings. Coiled tubing is next-generation drilling. ●

Колтюрбинговое бурение – некоторые проблемы адаптации к скважине

Coiled Tubing Drilling – Some Problems of Adaptation to the Well

В.С. ВОЙТЕНКО, профессор, академик РАН

V.S. VOITENKO, professor, member of the Russian Academy of Natural Sciences

Колтюрбинговому бурению присущ целый ряд неоспоримых достоинств, которые и определяют его столь стремительное развитие [1]. Прежде всего, это возможность бурения скважины в целом или отдельных участков ее ствола на депрессии, что позволяет:

1. Разбуривать нефтегазовые и все вышележащие пласты пористых пород, которые могут содержать нефть или газ, при давлении в скважине ниже пластового. Этим предупреждается возможность проникновения в пласт бурового раствора и его частиц, а также исключается отфильтровывание фильтрата из раствора. Тем самым обеспечивается сохранение природных коллекторских свойств пласта и предупреждается снижение будущих дебитов нефти и газа.
2. Выявлять и досконально изучать все перспективные на нефть и газ горизонты по разрезу скважины уже в процессе бурения, что особенно важно при поисково-разведочных работах.
3. Поднимать более достоверные образцы керна.
4. Определять встречаемые в разрезе водяные пласты и пропластки с изучением характера водопритокков и пластовых давлений.
5. Относительно быстро поднимать до поверхности частицы выбуренной породы (нет такого отставания их при подъеме в затрубном пространстве, как при обычном бурении). Поэтому интерпретация геологического разреза скважины по шламу отличается высокой точностью.
6. Резко увеличивать технико-экономические показатели отработки долот (проходка и механическая скорость могут увеличиваться в разы) из-за меньшего угнетающего давления и износа породоразрушающего инструмента,

CTdrilling has a number of undisputable advantages, which provided for its rapid development. [1]. In the first place, this is an opportunity of underbalanced drilling of the whole well or some certain sections of the borehole. It allows for:

1. Destroying O&G and all underlying porous formations, which may contain oil or gas, when the pressure in the well is lower than that in the formation. It prevents the possibility of penetration of drilling mud and its particles into the formation and rules out the possibility of filtering off filtrate from the solution. It guarantees the preservation of the natural collecting properties of the formation and prevents the reduction of future debits of oil and gas.
2. Revealing and thorough studying of all O&G prospective horizons along the well section even during the drilling process, which is especially important for exploration.
3. Lifting more authentic representative core.
4. Defining water formations and interstratified layers occurring in the section, studying the nature of water influx and formation pressure.
5. Relatively fast lifting of the particles of drilled rock up to the surface (there is no such delay in their lifting in the annulus like during conventional drilling). That is why the interpretation of the geological well log according to rock cuttings is very precise.
6. Sharp raise of technical and economic performance of the bit run (bit run drilling rate may be multiplied) due to lesser depression and wearing out of the formation breaking tools as well as better treating of the bottomhole from the drilled cuttings.
7. Identifying Production Index for all promising horizons in time.

а также лучшей очистки забоя от выбуренной породы.

7. Своевременно устанавливать индекс продуктивности всех перспективных горизонтов.
8. Исключить поглощения промывочных растворов при бурении в зонах с аномально низкими давлениями и др.

Следует особо подчеркнуть, что первое из перечисленных преимуществ обеспечивает достижение той важнейшей цели, ради которой и бурится скважина, – достоверное выявление нефтегазоносности и оценку реальных промышленных значений продуктивных пластов в поисково-разведочных и практически стопроцентное получение потенциальных дебитов в эксплуатационных скважинах.

Вместе с тем необходимо учитывать специфические особенности гидравлики колтюбингового бурения: малый затрубный зазор; небольшие скорости восходящего потока в затрубном пространстве; большие потери на гидравлические сопротивления в гибкой трубе; меньшие, чем при традиционном бурении возможности достигнуть эффективного (объемного) режима разрушения породы на забое из-за малой нагрузки на породоразрушающий инструмент, незначительного крутящего момента и достаточно высокой скорости вращения ротора забойного двигателя; ограничение интенсивности закачки бурового раствора в гибкой трубе и наземном оборудовании.

Кроме того, необходимо указать на ограничение применимости колтюбингового бурения горно-геологическими условиями: безопасно его можно применять только в разрезах с консолидированными горными породами (доломиты, известняки, сцементированные песчаники и т.п.).

В районах же с тяжелыми формами проявления горного давления [2] опасность увеличивается и, в первую очередь, из-за нарушений целостности ствола в результате осыпей, обвалов и вязко-пластического течения пород, слагающих стенки скважины, что чревато проработками, затяжками и прихватами инструмента.

Для нормальной адаптации колтюбингового бурения к скважине в таких условиях требуются:

1. Детальная проработка гидравлической программы по определению достаточной гидравлической мощности для вращения долота забойным двигателем, эффективной очистки забоя и обеспечения скорости восходящего потока раствора в затрубном пространстве, достаточной для подъема шлама на поверхность.
2. Выбор типа и параметров бурового раствора

8. Excluding absorption of the sludge during drilling in abnormally low pressure, etc.

It should be stressed that the first of the above-mentioned advantages guarantees achieving of the principal objective of well drilling that is reliable delineation of O&G contact and assessment of production formations economic value in exploration wells and assurance of receiving potential debit in production wells.

At the same time the peculiarities of CT drilling hydraulics should be taken into account: low hole clearance, low ascending flow velocity in the annular space; high loss for flow resistance in CT; more limited, as compared to traditional drilling, possibilities for achieving an effective mode of bottomhole rock breaking due to low load on rock-breaking tool, low torque and high rotation speed of the downhole motor; limited drilling mud injection in CT and surface equipment.

Besides, it is necessary to point to limitations imposed on CT drilling by geological factors: Its safe use is possible only in consolidated rock sections (dolomites, limestone, cemented sandstone, etc).

In the regions with severe forms of ground pressure [2] the danger increases. Mostly due to the fact that the integrity of the borehole is violated by slides, cavings, visco-plastic flow of rocks, constituting the well walls. Such a situation may result in wiper trips, tight pull and sticking of the tools.

The following conditions are necessary to adapt CT drilling to such a well:

1. Detailed hydraulic program on defining the necessary hydraulic power for rotating the bit with a downhole motor, effective bottomhole clearance and providing of velocity of the ascending flow in the annular space, high enough for lifting the cuttings to the surface.
2. Selection of the type and characteristics of the drilling mud with good lubricities, providing for maximal stability of rocks in the well walls.

The second objective can be successfully met by a clear understanding of the mechanism of rock pressure manifestations.

The essence of the contemporary views on the problem comes down to the following.

Having adapted to the conditions of all-around compression, the rocks acquire in the process of development certain relatively stable properties, including concrete density, poriness, permeability, springiness and margin of elastic energy. In case the original stress field in the massif is produced by the influence of gravity alone, the value of this energy can be roughly defined as the product of formation depth and the weighted mean of the density of overlying (till day surface) formations.

с хорошими смазочными свойствами, обеспечивающего максимальную устойчивость горных пород в стенках скважины.

Вторая задача успешно может быть решена на основе ясного понимания механизма проявлений горного давления в скважине.

Суть современных представлений по этой проблеме сводится к следующему.

В результате приспособления к условиям всестороннего сжатия горные породы в процессе формирования приобретают определенные относительно устойчивые свойства, в том числе определенную плотность, пористость, проницаемость, влажность и запас упругой энергии. Если начальное поле напряжений в горном массиве сформировано только под влиянием силы тяжести, то величину этой энергии можно ориентировочно определить как произведение глубины залегания породы на средневзвешенное значение плотности вышележающих (до дневной поверхности) пород.

Вскрытие горного массива нарушает установившееся состояние изостазии. Около скважины формируется локальное силовое поле с максимальной концентрацией напряжений на ее стенке.

Природные факторы так же, как и в случае нарушения равновесия горного массива тектоническими силами, начинают работу по восстановлению состояния изостазии. Но из-за концентрации напряжений, гидродинамического и физико-химического воздействия бурового раствора этот процесс около скважины протекает более интенсивно. Причем главное заключается не столько в повышении отдельных компонент напряжений, сколько в том, что их распределение становится существенно отличным от гидростатического. Новые компоненты напряжений способствуют развитию различно направленных деформаций.

Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, то около скважины образуется некоторая предельная область, или область пониженных напряжений (рисунок 1). Породы в этой области могут претерпевать весь спектр неупругих деформаций: от хрупкого разрушения до вязкопластичного течения. В результате они увеличиваются в объеме и перемещаются в ствол скважины. При этом напряжения в предельной области уменьшаются, происходит разрядка упругой энергии пласта.

Количество упругой энергии, расходуемой на перемещение породы, пропорционально коэффициенту ее объемного сжатия, глубине залегания, мощности пласта и радиусу влияния скважины.

Uncovering of the rock massif breaks the established isostasy condition. Local force field is created near the wall with maximal concentration of stress on its wall.

As in the case of breaking rock massif balance by tectonic forces, the natural factors begin to restore the isostasy state. Due to concentration of stress, hydrodynamic and physic-chemical influence of the drilling mud, this process is going on more intensively near the well. The main reason is not the rise of certain components of stress, but the fact that their distribution substantially differs from their distribution in hydrostatic condition. New components of stress contribute to the development of differently directed deformations.

When the bearing capacity of the rock is insufficient, a critical undertension area is produced near the well (Figure 1). The rocks in this area can be subjected to all kinds of inelastic stress: from brittle crushing to viscoplastic flow. As a result they grow in size and move to the borehole. At the same time the stress in the critical area reduces with discharge of elastic stress energy of the formation.

The amount of elastic energy, consumed for overburden recasting is proportional to the coefficient of its volumetric contraction, occurrence depth, formation thickness and radius of well impact.

The destruction of rocks in nearwellbore depends on the intensiveness of acting stresses, rheological properties and completion velocity.

Under certain conditions the discharge of elastic energy may be accompanied by bursts, slides and cavings. The possibility of such phenomena increases with the depth of the well, high velocity and pore pressure.

The processes near the well develop in time and reflect various forms of geopressure, which may end either at the stage of new stress field emergence (in such case the deformations remain elastic) or may be accompanied by non-elastic deformations (an area with rocks in critical conditions appears).

In the first case the borehole and integrity of its support remain intact. The negative impact of geopressure in this case can affect only the filtering properties of the productive formation in the near-wellbore area.

The second form of geopressure is accompanied by formation of cavings and well narrowing. Cavings emerge in case of brittle crushing. The well narrowing prevails in the conditions of visco-plastic flow. In case the borehole is fixed, additional loads weight on the production string.

Under invariable initial conditions the

Разрушение пород в приствольной зоне зависит от интенсивности действующих напряжений, реологических свойств и скорости вскрытия горного массива.

При определенных условиях разрядка упругой энергии может сопровождаться «стрелянием», осыпями и обвалами пород. Вероятность этих явлений повышается с глубиной скважины, с увеличением механической скорости бурения и поровых давлений.

