



## 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

**Ю.А. БАЛАКИРОВ**, д.т.н., заместитель директора  
по науке и технике международной компании  
«Юг-Нефтегаз» Private Limited

**К.В. БУРДИН**, к.т.н., главный инженер  
департамента по ремонту скважин с ГНКТ  
"Шлюмберже"

**Г.А. БУЛЫКА**, главный редактор журнала

**Б.Г. ВЫДРИК**, директор Некоммерческого  
партнерства «Центр развития колтюбинговых  
технологий»

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

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

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

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

**Р. КЛАРК**, почетный редактор журнала

**Е.Б. ЛАПОТЕНОВА**, генеральный директор  
СЗАО «Фидмаш»

**В.П. МОРОЗ**, директор департамента  
ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»

**М.А. СИЛИН**, д.х.н., первый проректор по  
стратегическому развитию НИУ РГУ  
нефти и газа имени И.М.Губкина

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

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

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

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

## PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

## VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

## EDITORIAL BOARD

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

**Yu. BALAKIROV**, Doctor of Engineering,  
Deputy Director for Science and Technology  
of the International Company  
Yug-Neftegaz Private Limited

**H. BULYKA**, Editor-in-Chief

**K. BURDIN**, Doctor of Engineering, Coiled Tubing  
Geomarket Technical Engineer Schlumberger

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

**R. CLARKE**, Honorary Editor

**N. DEMYANENKO**, Doctor of Engineering,  
Director, BelNIPIneft

**A. LAPATSENTAVA**, Director General,  
NOV Fidmash

**V. MOROZ**, Director of the Coiled Tubing  
Department, Integra Services

**M. SILIN**, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector  
for Strategic Development, National Research  
University Gubkin Russian State University of Oil  
and Gas

**E. SHTAKHOV**, Doctor of Engineering, Deputy  
Director General, "RosTEKtehnologii"

**A. TRETIAK**, Doctor of Engineering, Professor,  
Member of the Russian Academy of Natural  
Sciences, Head of the Subdepartment of the Oil and  
Gas Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI)

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

**B. VYDRIK**, Director, Nonprofit Partnership  
"Coiled Tubing Technologies Development Center"

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

**S. ZAGRANICHNY**, technical engineer and  
CT expert, Trican Well Service

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

**ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР** – Рон Кларк (rc@cttimes.org);  
**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР** – Галина Булыка (halina.bulyka@cttimes.org);  
**КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР** – Виктор Шкляник (viktor.shklianik@cttimes.org);  
**РЕДАКТОР ИНТЕРНЕТ-САЙТА** – Василий Андреев;  
**ПЕРЕВОДЧИКИ** – Григорий Фомичев, Светлана Лысенко;  
**ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ** – Наталья Михеева;  
**ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ** – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАН;  
**НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ** – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора СЗАО «Новинка»; Х.Б. Луфт, старший технический советник компании Trican Well Service; К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.  
**МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – Марина Куликовская (advert@cttimes.org);  
**КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН** – Людмила Гончарова;  
**ПОДПИСКА И РАССЫЛКА** – cttimes@cttimes.org

**HONORARY EDITOR** – Ron Clarke (rc@cttimes.org);  
**EDITOR-IN-CHIEF** – Halina Bulyka (halina.bulyka@cttimes.org);  
**SALES MANAGER** – Victor Shklianik (viktor.shklianik@cttimes.org);  
**WEBSITE CONTENT MANAGER** – Vasili Andreev;  
**TRANSLATORS** – Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko;  
**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 CJSC Novinka; H.B. Luft, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor.  
**MARKETING AND ADVERTISING** – Marina Kulikovskaya (advert@cttimes.org);  
**COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova;  
**SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – cttimes@cttimes.org

#### **ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Оптимист»

#### **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 224,  
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.  
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org  
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.  
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.  
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов. Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям первого звена.

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

Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск  
Заказ № 2924

**2** № 2 (040) Июнь / June 2012

#### **PUBLISHER**

LLC OPTIMIST

#### **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 224,  
Moscow 119017, Russia.  
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.  
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org  
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.  
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.  
Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among specialists of oil and gas companies and scientific institutions. In addition, it is also delivered directly to key executives included into our extensive mailing list.