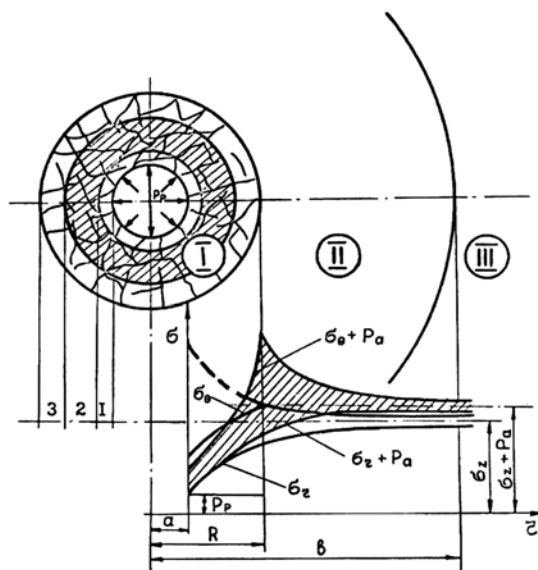
Процессы около скважины развиваются во времени и отражают различные формы проявлений горного давления, которые могут заканчиваться либо на стадии образования около нее нового поля напряжений (при этом деформации около нее остаются в пределах упругих), либо сопровождаются неупругими деформациями (т.е. образованием области, в которой породы переходят в предельное состояние).

При первой форме ствол скважины и целостность ее крепи не нарушаются. Отрицательное последствие проявления горного давления в этой форме может сказываться только на ухудшении фильтрационных свойств продуктивного пласта в приствольной зоне.

Вторая форма проявления горного давления сопровождается кавернообразованием и сужением стволов скважины. В случае хрупкого разрушения происходит кавернообразование. Когда же превалирует вязкопластичное течение – сужение ствола. Если ствол будет закреплен, то в последнем случае на обсадную колонну начнут действовать дополнительные нагрузки.

При неизменных начальных условиях после реализации упругой энергии в пределах влияния скважины развитие предельной области заканчивается и вместе с ним должны прекратиться осложнения, обусловленные проявлениями горного давления. В частности, в случае незакрепленной скважины новое равновесное состояние наступит, когда в ствол будет «выдавлен» объем породы, равный разности объемов породы, заключенной в области пониженных напряжений до и после перехода ее в предельное состояние, или пока не будет израсходован излишний для нового состояния изостазии запас упругой энергии пласта в пределах влияния скважины. Если ствол скважины будет закреплен раньше, чем произойдет реализация процесса, то неизрасходованная часть этой энергии может быть передана на крепь скважины в виде горного давления.

В реальных условиях эти явления могут носить более сложный характер, например, из-за возможных перемещений по вертикали



1 – $n \geq 5$; 2 – $n = 3$; 3 – $n < 3$; a, R, b – радиусы соответственно ствола, предельной области, влияния скважины; $\sigma_z, \sigma_\phi, \sigma_r$ – главные нормальные напряжения, соответственно осевое, кольцевое, радиальное; P_p – гидратационные напряжения; r – текущий радиус; P_p – давление столба бурового раствора.

Рисунок 1 – Схема проявления горного давления в скважине. I – предельная область; II – область упругих деформаций; III – нетронутый горный массив

1 – $n \geq 5$; 2 – $n = 3$; 3 – $n < 3$; a, R, b – radii of borehole, critical area, well impact respectively;

$\sigma_z, \sigma_\phi, \sigma_r$ – principal normal stresses, axial, circular and radial, respectively; P_p – hydration stresses; r – reference radius; P_p – pressure of mud column.

Figure 1 – Scheme of ground pressure in the well. I – critical area; II – area of elastic deformations; III – intact massif

expansion of critical area stops after the elastic energy act. Complications, prompted by geopressure, end at the same time. In case the well is not fixed, new equilibrium occurs, when the rock volume will be pressed into the borehole. This volume should be equal to the difference between the volumes of rocks in the undertension area before and after its transition into the critical state. The equilibrium can also be reached, when the reserve of the elastic energy of the formation near the well, which is excessive for a new state of isostasy, is exhausted. In case the borehole was fixed before the process, the unspent energy (geopressure) may be transmitted to the support of well.

In real conditions these phenomena may be more complicated, because of the possible vertical movement of the rocks, constituting the formation. If we assume that the overlying deposits are going to subside, the process of arching into the well will be practically continuous, though it may be less intensive than in the beginning.

In case the fluid (oil, gas, etc.) is extracted from the well with pore component falling till the

пород, вмещающих пласт. Если допустить, что вышележающие породы будут оседать, то процесс «выдавливания» пород в ствол скважины будет практически непрерывным, хотя, возможно, и менее интенсивным по сравнению с начальным периодом.

В случае отбора флюида (нефть, газ и др.) из пласта, если будет допущено падение поровой компоненты до критического значения, когда порода не выдержит возрастающих эффективных напряжений, может начаться «дискование» пласта с разделением его на отдельные замкнутые блоки. Это явление чревато ранним обводнением скважины и резким снижением нефтегазоотдачи.

Напряженно-деформированное состояние горных пород в пристволенной зоне может в значительной степени изменяться из-за физико-химического воздействия бурового раствора: увлажнение, адсорбционное разупрочнение, действие гидратационных напряжений, растворение, выщелачивание и т.д.

В глинистых породах при определенных условиях около скважины может образоваться защитная оболочка, или зона динамического равновесия (рисунок 1) с влажностью, соответствующей трем – четырем значениям энергетического параметра (n):

$$n = \frac{G}{G_m S_0}, \quad (1)$$

где G – весовая влажность породы;

G_m – количество жидкости, необходимое для образования 1 м^2 мономолекулярного слоя (для воды $G_m = 3 \cdot 10^{-7} \text{ кг}$);

S_0 – удельная поверхность породы.

Прочность породы при такой влажности еще достаточно высокая. В то же время при этих условиях могут активно протекать процессы осмотической дегидратации и ионообменные, сопровождающиеся переходом слабосвязанной воды в прочносвязанную.

В соляных породах образование зоны динамического равновесия возможно в связи с тем, что здесь увлажнение идет с одновременным растворением.

В результате растворения вода насыщается солью. С увеличением же ее минерализации процессы растворения и увлажнения замедляются.

Перечисленные явления (наряду с перераспределением напряжений и снижением диффузионных и эрозионных процессов в результате уменьшения скорости восходящего потока и образования застойных зон в кавернах) могут замедлить или полностью предотвратить развитие предельной области и, следовательно, сужение и кавернообразование ствола скважины.

Таким образом, эти осложнения являются

critical point and the rock failing to resist the growing actual stress, diskings of the formation may begin with its further division on separate closed section. This phenomenon may result in early flooding and production fall.

The stressed-deformed state of rocks in the near-wellbore area may be substantially altered by physical-chemical impact of the drilling mud: sludging, absorption weakening, action of aquatic stress, resorption, desalination, etc.

Protective sheath or steady state area may appear in argillaceous rocks under certain conditions (Figure 1). Its humidity corresponds to 3–4 values of the energy parameter. (n)

$$n = \frac{G}{G_m S_0}, \quad (1)$$

with G – gravimetric rock humidity;

G_m – amount of liquid, necessary for production of 1 m^2 of unimolecular layer (for water $G_m = 3 \cdot 10^{-7} \text{ kg}$);

S_0 – rock surface area.

Under such humidity the rock strength is still high enough. At the same time such conditions can give way to osmotic dehydration and ion-exchange processes, during which the loosely-coupled water becomes absorbed.

In saliferous rocks the emergence of the zones of dynamic equilibrium is possible, because humidification is going on simultaneously with resorption.

As a result of resorption the water is saturated with salt. As it gets more mineralized, the processes of resorption and humidification go slower.

The above-mentioned phenomena (alongside redistribution of stress and lowering of the diffusion and erosion processes as a result of lower speed of the ascending flow and emergence of static zones in the caverns) may slow down or completely prevent the spread of the critical area and, consequently narrowing and caving of the well.

Thus, these complications are brought about the development of critical area. That is why the efforts of the specialists should be concentrated on development and implementation of activities preventing this occasion.

When the section has weak rocks (clay, saliferous rocks), especially with high pore pressure, this goal is often almost unattainable. In such case measures are necessary to create the protective sheath in the near-wellbore area and use the positive aspects of the geopressure.

The first objective is achieved by using special recipes of drilling mud, the second one is obtained by a variety of engineering methods

следствием развития предельной области. Поэтому усилия специалистов должны быть направлены первую очередь на разработку и реализацию мероприятий, предупреждающих ее появление.

При наличии в разрезе очень слабых пород (глинистые, соляные и т.п.), особенно с высокими поровыми давлениями, эта цель часто оказывается практически недостижимой. В таких случаях должны быть предприняты меры, способствующие формированию в пристволенной зоне защитной оболочки или позволяющие использовать в нужном направлении нежелательные последствия проявления горного давления.

Первое достигается применением специальных рецептур буровых растворов, второе – комплекса таких инженерных методов, как направленное использование кавернообразования, отбор породы из предельной области, специальные режимы бурения, выделение интервалов, опасных в отношении нарушения обсадных колонн, проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением и др.

Для реализации физико-химических факторов управления проявлениями горного давления необходимо, чтобы специалисты имели на вооружении надежный метод оценки совместимости буровых растворов с горными породами.

На основании специально проведенных нами исследований установлено, что цель количественного прогнозирования поведения горных пород при контакте с буровым раствором достигается путем испытания деформирования образцов породы в его среде в условиях одноосного сжатия при интенсивности напряжений и температуре (100 °C), соответствующих глубине залегания изучаемого пласта.

Эти испытания отличаются от методов набухания большей информативностью, а от опытов на образцах – моделях скважин – простотой, оперативностью и доступностью.

Испытания выполняют на установке рычажного типа (рисунок 2), в которой поддерживается постоянная в течение опыта нагрузка и осуществляется регистрация деформирования образцов с помощью записывающего устройства.

Глубина залегания породы учитывается через интенсивность напряжений $i = \sigma_{\phi} / \sigma_0$ (σ_{ϕ} – напряжение испытания образцов; σ_0 – их кратковременная прочность). С этой целью в соответствии с гипотезой прочности Губера определяют критическую глубину $h_{кр}$, на

like the targeted use of caving, selection of rock from the critical area, special drilling modes, defining intervals, dangerous for the production strings, examination of casing pipes' resistance to geopressure crushing.

In order to implement the physical-chemical factors of geopressure control, the experts should have a reliable method for assessing of drilling muds with various types of rocks.

Special research activities helped to find out that the quantitative forecasting of the rock response to drilling muds can be made by testing the deformed rocks in their environment and in the conditions of uniaxial compression, intensive pressure and temperature (100 °C), corresponding to the depth of the explored formation.

These tests give more information than swelling methods, and they are simpler, more available and operational than tests on samples of well models.

The tests are done on lever-type units (Figure 2), which have constant load during the experiment. The units register the deformed rocks with the help of a recording device.