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

## СЛОВО РЕДАКТОРА

Новый номер журнала «Время колтюбинга» выходит в преддверии 14-й Международной выставки «Нефтегаз-2012», которая по праву завоевала славу события мирового уровня, поскольку охватывает обширнейший спектр отраслевой тематики. Наш журнал будет широко распространяться на этом форуме. Но, как говорил русский автор Козьма Прутков, «нельзя объять необъятное». Поэтому в дни выставки мы, редакция журнала, будем искать новые знакомства, прежде всего, среди коллег по цеху нефтегазового сервиса – тех, для кого мы скрупулезно собираем специализированную информацию, чтобы выдать ее в наиболее удобной для занятых людей форме на страницах «Времени колтюбинга» и на сайте [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org).

Мы надеемся встретить на «Нефтегазе-2012» новых читателей и авторов, новых наших единомышленников. Мы хотим завязать с ними – с вами (!) – творческие связи и пригласить присоединиться к профессиональному клубу, который формируется вокруг нашего проекта. Это происходит как-то очень естественно, как все настоящее в человеческой жизни. Кажется, что процесс идет без видимых наших усилий: просто специалисты – теоретики, управленцы, практики, инженеры, конструкторы оборудования, технологи, механики – словом, те, кто имеет непосредственное отношение к новейшим прогрессивным технологиям нефтегазового сервиса, становятся заочным ближним кругом «Времени колтюбинга» и начинают более тесно общаться друг с другом и с нами. Очные встречи этого ближнего круга происходят, как правило, во время ежегодных Международных научно-практических конференций «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». И я с радостью хочу пригласить вас, дорогие друзья, 31 октября – 2 ноября в Москву, уже на 13-ю такую встречу. Как видите, наша конференция, старейшая в России, только чуть (на один пункт) моложе выставки «Нефтегаз».

Организаторами мероприятия выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Напомню, что журнал в этом году празднует свой первый крупный юбилей – 10 лет, в честь которого участников конференции ждет торжество. Друзья, примите приглашение на наш день рождения!

Анонс предстоящей конференции, ее тематику и условия участия в технических секциях, образовательном семинаре и выставке вы найдете на страницах этого выпуска «ВК».

Новый номер предлагает, как обычно, целую россыпь материалов, которые рассказывают о перспективах колтюбинга в нефтегазовом сервисе России, о применении ГНКТ при заканчивании многопластовых скважин с раздельными ГРП, об использовании многообещающей технологии радиального бурения, о способе очистки внутренних поверхностей нефтяного резервуара с помощью колтюбинга, о новых разработках компании «Пакер Сервис», которая выступает партнером этого номера, о технологиях, внедряемых ООО «Урал-Дизайн-ПНП», об инновациях компаний «Югсон-Сервис», «Акмаш-Холдинг», «НПП «Сибтехноцентр» и еще о многом другом. События представлены репортажами о масштабной Международной конференции по повышению нефтеотдачи пластов, которая была организована компанией «Белоруснефть» и о 8-й Потребительской конференции СЗАО «Фидмаш». А в рубрике «Красота месторождений» размещены фотографии сурового Севера, которые в эти жаркие летние дни одарят вас ощущением прохлады. Мы ждем новых фоторепортажей от вас, дорогие друзья, осуществляющие нефтегазовый сервис в Сибири, на Аляске, в песках и степях Азии, на ультрамариновых и ледяных шельфах...

Мы с вами, мы работаем для вас и всегда вам рады.

*Рон КЛАРК*

## EDITORIAL

The new issue of the Coiled Tubing Times Journal is shortly to be followed by the 14th International Oil&Gas-2012 Exhibition, which with its comprehensive coverage of the widest range of the industry issues enjoys a justifiable reputation of an event of global importance. Our journal will be widely distributed across this forum. However, according to Kozma Prutkov, a Russian author of many sententious sayings, 'One cannot embrace the boundless'. Therefore the days of exhibition will become for our editorial staff an opportunity of new encounters, primarily among our guild fellows who represent oil and gas service and expect us to painstakingly collect industry-specific information and present it in the pages of the Coiled Tubing Times and at [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) in the most palatable form for those having no time to spare. We hope to meet at Oil&Gas-2012 new readers and new authors, as well as new like-minded people. We would like to open creative relations and to invite the participants – you, to be exact – to join the club of experts being drawn round our project. This appears to be a natural process, which is always the case with everything of true value. The process is seemingly smooth and runs forward without our efforts to move it being exposed; it looks like all those directly relevant to the cutting-edge oil and gas service technologies, including both, individuals of theory and practice, as well as managers, engineers, equipment designers, technologists and mechanics, build up a close-in, though distant, circle of the Coiled Tubing Times involving their colleagues and us into intense communication.