The stratification depth is calculated via stress intensity $i = \sigma_{\phi} / \sigma_0$ (σ_{ϕ} – stress of samples testing; σ_0 – their short-term resistance power). Therefore, in compliance with Huber's strength hypothesis, the critical depth $h_{кр}$, at which the rock in the well wall is going to enter the critical state, is defined

$$h_{кр} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_0}{g(\rho_n - \rho_p)} . \quad (2)$$

The stress for the depth $h < h_{кр}$ is calculated by formula

$$\sigma_{\phi} = \frac{1}{3} \sigma_0 \frac{h}{h_{кр}} . \quad (3)$$

In case, when $h > h_{кр}$, the formula goes like this

$$\sigma_{\phi} = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_0 . \quad (4)$$

On the ground of experimental data, the coefficient of stability N , taking into account the softening action of the solution, is defined by formula,

$$N = \frac{\epsilon_b t_p}{\epsilon_p t_b} . \quad (5)$$

with ϵ_b, ϵ_p – absolute values of the ultimate strain of rock samples during test time in compensation liquid and drilling mud, respectively; t_p – time of testing sample in the drilling mud; t_b – time from the torque test till destruction of the sample in the control liquid.

Distilled water or solution from the drilling well

которой порода в стенке скважины перейдет в предельное состояние:

$$h_{кр} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_0}{g(\rho_n - \rho_p)} \quad (2)$$

Для глубины $h < h_{кр}$ напряжение испытания вычисляют по формуле

$$\sigma_\phi = \frac{1}{3} \sigma_0 \frac{h}{h_{кр}} \quad (3)$$

В случае $h > h_{кр}$ принимают

$$\sigma_\phi = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_0 \quad (4)$$

На основании опытных данных коэффициент устойчивости N , учитывающий разупрочняющее действие раствора, определяют по формуле

$$N = \frac{\varepsilon_v t_p}{\varepsilon_p t_b} \quad (5)$$

где $\varepsilon_v, \varepsilon_p$ – абсолютные значения предельных деформаций образцов породы за время испытания, соответственно, в контрольной жидкости и буровом растворе; t_p – время испытания образца в буровом растворе; t_b – время от момента нагружения до разрушения образца в контрольной жидкости.

В качестве контрольной жидкости или жидкости сравнения в зависимости от цели испытаний можно использовать дистиллированную воду или раствор из бурящейся скважины.

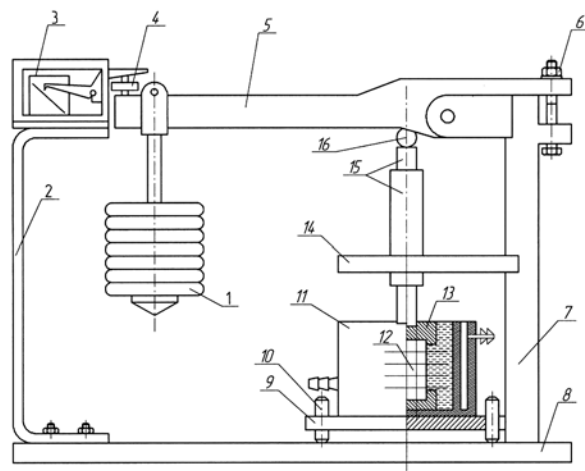
Коэффициент устойчивости может изменяться в широком диапазоне: от единицы в контрольной жидкости до 5000 и более в растворах на углеводородной основе. Его значение может быть и меньше единицы, если разупрочняющее действие испытуемого раствора будет больше, чем контрольной жидкости.

Буровой раствор с наибольшим значением коэффициента устойчивости обеспечит максимальную устойчивость горной породы в стенках скважины.

Эффективность изложенного интегрального метода оценки разупрочняющего действия бурового раствора подтверждена масштабными лабораторными исследованиями и натурными наблюдениями. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / В. С. Войтенко [и др.]; под общ. ред. В. С. Войтенко – Минск: Юнипак, 2007. – 584 с.
2. Киреев, А. М. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. М. Киреев, В. С. Войтенко. – Тюмень: Экспресс, 2006. – Том I – 280 с.



1 – груз; 2 – стойка; 3 – записывающее устройство; 4 – регулировочный винт; 5 – рычаг; 6 – натяжной болт; 7 – стойка; 8 – основание; 9 – плита; 10 – штилька; 11 – сосуд для жидкости с термостатирующей рубашкой; 12 – образец горной породы; 13 – вкладыш; 14 – кронштейн; 15 – плунжерная пара; 16 – шарик.

Рисунок 2 – Экспериментальная установка для исследования влияния буровых растворов на деформируемость образцов горных пород в условиях одноосного сжатия при температуре до 100 °C

1 – load; 2 – column; 3 – recording device; 4 – setting screw; 5 – lever; 6 – adjusting bolt; 7 – column; 8 – footing; 9 – stove; 10 – pin; 11 – liquid vessel with thermostat case; 12 – sample of rock; 13 – follower; 14 – support; 15 – plunger pair; 16 – ball.

Figure 2 – Experimental unit for studying the impact of drilling muds on deformation of rock samples under conditions of uniaxial compression and the temperature of 100 °C

may be used as a control liquid or comparison liquid depending on the objective of testing.

The stability coefficient may change in a wide diapason: from 1 in the control liquid till 5 000 and more in hydrocarbon-based solution. Its value can be below 1, if the weakening impact of the tested solution exceeds that of the control liquid.

The drilling mud with the biggest stability coefficient is going to provide the maximal stability of the rocks in well walls.

The efficiency of the given integral method of evaluation of the drilling mud weakening impact is confirmed by large-scale laboratory research work and natural observations. ☉

REFERENCES

1. Coiled tubing: theory and practice of application in mining. / V. S. Voitenko [et alia]; edited by V. S. Voitenko – Minsk: Unipak, 2007. – p. 584.
2. Kireyev, A. M. Geopressure management during the construction of oil and gas wells. / A. M. Kireyev. V. S. Voitenko. - Tyumen: Express, 2006. – V. I – p. 280.

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: fidrtashsalest@nov.com, www.fidmashnov.com
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

Вопросы специалисту: **КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ**

Questions to Specialist: **COILED TUBING DRILLING**



В каких случаях рационально использовать колтюрбинговое бурение по сравнению с традиционными методами?

Колтюрбинговое бурение следует применять в тех случаях, когда очевидны его преимущества. Расконсервирование старых скважин и их бурение на депрессии – один из лучших вариантов использования данной технологии. Однако нельзя во всех без исключения ситуациях прибегать к бурению колтюрбингом – в этом нет смысла. Критерий выбора метода зависит от множества факторов: свойств пробуриваемой породы, глубины скважины, диаметра ствола и пр. При бурении старых скважин на депрессии для снижения давления часто задействуют азот, однако в этом случае из-за наличия пузырьков в буровой жидкости нельзя использовать телеметрию с гидравлическим каналом связи. При бурении на депрессии целесообразно применять телеметрическую систему с кабельным каналом связи, которая используется с колтюрбингом. Это один из тех случаев, когда колтюрбинговое бурение действительно намного эффективнее традиционных способов.

Колтюрбинговое бурение также может применяться для бурения мелких скважин, в частности для дегазации угольных пластов. В данном случае отсутствие соединений обеспечивает более высокую

Энтони МИЖЕВСКИЙ, управляющий директор AnTech Ltd, отвечает на вопросы наших читателей.

Энтони Мижевски является основателем компании AnTech Ltd, специализирующейся на разработке инновационного электромеханического инструмента для нефтегазовой промышленности с 1992 года. После окончания Лондонского имперского колледжа по специальности «общее машиностроение» Мижевски в течение 10 лет работал в компании «Шлюмберже», занимаясь разработкой месторождений и инженерными задачами. Он является автором многих патентов на оборудование для нефтегазового сервиса и дипломированным инженером-механиком и электротехником.

Antoni MISZEWSKI, AnTech Ltd Managing Director is answering our readers' questions.

Antoni Miszewski is the founder of AnTech Ltd and has led its pioneering development in specialist electro-mechanical tools for the oil and gas industry since 1992. After graduating from Imperial College, London, with a Degree in Mechanical Engineering (Total Technology), he spent 10 years working for Schlumberger, both in the field and in engineering development. He is named on many patents for oilfield equipment and is a Chartered Mechanical and Electrical Engineer.

When is it advisable to use coiled tubing drilling in comparison with conventional methods?

Coiled Tubing Drilling is most suited for use in applications which play to its advantages. Re-entering old wells and drilling them in an underbalanced condition is one of the best applications. However, you can't just go and drill any well with coiled tubing, there's no point in doing this. It depends on lots of conditions: rock formation, well depth, size of hole, etc. When old wells are drilled in an underbalanced condition, to create that reduction in pressure you often need to

ПРОСТОТА. ЭФФЕКТИВНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ.

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

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

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



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



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

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

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

Моделирующее ПО Cerberus

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

Инструменты и оборудование

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

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

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

© 2009 National Oilwell Varco
090001961-MKT-001 Rev. 02

скорость проходки, что значительно сокращает время проведения операции.

При направленном бурении остро стоит проблема прихватов, из-за которых можно потерять всю компоновку. Некоторые компании для борьбы с этим явлением вводят в свои компоновки центрирующие элементы. Насколько эффективен этот способ борьбы с прихватами? Что еще можно посоветовать для борьбы с ними?

Не соглашусь, что введение центрирующих элементов в компоновку поможет предотвратить прихваты. Для профилактики проблемы прихватов необходимо проводить тщательные исследования скважин и процедуры промывки ствола скважины. Существует несколько видов прихватов, один из них – дифференциальный прихват (прихват под действием перепада давления), который возникает, когда давление в стволе скважины превышает давление в продуктивном пласте. Но для бурения на депрессии такая ситуация не характерна. В данном случае гораздо более актуальна проблема промывки ствола скважины: необходимо убедиться в том, что достаточное количество буровой жидкости поступает в скважину для промывки. Следует соблюдать осторожность, поскольку в случае бурения на свинчиваемых трубах есть возможность вращения бурильной колонны. В результате буровой шлам на дне скважины перемешивается, поднимается вверх и выталкивается потоком буровой жидкости. Для предотвращения этого явления необходимо: 1) использовать гладкую КНБК, которая совершает возвратно-поступательные движения и препятствует образованию мостов из шлама; 2) осуществлять контрольные спуско-подъемы. Последнее означает, что каждый раз после бурения нескольких метров необходимо повторить процедуру отвода инструмента с циркуляцией, которая необходима для того, чтобы убедиться в очистке скважины.

До какой степени необходимо проводить очистку буровой жидкости для работы с системой направленного бурения? Обычно в описаниях пишут: содержание песка 1%, при этом ничего не говорится о размере частиц. Однако понятно, что чем больше размер частиц и их содержание, тем больше абразивный износ компоновки. Существуют ли рекомендации по степени очистки в плане максимального размера частиц? Каков состав оборудования для очистки?