As for the face-to-face meetings of this circle, they, generally, take place during the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention conferences. I am happy to invite you to such meeting, the 13th one, which is to be held in Moscow from October 31 to November 2, 2012. As you can see, our conference, the oldest one in Russia, is just a bit (one point) younger than the Oil&Gas Exhibition.

The event is arranged and managed by the Russian branch of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA), the Coiled Tubing Development Centre (Moscow) and the Coiled Tubing Times academic and practice journal. Let me remind you that this is a jubilee year for our journal and the celebration of its 10-year anniversary awaits the conference participants. Dear friends, please accept the invitation to our birthday!

This issue of the CTT introduces to you the preview of the conference, an outline of its topics and conditions of participation in the technical sessions, the training seminar and the exhibition.

As always, the new issue represents an unrivalled range of materials covering the prospects of coiled tubing application in the Russian oil and gas service, application of coiled tubing during completion of multiple zone wells with utilization of selective hydraulic fracturing techniques, employment of the challenging radial drilling technology, the methods of oil tank cleanout with coiled tubing utilization, new developments of such companies as Packer-Service, which is the partner to this issue, the technologies introduced by ООО Ural-Design-PNP, the innovations by Ugson-Service, Akmash-holding, NPP Sibtechnocentr, just to name a few. The events include the reports on a large-scale International Conference on Oil Recovery Stimulation hosted by Belorusneft and on the 8th Consumer's Conference held by NOV Fidmash. The Beauty of Oilfields column displays the photos of the severe North which will bring a refreshing cool in the hot summer days. Dear friends, we look forward to receiving new photo reports from those who pursue oil and gas service in Siberia or Alaska, in the sands and steppes of Asia or ultramarine sea-ice shells...

We keep at your side, work for you and are always delighted to meet you.

*Ron CLARKE*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

*А.А. Земляной, В.А. Долгушин, Д.А. Шаталов, М.В. Листак, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев*  
Возможности и перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе России .....12

## ТЕХНОЛОГИИ

*А. Юдин, К. Бурдин, Д. Янчук, А. Никитин, И. Батаман, А. Сердюк, Н. Могутов, С. Ситдииков, В. Швайко, М. Воронкова, В. Кузнецов*  
Применение ГНКТ позволяет сократить более чем на 50% цикл заканчивания многопластовых скважин с отдельными ГРП в России .....22

*С. Элиот*

Опыт применения технологии радиального бурения: Северный Уртабулак .....42

Новые горизонты радиального бурения (интервью с представителями компании Radial Drilling Services Inc. – **С. Фаерманом** и **Ю. Дыриным**) .....50

*Ю.А. Балакиров, Ф.С. Мамедов*

Способ очистки внутренней поверхности нефтяного резервуара с помощью колтюбинговой установки .....54

## ПРАКТИКА

Мы делаем то, за что не берутся нефтесервисные гиганты (интервью с генеральным директором ООО «Урал-Дизайн-КРС» **В.В. Хоймовым** и главным инженером ООО «Урал-Дизайн-ПНП» **В.Н. Шумаковым**) .....56

## ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Многостадийный ГРП (на вопросы отвечает гл. специалист по новым технологиям ТВС, ООО «Трайкан Велл Сервис» **Д.М. Пелевин**) .....62

## КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

*Ю.А. Балакиров*

О кислотном воздействии на ПЗП с помощью колтюбинга .....64

*Я. Тумбарцев*

От теории к практике .....66

## ОБОРУДОВАНИЕ

*С.В. Брыков, О.В. Скибин*

Новые возможности селективного пакерного оборудования (статья предоставлена партнером номера ООО «Пакер Сервис») .....68

«Югсон-сервис» – ведущий поставщик пакерно-якорного оборудования (интервью с главным технологом производственно-сервисной компании ООО «Югсон-Сервис» **В.С. Чернухиным**) .....74

Актуальность применения азотных компрессорных станций ТГА в колтюбинге .....78

*И.И. Жирнов, В.А. Дудинцев, Ю.И. Князев*

Двухрядный колтюбинговый превентор ППК2-80Х35 .....84

**Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России** .....86

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

*В.Б. Губанов, Л.А. Магадова*

Лабораторные методы тестирования составов и реагентов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях .....88