Для предотвращения абразивного износа компоновки необходимо минимизировать содержание песка в буровой жидкости. В процессе работы системы очистки (состоящей из вибрационного сита, гидроциклона, центрифуги и т.д.), которая используется для сокращения содержания песка до 1%, крупные частицы будут удалены в процессе решения поставленной задачи. ☉

use nitrogen, but because you've got bubbles in the fluid, you can't use mud pulse telemetry. Equipment which uses wireline inside the coil can be used in that circumstances. This is one case where really CTD is much better than anything else.

CTD can also be used to drill shallow wells where the work is repetitive such as for coal bed methane and shale gas. In this case the speed of running in and out of hole, without having to make and break connections, means that operations are faster.

Sticking is an acute problem of directional drilling, which can result in losing the whole BHA. Some companies introduce centering elements in their BHAs. Is it an effective way to cope with the problem of sticking? What else can be used?

I would disagree that introducing centering elements is a good way to stop sticking with CTD. The way to prevent getting stuck is doing proper well studies and performing proper hole cleaning procedures. There's a variety of ways of getting stuck, and one is differential sticking, when the pressure in the wellbore is more than the pressure in the formation. But if you're drilling in underbalance, it doesn't happen. What you do have is the problem of cleaning the hole, you must have the correct flowage and do the right analytical studies to make sure you've got enough annular fluid velocity to clean the wellbore. You need to be more careful with CTD compared to jointed pipe drilling, because in jointed-pipe drilling you can rotate the whole drilling string and the cuttings that get caught on the bottom of the well can be stirred up and pushed back with the fluid. So the way that you get around that problem is 1) running a BHA that is smooth around the outside so that cuttings cannot form bridges; 2) performing wiper trips. That means you drill several meters, then you pull back whilst circulating to make sure that the hole is kept clean.

To what degree should the pumping fluid be purified for the work with directional drilling system? Usually the specification says that the concentration of sand is less than 1 per cent, but nothing is said about the maximum particle size, though it is obvious that the bigger the particle is, the less the abrasive working life of the BHA is. What are the recommendations regarding the maximum particle size in the clean fluid?

Solids should be kept low to avoid abrasive wear on the downhole tools. The mud cleaning process (shaker, settling tanks, cyclone etc) that is used to reduce solids to less than one percent will remove all the large particles in the process of achieving that target. ☉

КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЗОТНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ТГА ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ TEGAS

COILED TUBING DRILLING WITH THE APPLICATION OF NITROGEN COMPRESSION STATION TGA, INDUSTRIAL GROUP TEGAS

Денис ВЛАДЫКИН, заместитель коммерческого директора, Промышленная группа TEGAS
Denis VLADYKIN, Deputy Director General of Marketing, Industrial Group TEGAS

Азотные станции позволяют обеспечить безопасность технологических процессов нефтегазовой отрасли путем создания инертной атмосферы на основе азота.

Nitrogen stations allow for safe production processes in oil and gas industry by means of creating inert atmosphere based on nitrogen.

Воздух на 78,3% состоит из азота. Азот как газ (N_2) существует в форме двухатомных молекул и не имеет цвета, запаха и вкуса. Его получают промышленным путем, выделяя из воздуха. Азот – прекрасно зарекомендовавший себя промышленный газ, который сегодня находит разнообразное применение.

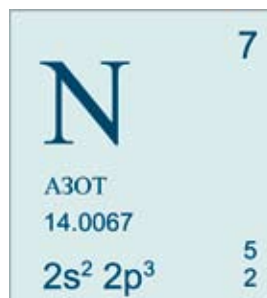
В нефтедобывающей промышленности азот необходим для осуществления многих технологических процессов. Главным образом он используется для создания инертной атмосферы. Азот как инертный газ способен обеспечить взрыво- и пожаробезопасность при бурении, освоении и ремонте газовых и нефтяных скважин, вскрытии продуктивных пластов, ремонте и испытаниях нефте- и газопроводов, а также во время транспортировки и перевалки углеводородов.

Одним из перспективных направлений применения газообразного азота являются колтубинговые технологии.

Промышленная группа «Тегас» предлагает наиболее выгодный для потребителя способ получения азота путем разделения воздуха на полуволоконных мембранах.

Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникания газов через полимерную мембрану под действием перепада парциальных давлений на ней.

Мембрана представляет собой трубку толщиной в несколько долей микрометра, обеспечивающую газоразделение. Сотни метров мембран посредством запатентованных мембранных элементов размещаются в унифицированных мембранных модулях, которые собираются в компактную систему.



Аir contains 78,3% of nitrogen. As a gas nitrogen (N_2) exists in the form of diatomic molecules and is colorless, odorless, tasteless. It is an industrial gas produced from air. Nitrogen is a widely recognized industrial gas that has a wide variety of applications.

Oil industry employs Nitrogen in a lot of production processes.

Essentially it is used for creating inert atmosphere. Being an inert gas, Nitrogen can ensure explosion and fire safety of drilling, well development, well intervention, completion, pipeline repairs and testing as well as transportation and transfer of petroleum products.

Coiled Tubing technologies are among the upcoming trends in Nitrogen gas application.

The industrial group Tegas offers the most cost-efficient way of Nitrogen production. It is based on air separation with utilization of hollow fiber.

The operating principle of membrane gas-separating unit is based on the difference of gas penetration speed through the polymer membrane as a response to partial pressure drops in it.

The membrane appears as a pipe a split micrometer thick allowing for gas separation. With the help of proprietary membrane elements, hundreds of meters of membrane are placed in standard membrane modules, which are assembled into a compact system.

The operating principle of the Nitrogen unit is shown in Figure (P. 80).

Принцип действия азотной установки отражен на рисунке, приведенном ниже.

Исходная газовая смесь, сжатая компрессором, проходит фильтрационные элементы и подается в мембранный газоразделительный блок. Проходя внутри мембраны, легкопроницающие компоненты газа через пористую оболочку мембраны просачиваются в межмембранное пространство и отводятся на сброс в атмосферу. Труднопроницающие компоненты газа проходят по всей длине мембраны и далее поступают потребителю. Движущей силой процесса проникновения является разность парциальных давлений по обе стороны мембраны. Управление процессом разделения осуществляется путем регулирования давления и расхода газовых смесей.

Совместными усилиями технических служб компаний ООО «Краснодарский компрессорный завод» и ООО «ТЕГАС» разработан и выпускается новый номенклатурный ряд азотных установок и станций типа ТГА для применения при работе на объектах нефтегазодобывающей и перерабатывающей отраслей.

В процессе продолжающихся испытаний станций типоряда ТГА техника успешно подтверждает параметры, заложенные при проектировании. На сегодняшний день станции ТГА сертифицированы, соответствуют строгим мировым стандартам и не имеют аналогов в России по массо-габаритным характеристикам (компактности) и достигаемой чистоте азота при номинальной производительности.



Унифицированный мембранный модуль
Standard Membrane Module

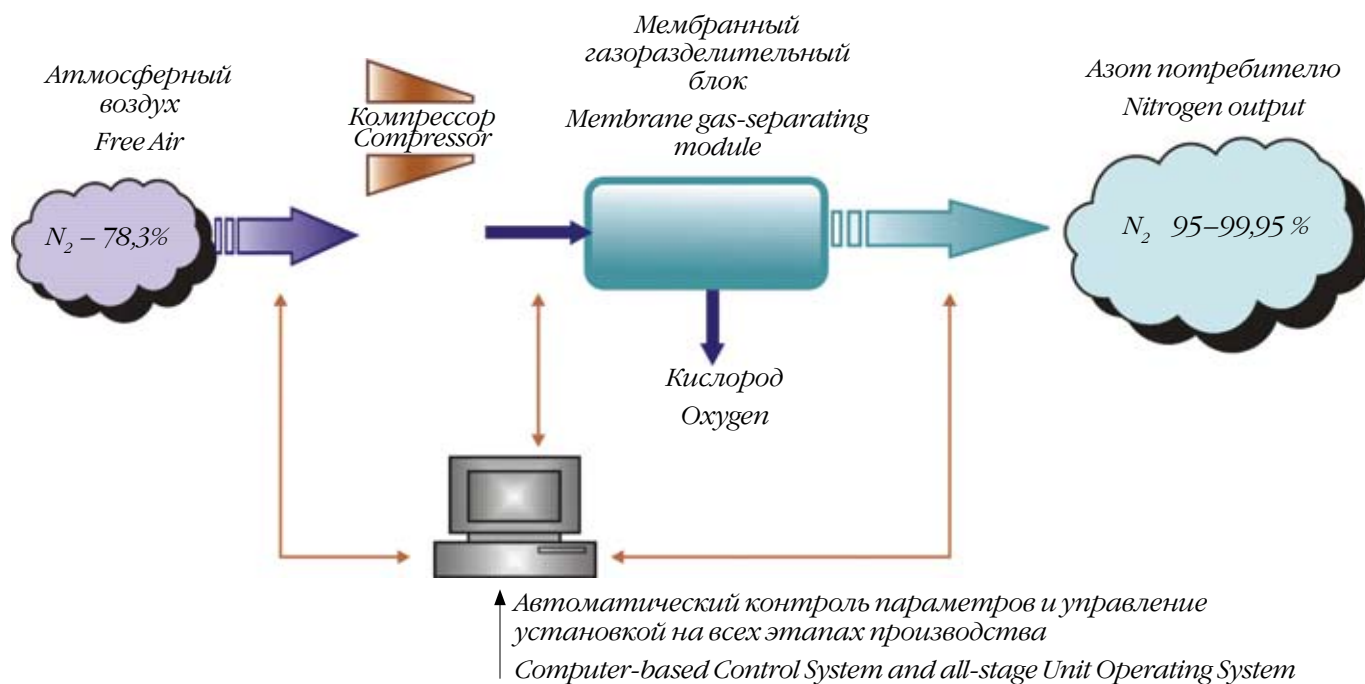


Половолоконная мембрана
Hollow Fiber Membrane

Compressed base gas mixture runs through filtration element and gets into membrane gas-separating module. Running through the membrane, gas components with high permeability escape to intermembrane space through the membrane's porous shell and then they are diverted to blowdown. Gas components with low permeability run along the whole length of membrane and go to consumer. The driving force of permeability process is partial pressure difference on both sides of the membrane. Separation process control is kept by means of pressure adjustment and gas mixture flow control.

The result of combined efforts of engineering departments of Krasnodar Compressor Plant and Tegas is design and manufacture of a line of Nitrogen units and stations of TGA type for using at facilities of oil & gas production and refining industries.

In the course of continuous testing the stations of TGA type have successfully verified the parameters set by the design specifications. The TGA stations are



Азотные компрессорные установки ТГА, выпускаемые Промышленной группой «Тегас», при колтюбинговом способе бурения обеспечивают:

- вызов притока путем снижения уровня жидкости в скважине;
- оттеснение скважинной жидкости газообразным азотом на определенную глубину;
- освобождение скважин от водяного блокирования, извлечение пластового флюида или продуктов реакции после кислотной обработки из призабойной зоны;
- промывку забоя скважин с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД) азотированными жидкостями без подхода бригад ТКРС и колтюбинга;
- промывку забоя скважин (вымыв проппанта) с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД) азотированными жидкостями с колтюбингом;
- очистку призабойной зоны пласта от механических примесей;
- опрессовку фонтанных арматур и задвижек, оборудования, трубопроводов;
- прогонку шаблонов по трубопроводам;
- опрессовку эксплуатационных колонн, подвески НКТ, бурильных труб, противовыбросового оборудования (ПВО), межколонных пространств;
- крепление скважин (при бурении) азотированным цементным раствором.

Самоходные азотные компрессорные станции ТГА пришли на смену прекрасно зарекомендовавшим себя станциям СДА. Все азотные станции ТГА комплектуются мембранными газоразделительными блоками собственного производства, разработанными совместно с ведущим мировым производителем мембран. Новая схема газоразделения позволяет достичь более высокой селективности разделения воздуха.

Основными достоинствами технологии, которая реализована при разработке и изготовлении азотных станций ТГА, является высокая надежность, удобство и простота в обслуживании. ☉

certified, meet the strict international standards and their mass-volume specifications (compactness) and Nitrogen purity attained at standard capacity make the units unique in comparison with other counterparts available at the Russian market.

Nitrogen Compressor Units manufactured by the industrial group Tegas offer the following advantages for coiled tubing drilling:

- swabbing by means of well clean-up;
- displacing fluid in the well with nitrogen gas to a particular depth;
- water shut-off, formation fluid recovery, recovery of reaction products after acid treatment from bottomhole formation zone;
- washing of bottomhole with abnormally low formation pressure with nitrated fluids without the necessity of well workover crew work and coiled tubing application;
- washing of bottomhole (proppant cleanout) with abnormally low formation pressure with nitrated fluids and coiled tubing application;
- removal of mechanical impurities from bottomhole formation zone;
- x-mas tree and valve, equipment and pipeline pressure testing;
- pipeline gauging;
- string, tubing hanger, drillpipe, blowout equipment, interstring space pressure testing;
- well cementing (while drilling) with nitrated cement slurry.

Power-driven compressor stations TGA have replaced the well-proven SDA stations. All TGA Nitrogen stations are packaged with membrane gas-separating modules of in-house manufacture, designed in collaboration with the leading world membrane manufacturers. The new mode of gas separation ensures higher selectiveness of gas separation.

The key advantages of the technology, implemented with TGA nitrogen stations design and manufacture are high reliability and serviceability. ☉

От редакции «ВК»

Колтюбинговые технологии нередко требуют использования инертного газа, как правило, азота, который может доставляться на скважину в сжиженном виде или генерироваться непосредственно на скважине с помощью специальных установок. На месторождении могут работать системы на базе криогенного, адсорбционного и мембранного методов. Каждый из них имеет свои достоинства и ограничения. Журнал «Время колтюбинга» намерен посвятить применению азота в технологиях внутрискважинных работ один из ближайших номеров.

From Coiled Tubing Times Editorial Staff

Quite often CT technologies require use of an inert gas. This is predominantly nitrogen. It can be either delivered as condensed gas to the wellsite or can be generated on-site with the use of special units. Onsite production can be ensured by cryogenic, absorption and membrane methods. Each of them has its own advantages and limitations. Coiled Tubing Times Journal is going to provide an extensive coverage of nitrogen use in well intervention in one of its upcoming issues.

ПЕРЕДВИЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ **ТГА**, НЕ ИМЕЮЩИЕ АНАЛОГОВ В РОССИИ



ТГА-10/101 на шасси КАМАЗ



ТГА-5/101 на шасси КАМАЗ

Передвижные компрессорные станции Промышленной группы ТЕГАС являются наиболее ярким представителем оборудования, применяемого в нефтегазовой отрасли. Они используются для более продуктивной работы, повышения качества и безопасности работ на объектах.

Выпускаемые передвижные азотные станции рекомендованы Ростехнадзором к применению при бурении, освоении, ремонте и эксплуатации газовых и нефтяных скважин, вскрытии продуктивных пластов, ремонте и испытаниях трубопроводов и резервуаров.

Станции рассчитаны на получение азота из воздуха на месте эксплуатации методом мембранного газоразделения. Ряд станций не имеет аналогов по своим рабочим характеристикам, комплектации и возможности транспортировки.

Отличительные особенности станций:

1. Повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 95 до 99,9%.
2. Производительность станций составляет от 5 до 40 кубометров азота в минуту.
3. Давление азота на выходе станции возможно в диапазоне от 5 до 400 атм. Имеется возможность его увеличения в специальном исполнении.
4. Реализована возможность регулирования производительности от 50 до 100%.
5. Оптимизирована компоновка навесного оборудования для более легкого обслуживания станции.
6. Проведена модернизация капота, увеличены его надежность и долговечность. По техническому заданию заказчика изготавливаются капоты с тепло- и звукоизоляцией.
7. Микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе.
8. Модернизированная система охлаждения дизеля и компрессора позволяет станции работать с более высокими (низкими) температурами окружающей среды.

Характеристики станций на сегодняшний день являются непревзойденными по сочетанию производительности, давления, концентрации азота и габаритам среди производителей аналогичной спецтехники на мировом рынке.

Промышленная группа ТЕГАС
350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43
тел. (861) 299-09-09, тел./ф. (861) 279-06-09, 215-02-81
info@techgaz.com – заказ оборудования
www.techgaz.com



ТГА-10/251 на шасси УРАЛ

САМОХОДНЫЕ АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
(серийное исполнение)

Наименование	ТГА-5/101	ТГА-10/251	ТГА-20/251	ТГА-20/351
Объемная производительность по азоту, приведенная к условиям всасывания, м³/мин	5	10	10	20
Чистота азота на выходе, %	95–99	95–99	95–99	95–99
Давление воздуха начальное, кгс/см²	атмосферное	атмосферное	атмосферное	атмосферное
Давление азота конечное, изб., кгс/см², не более	100	250	250	350
Температура азота конечная, °С, не более	80	80	80	80
Транспортная база	шасси автомобиля КрАЗ-65053, КАМАЗ-53228, КАМАЗ-43118, Урал-4320 и пр.	шасси автомобиля КрАЗ-65053, КАМАЗ-53228, КАМАЗ-63501, Урал-532362 и пр.	шасси автомобиля МЗКТ и пр.	шасси автомобиля МЗКТ и пр.
Масса станции полная ТГА, кг, не более	20 000	25 000	33 000	40 000
Габаритные размеры станции (с учетом шасси), ДхШхВ, мм, не более;	10000х2500х3600	10000х2500х3600	13000х2500х3600	
Тип привода	дизельный	дизельный	дизельный	дизельный
Марка дизеля/силового агрегата	ПД-300, Deutz, Caterpillar и пр.	ПД-500, Deutz, Caterpillar и пр.	ПД-500, Deutz, Caterpillar и пр.	
Марка компрессора	2ГМ2,5 – 5/101 двухрядный четырёхступенчатый	4ГМ2,5 – 10/251 четырёхрядный шестиступенчатый	4ГМ2,5 – 18/251 четырёхрядный шестиступенчатый, дожимающий, CF1000H (двухступенчатый винтовой маслозаполненный)	4ГМ2,5 – 18/351 четырёхрядный шестиступенчатый, дожимающий, XRV 12 Atlas Copco (двухступенчатый винтовой маслозаполненный)

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ОЗВУЧЕННЫХ НА 10-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

ABSTRACTS OF THE REPORTS GIVEN AT THE 10TH INTERNATIONAL COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

С.Б. Бекетов, главный научный сотрудник,
ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

Для уменьшения репрессии на пласт при выполнении технологических операций в скважинах в условиях низких пластовых давлений перспективным является использование двух- и трехфазных пен. Наиболее эффективным промывочным агентом является пена при коэффициенте аномальности пластового давления порядка 0,7–0,1. Использование пенных систем при промывке скважин КГТ обусловлено рядом преимуществ. Перечислим основные:

- применение пен позволяет оперативно регулировать забойное давление, переходя от репрессии на пласт к депрессии;
 - улучшается очистка ствола скважины;
 - значительно повышается механическая скорость размыва песчано-глинистых, проппантовых пробок, разбуривания цементных мостов в результате снижения дифференциального давления в системе «скважина-пласт»;
 - возможно проведение одновременно нескольких скважино-операций (нормализация забоя, интенсификация притока флюидов, освоение и др.);
 - сокращается время проведения ремонтных работ;
 - снижается стоимость ремонта в целом.
- Следует отметить, что для безаварийного

INTEGRALLY DESIGNED CT TECHNOLOGY OF WELL SERVICE AND PRODUCTION ENHANCEMENT UNDER LOW PRESSURE CONDITIONS

S.B. Beketov, Chief Research Worker,
ООО НК Rosneft NTC

The use of two and three-phase foams is a promising way of reducing the overburden on formation during low pressure downhole operations. The most effective cleaning agent is a foam with anomalous pressure ration of 0.7–0.1. The use of foam systems for washing CT wells has a number of advantages: fast formation pressure trimming by passage from formation overburden to drawdown; better borehole washing; faster wash-out of sand, clay and proppant plugs, destruction of cement bridges by lowering differential pressure in the well-formation system; possibility of several simultaneous downhole operations (bottom-hole cleaning, stimulation of fluids, development, etc.); shorter terms of service; lower service costs.

It should be noted that safe application of foam systems in technological operations has a number of peculiarities: time of downhole pressure change ranges from several to dozens of minutes (depending on the depth of the well), which requires high stability of equipment; underbalanced well wash-out changes rheological properties of foam producing liquid (since it gets mixed with oil). Its foam producing properties deteriorate. As soon as the share of oil reaches a certain level, a stable emulsion may emerge; measures are necessary to prevent pipe

выполнения технологических операций с применением пенных систем необходимо учитывать ряд особенностей, наиболее существенные из которых следующие:

- изменение забойного давления во времени происходит в диапазоне от нескольких минут до десятков минут (в зависимости от глубины скважины), что накладывает повышенные требования к стабильности работы технологического оборудования;
- при промывке нефтяных скважин в условиях депрессии на пласт изменяются реологические свойства пенообразующей жидкости (в связи с попаданием в ПОЖ нефти), пенообразующие свойства жидкости ухудшаются, а при увеличении содержания нефти свыше некоторой критической величины высока вероятность образования стойкой эмульсии.
- для предотвращения прихвата КГТ необходимы превентивные меры, основными из которых являются: ограничение скорости спуска-подъема; контроль за расходом исходящего потока; проверка усилия, требуемого для подъема труб; Технологическая операция – интенсификация притока углеводородов, как правило, проводится одновременно с нормализацией забоя, для чего используется волновое воздействие на пласт, а также воздействие кислотными композициями (адаптированными к конкретным горно-геологическим условиям).