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов (в Речице 24–25 мая 2012 года прошла Международная научно-практическая конференция, организованная ЗАО «Зарубежнефть» и РУП «Производственное объединение «Белоруснефть») .....96

Компания, где все – единомышленники (Восьмая потребительская конференция СЗАО «Фидмаш») .....100

## ЮБИЛЕИ

Нам 10 лет! (в 2012 году «Время колтюбинга» празднует первый круглый юбилей. Предлагаем вашему вниманию материал, составленный из точечных цитат, взятых из публикаций журнала «Время колтюбинга» первых лет) .....106

**Красота месторождений** .....114

## А–Ω

*Джон Нейсбит:*

«Самый надежный способ предугадать будущее – понять настоящее» .....118

**PROSPECTS**

*A. Zemlynoy, V. Dolgushin, D. Sbatolov, M. Listak, G. Zozulya, A. Kustishev*  
 Potential and Perspectives of Coiled Tubing in the Russian Oil and Gas Servicing .....12

**TECHNOLOGIES**

*A. Yudin, K. Burdin, D. Yanchuk, A. Nikitin, I. Bataman, A. Serdyuk, N. Mogutov, S. Sitdikov, V. Shvayko, M. Voronkova, V. Kuznetsov*  
 Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia .....22

*S. Elliott*  
 Implementation of Radial Drilling Technology to Enhance Liquid Hydrocarbon Production From a Mature Oil Field in the Republic of Uzbekistan – North Urtabulak: a Case Study .....42

New Trends in Radial Drilling (interview with the representatives of Radial Drilling Services Inc. – **Sergey Faerman**, and **Yury Dyrin**) .....50

*Yu. Balakirov, F. Mamedov*  
 Cleaning Inner Surface of Oil Storage Tank with Coiled Tubing .....54

**PRACTICE**

We Do What Huge Oil Service Companies Do Not Do (interview with **Vladimir Khoimov**, Director General of Ural-Design-KRS LLC and **Vyacheslav Shumakov**, Chief Engineer of Ural-Design-PNP LLC) .....56

**QUESTIONS TO SPECIALIST**

Multi-Stage Hydraulic Fracturing (**Dmitry Pelevin**, Chief Specialist on New Technologies, Trican Well Services LLC., is answering the questions of Coiled Tubing Times Journal) .....62

**EDITORIAL BOARD COLUMN**

*Yu. Balakirov*  
 Acid Treatments of Bottomhole Formation Zone with Coiled Tubing Utilization .....64

**EQUIPMENT**

*S. Brykov, O. Skibin*  
 New Capabilities of Selective Packer Equipment (this article was presented by OOO Packer Service) .....68

Ugson-Service Is a Leading Supplier of Packer-Anchor Equipment (interview with **Viktor Chernuhin**, Chief Process Engineer of OOO Ugson-Service) .....74

Applicability of TGA Nitrogen Gas Generators in Coiled Tubing Technologies .....78

*I. Zhirnov, V. Dudintsev, Yu. Knyazev*  
 Double-Ram Coiled Tubing Preventer (Type ППК2-80X35) .....84

**Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia** .....86

**OILFIELD CHEMICALS**

*W. Gubanov, L. Magadova*  
 Laboratory Test Methods of Compounds and Chemicals Used in Flow Deviation Technologies .....88

**CONFERENCES AND EXHIBITIONS**

Modern Enhanced Oil Recovery Methods: Theory and Practice (International Scientific and Practical Conference «Modern enhanced oil recovery methods: theory and practice» was held in the town of Rechitsa on May, 24–25, 2012. The Conference was organized by ZAO Zarubezhneft and RUP PO Belarusneft) .....96

The Company Where All Employees Are Likeminded People (8<sup>th</sup> NOV Fidmash's Consumer Conference) .....100

**JUBILEES**

We Are 10 Years Old! (in 2012 CTT celebrated its first anniversary. We offer you an article made up of quotations from Coiled Tubing Times's earliest issues) .....106

**The Beauty of Oilfields** .....115

**A–Ω**

*John Naisbitt*  
 "The Most Reliable Way to Forecast the Future Is to Try to Understand the Present" .....119



Организаторы:



**31 октября – 2 ноября 2012 года,  
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»**

**АНОНС 13-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

## **Ждем вас, дорогие друзья!**

**В Москве, в гостинице «Аэростар» (Ленинградский проспект, д. 37, корпус 9),  
31 октября – 2 ноября 2012 г. состоится 13-я Международная научно-практическая конференция  
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ».**

Организаторами мероприятия выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Председателем оргкомитета является председатель ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий Л.М. Груздилович.