Комплексная технология успешно внедрена в нашей стране и за рубежом.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГИБКИХ ТРУБ ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРОИЗВОДСТВА

**Берни Луфт, старший технический консультант,
Global Tubing**

В данном докладе рассматриваются ключевые параметры надежности и прочности гибкой трубы, изготовленной из высокопрочной низколегированной стали, их влияние на пластическую устойчивость материала, его подверженность коррозии, окислению, вздутию и механическим повреждениям. В результате многолетних исследований дефектов колтюбинга

sticking; limitation of round trip speed, control over the outgoing flow, examination of tube lifting force.

Flow stimulation is usually carried out simultaneously with bottom-hole cleaning by means of wave motion and exposure to acid compositions (adapted to specific geological factors). The integrally designed technology is successfully implemented in our country and abroad.

IMPROVING WELL INTERVENTION SERVICEABILITY AND RELIABILITY THROUGH ADVANCEMENTS IN COILED TUBING MANUFACTURING TECHNOLOGIES

**Bernie Luft, Sr. Technical Consultant,
Global Tubing LLC**

This paper discusses some of the key limitations in high-strength, low-alloy (HSLA) steel coiled tubing (CT) reliability and serviceability with respect to material performance such as low cycle fatigue, ballooning, corrosion, sour well interventions and mechanical damage tolerance. Many years of coiled tubing failure investigations have shown that the majority of causes of failure are due to corrosion and mechanical damage during CT well interventions, with a small percentage of failures resulting from manufacturing defects. Similarly, many years of coiled tubing operations has shown that the majority of CT strings are retired from service often far before achieving their total safe working fatigue life. It is self evident that achieving improvements in CT quality will provide greater reliability however, it would also appear reasonable to suggest that increasing the fatigue life of coiled tubing would be a futile effort.

This paper proposes to show how advanced tube milling technologies applied to the manufacture of coiled tubing products can increase reliability and overcome or at least extend current limitations in coiled tubing serviceability by substantially increasing the fatigue life of newly manufactured coiled tubing strings.

было выявлено, что большинство разрывов гибких труб происходит в результате коррозии и механических повреждений, и лишь малое число дефектов связано с производственным браком. Также за годы наблюдений было замечено, что эксплуатационные колонны часто выходят из строя задолго до окончания срока амортизации. Очевидно, что, улучшив качество колтюбинга, мы повысим надежность всех операций. Однако увеличение эксплуатационного срока гибких труб, на мой взгляд, рискованно.

В докладе рассказывается, как новые технологии фрезеровки труб, взятые на вооружение изготовителями колтюбинга, способствуют увеличению его надежности, устранению типичных недостатков в конструкции гибких труб и продлению срока службы колтюбинговых колонн.

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЛЕКСА ГНКТ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СБОРКИ С КАБЕЛЕМ НА СКВАЖИНЕ A18-2 ЗАО «АЧИМГАЗ»

Н.В. Кулинич, старший инженер-технолог ГНКТ, Шлюмберге Лоджелко Инк.

При проведении геофизических работ в НКТ 89 мм 1.07.08 в скважине A18-2 на глубине ≈1100 м была оставлена геофизическая сборка с кабелем в составе: геофизический прибор, кабельный наконечник, 18 геофизических грузов, общей длиной 15,1 м. Длина оставленного кабеля – 730 м. Верх кабеля и следы парафинов подтверждены при спуске печати на глубине 376 м 15.10.09. Вероятной причиной прихвата сборки послужило образование парафино-гидратного сальника при подъеме сборки после проведения геофизических работ. Геофизическая сборка и кабель в парафино-гидратном цементе образовали практически полностью непроницаемый для жидкости и частично непроницаемый для газа барьер. Попытки добиться сообщения с пластом путем прогрева пробки и создания избыточного давления (до 480 атм) на верх или низ пробки успеха не принесли. Отсутствие сообщения с пластом (невозможность заглушить скважину) и наличие парафиновой пробки исключило возможность использования традиционного в таких случаях оборудования – подъемника КРС или канатной

COILED TUBING FISHING OPERATION ON LOGGING ASSEMBLY WITH CABLE FOR ZAO "ACHIMGAZ", WELL A18-2

N.V. Kulinich, CT Senior Production Engineer, Schlumberger Logelco Inc.

1.07.08 15.1 m of logging assembly (logging tool, cable head, 18 logging weights) with the cable were left in the well A18-2 during performing logging job in 3" tubing at the depth of ≈1100 m. Length of logging wire left in the well was 730 m. Top of the cable and paraffin plug were determined by an impression block at the depth 376 m 15 Oct. 09. Indications showed that it was possibly a hydrate – paraffin plug that formed during retrieval of the logging assembly during the logging run. The logging tool and wire imbedded in the hydrate-paraffin plug had created a barrier almost completely impermeable to liquid and partially impermeable to gas. All the attempts to create interaction with the reservoir by heating up the plug and well surging were unsuccessful. No interaction with the reservoir (no ability to kill the well) and the paraffin plug left no options to remediate the problem by conventional workover rig or geophysical spooling unit. Use of coiled tubing technology allowed, without killing the well, the ability to circulate with hot brine during hydrate – paraffin plug removal and required over pull for cable retrieval. The operation was completed in 17 days including preparation and rig up time. The result of the operation showed, 650 m of logging cable retrieved from the well and a drift run was made to the bottom of the perforated zone. Logging tools were left in the rat hole and the well was returned back to the client for future geophysical surveys and well operation.

DIRECTIONAL COILED TUBING DRILLING EXPERIENCE WITH THE NEW COLT BOTTOM HOLE ASSEMBLY

Toni Miszewski, Managing Director, AnTech Ltd

These days, many reservoirs are partially depleted and have low bottom hole pressures. Drilling them in an underbalanced condition is

техники. Использование комплекса ГНКТ позволило проводить работы без глушения скважины, обеспечило возможность циркуляции горячей жидкостью при растеплении пробки и значительное тяговое усилие для извлечения кабеля. Работы в скважине продолжались 17 суток с учетом подготовительных работ и монтажа. В результате на поверхность извлечено 650 м геофизического кабеля и скважина прошаблонирована до нижней границы перфорированного интервала. Геофизическая сборка оставлена на забое скважины ниже интервала перфорации и не препятствует дальнейшим работам по эксплуатации и исследованию скважины.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ COLT В ЗАДАЧАХ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Тони Мижевски, генеральный директор, AnTech Ltd

В настоящее время многие месторождения истощены и обладают низким пластовым давлением. Бурение при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины иногда является единственным способом, позволяющим избежать повреждения породы. При бурении на депрессии зачастую применяются аэрированные буровые растворы, которые, к сожалению, приводят к сильной вибрации и осложняют передачу сигнала. Бурение с использованием гибких труб, оснащенных электрокабелем, хорошо подходит для такого вида операций. По сути, несмотря на продолжительное осуществление колтубингового бурения (с начала 1990-х гг.), во многих регионах еще не осознали весь потенциал данной технологии. Постоянно ее применяют в настоящее время лишь Россия, Аляска и Саудовская Аравия. В конечном счете именно экономические факторы обуславливают необходимость освоения этой технологии. Данный доклад описывает опыт проведения испытаний новой КНБК для направленного бурения, конструкторское решение которой позволяет сократить время и операционные расходы. Основная цель данного агрегата состоит в том, чтобы показать экономическую выгоду бурения с использованием гибких труб.

**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

sometimes the only way to avoid damaging the formation. Underbalanced drilling often requires aerated drilling fluids which, unfortunately, cause severe vibration and signal transmission problems. Coiled Tubing Drilling (CTD) with electric line is well adapted to this application. In practice, the full potential of CTD has not been realized in many places despite continual activity since the early 1990s. Currently only Russia, Alaska and Saudi Arabia support sustained CTD campaigns. Ultimately, it is economic factors which determine the uptake of this technology. This paper presents the field test experience with a new directional drilling bottom hole assembly for CTD which incorporates design features that help to reduce operational time and costs. With these improvements it aims to help CTD to become a more attractive economic proposition so that it can realize its full potential.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА»

Р.М. Ахметшин, главный инженер, ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»

Колтюбинговые технологии в ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» применяются с 1998 года. Всего за этот период отремонтировано и обработано более 5500 скважин различного назначения и оказано более 350 услуг при традиционном КРС, освоено 32 технологические операции. Эксплуатируются 7 колтюбинговых установок. Колтюбинговыми установками ежегодно выполняется порядка 700 обработок. Работы проводятся в Республике Татарстан, Самарской и Оренбургской областях.

В настоящий момент нами выполняются работы по управлению разработкой нефтяных залежей, интенсификации процессов притока, ряду специальных работ и целый спектр услуг при традиционном КРС. Начиная с 2003 года нами применяется метод ремонта скважин по межтрубному пространству. За этот период отремонтировано более 800 скважин, из них 667 подверглись обработке с целью стимуляции добычи. В каждом из направлений мы стараемся дифференцировать технологии, расширить номенклатуру. Сегодня по межтрубному пространству выполняются работы по солянокислотной и глиноукислотной ОПЗ, закачке реагентов ПНП, ОПЗ реагентом «Шешма», селективной изоляции вод реагентом АКOP-БН, промывке скважины от АСПО. На предприятии совершенствуется технология селективного доступа в стволы многозабойных скважин. Работы проводятся совместно с институтом ТатНИПИнефть, которым разработаны две оригинальные конструкции гидравлических отклонителей. Уникальным можно считать проведение работ с баржи по переликвидации скважины, расположенной в акватории реки в зоне подтопления. Проведен полноценный ремонт скважины с разбуриванием двух цементных мостов, выполнением комплекса геофизических исследований, отключением пласта и установкой цементных мостов и цементной тумбы на устье скважины. В настоящее время в некоторых НГДУ используется так называемый поточный метод ремонта, когда в работах задействовано несколько специализированных подрядчиков. При таком подходе заказчик экономит затраты на ремонт скважины, поскольку исключаются технологические

THE EXPERIENCE OF APPLYING CT TECHNOLOGIES AT THE FIELDS OF TATARSTAN

Rubin Akhmetshin, Engineer-in-chief, ООО Tatneft Aktubinsk Rem Service

Tatneft Aktubinsk Rem Service has been applying CT technologies since 1998. Over 5550 of various functions have been serviced since that time including 350 well workover operations with 32 brand new technological operations. 7 coiled tubing units are being operated. The CT units help to perform some 700 treatment operations a year. The jobs are done in the Republic of Tatarstan, Samara and Orenburg provinces. At the moment we do such operations as control of oil fields development, flow stimulation, several special works and a number of traditional well workover services. Starting from 2003, we have applied an annular well service method. Over 800 wells have been serviced since that time including 667 treatment operations. We differentiate technologies in each of these fields and expand the assortment. In the annular space we treat bottomhole with chloride and mud acids, pump recovery enhancement reagents, treat bottomhole with Sheshma reagent, do selective water isolation with AKOP-BH reagent, wash out of the deposits of asphalts, resins and paraffins from the well. The company is improving its technology of selective access to the bores of downhole splitters. The operations are conducted jointly with TatNIPIneft, which developed 2 original constructions of Ha hydraulic diverters. Barge operation on repeated abandoning of the well located in the aquatorium of the river in sub littoral zone can be called unique as well. We managed to do a full-fledged service of the well including elimination of 2 cement bridges and cement foundation pier at the well mouth. At the moment the so-called "flow" method of service engaging several specialized operators is used in several oil and gas production departments. Adopting such approach the customer saves well service expenses, excludes technological stops prompted by wait on cement, recovery of temperature and research results.

перерывы, связанные с ожиданиями затвердевания цемента (ОЗЦ), восстановления температуры (ОВТ) и результатов исследований (ОРИ).

ПОЛНЫЙ КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ

С.В. Юруткин, начальник ОПиПП, СЗАО «Фидмаш»
С.В. Каблэш, заместитель главного конструктора –
начальник отдела колтюбинговых установок,
СЗАО «Фидмаш»

Жизнь диктует свои правила, и основная нагрузка по добыче углеводородов в настоящее время ложится на действующий фонд скважин, а значит, растет и потребность в современном, высокотехнологичном капитальном ремонте скважин. И именно в этот период очень важным фактором является эффективное взаимодействие производителей оборудования с сервисными компаниями. Фидмаш не стал тому исключением. Предприятие совершенствует серийные, разрабатывает и выпускает новейшие образцы техники, учитывая пожелания заказчиков, а также модернизирует ранее выпущенные установки. В данных материалах представлено новое оборудование для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов, разработанное специалистами СЗАО «Фидмаш»: колтюбинговая установка МК30Т-40 для работы как на суше, так и на морских платформах (в блочном исполнении, установленная на шасси); колтюбинговая установка тяжелого класса на полуприцепе МК30Т-50; инжектор нового поколения FM127; колтюбинговая установка для операций по межтрубному пространству; азотно-насосная установка А100; насосная установка Н504, многофункциональная (цементирующая) насосная установка Н1000С; система контроля и регистрации нового поколения СКР43М; а также сопутствующее оборудование для интенсификации притока и стимулирования скважин. Вместе с этим представлен обзор серийно выпускаемой техники, а именно полного спектра колтюбинговых установок всех типов и полный комплекс для гидравлического разрыва пласта. Также представлена программа по модернизации и капремонту колтюбинговых установок, выпущенных в 2000-2005 гг. ☉

FULL COMPLEX OF EQUIPMENT FOR HIGH-TECHNOLOGY STIMULATION OPERATIONS

Sergey Yurutkin, Head of Sales and Promotion Division,
SZAO Fidmash
S.Kablash, Deputy Lead Design Engineer, CT Units
Department Officer, SZAO Fidmash

Nowadays life dictates its own rules and the main charge of hydrocarbons production is imposed upon actual well stock which causes increase in demand for up-to-day high-technology capital well repair. And at this same moment major importance belongs to effective cooperation between service companies and equipment manufacturers. Fidmash, not being an exception, improves standard units and designs and manufactures the latest samples of equipment taking into consideration customers' wishes and also performs modernization of units manufactured before. Presented materials introduce new equipment developed by SZAO Fidmash experts for high-technology stimulation operations: MK30T-40 Coiled Tubing Unit for both onshore and offshore applications (skid design mounted on truck chassis); MK30T-50 Heavy Class Trailer Mounted Coiled Tubing Unit; new generation Injector FM127; Coiled Tubing Unit for operations in tube space; A100 Nitrogen Pumping Unit; H504 Coiled Tubing Support Pumping Unit; H1000C Multifunctional (Cementing) Pumping Unit, SKR43M Coiled Tubing Data Acquisition System of new generation and also auxiliary equipment for well stimulation operations. Furthermore, the report features a detailed overview of serial equipment, in particular the whole range of Coiled Tubing Units of all types and Fracturing Fleet. In addition a program of modernization and capital repair of Coiled Tubing Units manufactured from 2000 to 2005 is be described. ☉

ПРОДОЛЖЕНИЕ СЛЕДУЕТ

TO BE CONTINUED

ЖУРНАЛ,
целиком
посвященный
новейшим
технологиям
внутрискважинных
работ, в том числе,
колтюбингу



28

Колтюбинг и скважины
Coiled Tubing and Wells

29

Колтюбинг и внутрискважинные работы
Coiled Tubing and Well Intervention



КОЛТЮБИНГ -
ЭТО ИНСТРУМЕНТ, ПРЕОБРАЖАЮЩИЙ
ВСЕ ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия



13-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

21–25 июня 2010

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия)

«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



www.neftegaz-expo.ru

ПОД КРЫЛОМ БАБОЧКИ UNDER THE BUTTERFLY WING

Леонид ГРУЗДИЛОВИЧ, автор проекта «Время колтюбинга»
Leonid HRUZDZILOVICH, Coiled Tubing Times Project Leader

«Все течет, все изменяется», — сказал некогда Гераклит. Шло время, человечество взрослело, а изменения происходили все стремительнее.

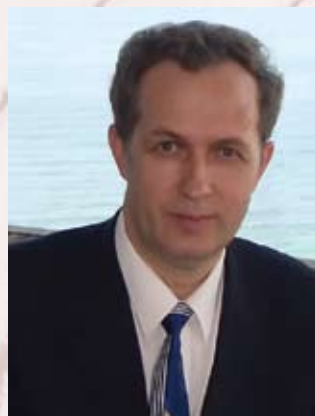
Сегодня, на исходе первого десятилетия нового века, «все течет, все изменяется» намного быстрее, чем каких-нибудь пятнадцать-двадцать лет назад. Перемены настигают нас повсеместно, они касаются всего и всех. Меняются технологии, условия жизни, климат, а значит — и понимание целей существования, и наше мировоззрение.

Грядущие изменения отражаются в похожих на детские «страшилки» газетных заголовках: «Мировой экономический кризис...», «Кризис европейской цивилизации уже наступил...», «Кризис окружающей среды...». Мы боимся переживать кризисы, забывая, что именно после них начинается выздоровление. Мы не хотим менять многое из того, что приходится. Подобно средневековым алхимикам, искавшим эликсир вечной молодости, главной своей задачей мы считаем победу над собственным возрастом. Но возможно ли победить время? И, главное, нужно ли нам это?

Стареть считается немодным. Но бессмертие недостижимо ни с помощью пластических операций, ни на пути изнурительных физических упражнений и диет. Да и что такое бессмертие? Растительное существование угасающего разума или молодое горение полного сил ума? Не будем забывать, что человеку дано продолжить свое существование в мире через себе подобных, которые пойдут дальше. Через детей биологических, которые понесут в бесконечность его гены, и чад духовных, учеников и последователей, которые воплотят и ретранслируют идеи этого человека.

И вообще, жить — значит умирать. Но у каждого из нас есть воля изменить себя и противостоять обстоятельствам. А какова подобная свобода у всего человечества? Здесь уместно будет вспомнить слова из древней молитвы: «Господи, дай мне душевный покой, чтобы принять то, что я не могу изменить, дай силы изменить то, что могу, и мудрость, чтобы отличить одно от другого». Наверное, самое сложное — «отличить»... Но что означает для всех нас вместе: отличить первое от второго?

Я не уверен, что во всяком споре рождается истина, но в процессе конструктивной дискуссии обязательно происходит обмен мнениями, обогащающий



“All things flow, all things change”, — this is what Heraclitus once said. Time was flying, mankind was becoming more mature, and changes were happening faster than ever before.

Today, as the first decade of the new century wanes, all things are flowing and changing much faster than they would some 10–15 years ago. Changes approach us from all sides, they touch on everything and everyone. Technologies change, and life conditions, and climate and so do our understanding of the sense of life and the way we perceive the world.

The changes we are in for are all in the paper headlines and they sound more like children's horror stories: “World Financial Crisis...”, “Crisis of Civilization in Europe...”, “Environmental Crisis...” We are afraid of going through the crises and very often forget that it is after them that recovery starts. We don't want to change many of those things that we have to change. Like the medieval alchemists in their constant pursuit of the elixir of youth, we now see victory over age as the main goal. But is it possible to win a victory over age? And essentially, do we really need it?

It is not trendy to age. But neither plastic surgery nor exhausting physical exercise and diets can lead us to immortality. After all, what is immortality? Is it the vegetative state of fading mental faculties, or the youthful enthusiasm of a mind at full power? We shouldn't forget that people are lucky enough to be able to continue their existence by reproducing themselves, thus moving forward. Biological children will carry our genes to eternity and spiritual children — students and followers — will materialize and retransmit our ideas.

And in general, to live means to die. But everyone has the will to change themselves and resist circumstances.

всех участников новой информацией. Мы хотим генерировать именно такие дискуссии: обсуждать наступившие и прогнозировать грядущие перемены, пытаться предвидеть возможные последствия, казалось бы, незначительных влияний на систему, которые способны иметь большие и непредсказуемые эффекты где-нибудь в другом месте и в другое время. Помните рассказ Р. Брэдбери «И грянул гром», где гибель бабочки в далеком прошлом изменяет мир будущего?

Несмотря на возрастающую активность общественности и прессы, сложно привести пример, когда бы человечеству удалось решить масштабную проблему с первой попытки. Почему? Во-первых, потому, что идеи часто появлялись раньше, чем обеспечивающие их реализацию технологии, а также в немалой степени потому, что, рассуждая о путях решения общечеловеческих проблем, люди часто оперируют псевдореальностями. Мир, о котором мы судим, на самом деле зачастую виртуален, нами придуман, а действительность определяется иными законами! В наибольшей степени подобное мифотворчество продуцируется тогда, когда общество находится в состоянии нестабильности, когда дух человеческий, охваченный тревогой, предчувствует испытания и потери.

Заблуждения и выстроенные на их основе ошибочные прогнозы широко распространены еще и оттого, что, будучи наукообразными по форме, эти образы привлекают и эпатажируют массовое сознание. Но как отделить «мифы» от реальных тенденций? Цена ошибки здесь крайне высока, особенно, если она происходит в планетарном масштабе.

В 1968 году Аурелио Печчеи, вице-президентом компании «Оливетти», был основан Римский клуб – международная неправительственная организация, объединяющая политических деятелей, бизнесменов и ученых. Римский клуб опубликовал более трех десятков докладов, созданных на основе компьютерного моделирования и институциональной методологии, базирующейся на междисциплинарном подходе. Но далеко не все прогнозы, предложенные в докладах клубу, оправдались. Почему? Возможно, потому, что в их основу были положены оказавшиеся неверными данные.

Наверное, первым, кто попытался обосновать при помощи математического аппарата социальные процессы, был Мальтус. Он предложил демографический принцип, согласно которому экономический рост ограничивается исчерпанием ресурсов, а рост населения – голодом. Если верить многим докладам современных ученых Римскому клубу, перспективы роста также ограничены имеющимися ресурсами. Однако доклад Римскому клубу профессора С.П. Капицы, учеником которого мне случилось быть во времена студенчества в Московском физико-техническом институте, и с которым мы долгие годы не теряем связи, опровергает

But does mankind as a whole have the same freedom? It is pertinent to refer to one ancient prayer: "Lord grant me the serenity to accept the things I cannot change, the courage to change the things I can, and the wisdom to know the difference". By far most difficult is 'to know the difference'... But what does this mean to all of us – 'to know the difference'?

I believe it is not always correct that truth is born of arguments. But a constructive discussion inevitably leads to idea exchange, which enriches all those participating with new information. This is the kind of discussions we want to generate: give careful consideration to what has already happened and try to predict what may happen next, try to foresee possible effect of seemingly marginal impact on the system, which can manifest itself most unpredictably in another place at another time. Think of "A Sound of Thunder", a short story by R. Bradbury, where death of butterfly in the distant past changes the future.

Despite the ever growing public concern and media involvement, it is still rather difficult to think of an example when mankind could find solution to a large-scale problem at the very first attempt. But why? First and foremost because it is quite often that ideas emerge long before the advent of technologies which can ensure their realization. And to certain extent because elaborating on the means of solving the global problems people are frequently governed by a distorted sense of reality. The world we perceive is often virtual, it is created by us, and the reality is determined by other laws! Such mythmaking is most likely to appear when the society suffers lack of stability, when the human spirit, seized with worry, anticipates challenges and losses.

Delusions and erroneous predictions based on them are also so frequent because this imagery has the scientific frame and in its attempt to startle appeals to mass consciousness. But how can one distinguish between 'myths' and real tendencies? The cost of mistake is indeed high in this case, especially if it is on the global scale.

In 1968 Aurelio Peccei, Vice-President of Olivetti Company founded the Club of Rome, an international non-governmental organization uniting people from the fields of politics, business and academia. Around 3 dozen reports have been published by the Club of Rome all of which were based on computer modeling and institutional methodology, renowned for its interdisciplinary approach. But absolutely not all predictions of the Club were borne out. But why? Maybe because false data were laid down as their basis.

Apparently, it is Malthus who was the first to give a try to using mathematical tools as the means of investigating social processes. He brought forward the demographic principle which says that economic growth is limited by depletion of resources and population growth is limited by famine. Provided that

концепции Мальтуса и его последователей. Работа «Всемирный демографический взрыв и будущее человечества» предлагает новые пути решения демографического вопроса. Она парадоксально указывает на не определяющую зависимость развития от внешних ресурсов в течение всей истории и убедительно показывает, что рост населения в открытой, эволюционирующей и самоорганизующейся системе, которую представляет собой человечество, регулируется внутренними процессами.

Так, значит, можно положительно ответить на вопрос: «Есть ли жизнь после нефти?». Вопрос этот, конечно, сложен. Авторитетные специалисты, в частности, глава «Бритиш Петролеум» Тони Хейворд, заявляют, что потребности планеты в энергии к 2030 году увеличатся на 45%. При этом около 80% мировой энергии будет вырабатываться за счет все тех же ископаемых источников, добыче которых мы с вами, дорогие читатели, посвятили свою карьеру. В сложившейся ситуации перед компаниями нефтегазового комплекса, едва ли не в первую очередь перед нефтесервисными, встают непростые задачи, требующие неординарных решений. И даже если эти задачи будут решены, нам придется вскоре все равно отвечать на вопрос: «Какая жизнь наступит после нефти?»

Еще один почти риторический вопрос: «Что такое прогресс?». В первой четверти XX века пониманию прогресса в полной мере соответствовал пейзаж Лондона с двумя сотнями чадающих заводских труб. А сегодня в самой действенной, на мой взгляд, рекламе нефтяной компании вообще отсутствуют индустриальные объекты. Чистое море, отчетливая линия горизонта, волны, достойные кисти мариниста... И надпись: «Нефтяная вышка может выглядеть так».

Надеюсь, что на страницах журнала и форумах сайта «Время колтюбинга» мы вместе с вами сумеем сформулировать интересующие всех нас бытийные, а не бытовые вопросы о будущем и попытаемся дать ответы на них. О том будущем, которого, по словам Оскара Уайльда, трудно избежать. Но можно его ускорить или замедлить.

Приглашаю вас к широкой дискуссии и предлагаю для начала тему:

Глобализация ведет к интенсивному обмену знаниями, научными и техническими достижениями, практиками ведения бизнеса, что активно влияет и на технологии добычи углеводородного сырья. Каковы, на ваш взгляд, плюсы и минусы обмена информацией, возможность которого профессионалы нашей отрасли получили в современных условиях? И как с помощью современных технологий повысить эффективность информационного обеспечения?

Буду признателен, если вы поделитесь своими мнениями с единомышленниками – нашими читателями и посетителями сайта. ☺

the papers of some contemporary scientists are true, growth prospects are also limited by the available resources. But the report given by Professor S.Kapitsa, who used to tutor me at Moscow Institute of Physics and Technology and with whom I have been keeping in touch for many years now, argues against the concept developed by Malthus and his followers. The report titled 'The World Population Outbreak and the Future of Mankind' suggests new ways of solving the issue of demography. Oddly enough, it indicates that the march of history has never seen dependence of growth and external resources as determining. What is more, it demonstratively shows that population growth in open, evolving and self-organizing system is regulated by internal processes.

Does this mean that we can give positive answer to the following: "Is there life after oil?" This is a thorny issue. Competent authorities, particularly the Chief Executive of British Petroleum Tony Hayward states that the global energy need will increase by 45% towards 2030. Furthermore, around 80% of the world energy will be the result of fossil resources production, what we all, dear readers, have dedicated our careers to. In the present conditions companies involved in oil and gas industry, perhaps mostly oilfield service companies are facing tough challenges which must be handled in the most unconventional ways.

There is another question, nearly rhetoric one: "What is Progress?" In the first quarter of the XX century progress would be most successfully exemplified as London with two hundreds of intoxicating plant chimneys. And today, the most effective TV commercials advertising oil companies don't even feature manufacturing facilities. Instead, there are the clean sea, the clear skyline, the waves – all worth of a seascape painter's brush.

I hope that, on the pages of the Journal and the forums of the website, we can, together, formulate, and indeed find answers to, questions about the future which go beyond the mere everyday and deal with the essential. Citing Oscar Wilde, we can hardly escape future, but we can either speed it up or slow it down.

You are invited to take active participation in discussion of the following issue:

Globalization leads to extensive exchange of knowledge, scientific and engineering achievements, and business practices. It all influences production of petroleum products too. What are the pros and cons of information exchange that industry experts can take part in thanks to modern technologies and how can innovative technologies ensure increase of information provision efficiency?

I will appreciate if you share your ideas with like-minded people – our readers and visitor to our website. ☺

8-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

В РАМКАХ ВЫСТАВКИ
«НЕФТЕГАЗ 2010»

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

22-24 июня
2010

www.mioge.ru
www.mioge.com



RPGC



ОРГАНИЗАТОРЫ



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

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

КАЛЕНДАРЬ

www.mioege.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО НЕФТИ И ГАЗУ

2009 • 2010



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

3 - 5 ноября 2009
Актау, Казахстан



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

27 - 29 апреля 2010
Новосибирск, Россия



1-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

3 - 4 ноября 2009
Актау, Казахстан



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

11 - 13 мая 2010
Ташкент, Узбекистан



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

17 - 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан



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

1 - 4 июня 2010
Баку, Азербайджан



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

16 - 17 марта 2010
Анкара, Турция



МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2010»,
ПАВИЛЬОН ITE

21 - 25 июня 2010
Москва, Россия



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

24 - 25 марта 2010
Тбилиси, Грузия



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

22 - 24 июня 2010
Москва, Россия



16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ ГАЗУ

18 - 21 апреля 2010
Оран, Алжир



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

5 - 8 октября 2010
Алматы, Казахстан



ОРГАНИЗАТОРЫ



LLC MOSCOW

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



GROUP PLC

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

Читайте в следующем выпуске журнала «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»

Статью «Предельные механические нагрузки на ГНКТ». Материал подготовлен признанным экспертом области – Кеном Ньюманом. В статье анализируются аспекты предела силы и давления в ГНКТ, а также математические методы расчета таких пределов. Теоретическая информация, в том числе описание принципа расчета общего эквивалентного напряжения VME, сопровождается рядом наглядных примеров. Статья адресована тем, кто хочет лучше понять природу разрыва ГНКТ и узнать о том, как можно прогнозировать данный процесс

В рубрике «Практика» будет рассмотрен и обобщен богатый опыт использования колтюбинговых установок в ОАО «АНК «Баиннефть»

В качестве гостя номера выступит начальник отдела инноваций и развития ООО «Татнефть-Ремсервис» Рустем Ахметзянов

Специальный репортаж будет посвящен итогам 15-го Европейского круглого стола по внутрискважинным работам SPE/ISoTA, который состоится в Абердине 18–19 ноября 2009 г.

В фокусе мероприятия – будущее Северного моря.

В материале будет представлен обзор новейших европейских колтюбинговых технологий и оборудования для внутрискважинных работ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – ts@cttimes.org, подписка – magazine@crkt.ru

«Время колтюбинга» – единственный специализированный международный журнал, посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам в России, США, Европе и Центральной Азии. Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2010 год – 2500 рублей. Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4000 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2010 год

☐ на печатную версию ☐ на электронную версию

Я желаю подписаться как Пришлите счет на подписку

☐ юридическое ☐ физическое ☐ по факсу ☐ по электронной
лицо лицо 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 – cttimes@cttimes.org, marketing and advertising – ts@cttimes.org,
 subscription – magazine@crkt.ru

Coiled Tubing Times

is the only specialized International Journal devoted to Coiled Tubing and Well Intervention Equipment and Technologies in Russia, USA, Europe and Central Asia.

Cost of annual print version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Special offer! Annual print subscription + e-subscription is \$160,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to International

Coiled Tubing Times Journal for the 2010

☐ for print version ☐ for e-version

I would like to subscribe as

Send the Invoice Subscription

☐
☐
☐
☐

Legal Entity

Natural Person

by fax

by e-mail

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

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

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in "Coiled Tubing Times" Journal

Signature

In our next issue of COILED TUBING TIMES

An article on CT Mechanical Limits by a recognized industry expert Ken Newman. The article discusses force and pressure limits for coiled tubing and the mathematical models employed for calculating these limits. The theoretical information with the von Mises incipient yield criterion being introduced as a widely accepted model for establishing CT limits is illustrated with useful examples. This is a must-read article for all those who want to take a deeper insight into the nature of CT Collapse and learn about how it can be predicted

In the section Practice extensive expertise of CT units use by OOO Bashneft will be brought into focus

Rustem Akhmetzyanov, Head of Innovations and Development Dept. at Tatneft-Remservice will be our featured guest

Our special coverage will be devoted to the SPE/ICoTA 15th European Well Intervention Round Table, which will be held in Aberdeen on 18–19 November 2009. Rejuvenating the North Sea is in the focus of the event. The article will include a review of the cutting-edge European coiled tubing and well intervention technologies and equipment