Эта ежегодная конференция – старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса.

I Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям (1998) и II Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России (2001) более десятилетия назад определили основные сложности развития отечественного нефтегазового сервиса и наметили пути их решения.

К настоящему времени конференция расширила тематику, что отразилось и в названии, приобрела статус международной и получила широкую известность, но, самое главное, стала настоящим клубом единомышленников, площадкой эффективного обмена опытом, местом встречи сподвижников внедрения новейших технологий нефтегазового сервиса. Каждую осень она собирает аудиторию, объединяющую ведущих представителей нефтегазодобывающих, сервисных и производящих специализированное оборудование компаний – цвет нефтегазового сервиса России и СНГ. На встречу неизменно приезжают и зарубежные специалисты из США, Канады и других стран, где интенсивно развивается нефтегазовый сервис. Они рассматривают конференцию, прежде всего, как возможность изучить особенности российского нефтесервисного рынка, информацию о котором в концентрированном виде можно получить только в процессе таких встреч профессионалов.

В этом году, как всегда, на конференции ожидается присутствие представителей таких компаний, как Газпром, Роснефть, ЛУКойл, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Газпром нефть, Башнефть, Татнефть, Белоруснефть, Укрнафта, Интегра, Зарубежнефть, Schlumberger, Trican Well Service, Halliburton, Weatherford, NOV, Global Tubing и других.

Можете быть уверены, что конференция соберет целевую аудиторию, интересную для Вас и Вашей компании.

В первый день встречи, 31 октября, будет организован однодневный образовательный семинар «Новейшее применение колтюбинга». Акцент нынешнего курса будет сделан на новых технологиях повышения нефтеотдачи пласта, текущего и капитального ремонта скважин, а также на последних достижениях в области колтюбингового бурения. Каждому слушателю семинара будет вручен именной сертификат. Участие в семинаре следует оформлять отдельной опцией.

Приглашаем принять участие в технических секциях конференции (1–2 ноября), программа которых, как и неформальное общение специалистов, обещает быть насыщенной. Приветствуется ваше выступление с докладом, о теме которого просим заявить в оргкомитет ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)) не позже 1 октября 2012 г. Подробная информация для потенциальных докладчиков опубликована на нашем сайте [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org).

В рамках конференции 1–2 ноября будет организована специализированная выставка, где Вы сможете представить потенциальным потребителям продукцию и услуги Вашей компании, организовать презентацию, провести переговоры. О намерении арендовать выставочный стенд просим сообщить оргкомитету ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)) не позже 15 октября 2012 г.

Более подробную информацию по участию в конференции, семинаре и выставке можно получить на сайте [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org), или отправив запрос на e-mail [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

*Оргкомитет*

Фотографии с прошедших конференций.

**e-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) Тел./факс: +7 499 788 91 19**





Organizers:



**October 31 – November 2, 2012**  
**Aerostar Hotel, Moscow, Russia**

**ANNOUNCEMENT OF THE 13<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL  
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**Dear Friends, we are looking forward to meeting you!**

**The 13<sup>th</sup> International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE will take place in Aerostar Hotel (37 bld. 9 Leningradskiy pr.), Moscow, October 31 – November 2, 2012.**

The Conference is organized by the Russian branch of the The Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA), The Center for Coiled Tubing Technologies (Moscow) and scientific and practical Coiled Tubing Times Journal. The Chairman of the Organizing Committee is Leanid Hruzdilovich, the Chairman of The Center for Coiled Tubing Technologies. This annual Conference is the oldest professional forum for oil and gas service in Russia. More than a decade ago, 1st All-Russian Coiled Tubing Technologies Conference (1998) and 2nd Scientific and Technical Conference on Coiled Tubing Issues in Russian Oil and Gas Complex (2001) identified the main problems for the development of domestic oil and gas service and pointed ways to solve them.

Nowadays, the Conference has expanded the theme, what is reflected in the title, has acquired an international status and become widely known, but, what is the most important, the Conference has become a club for like-minded people, an area for effective exchange of experience, a place for meeting of supporters of introduction of new technologies in oil and gas service. Every autumn the Conference gathers an audience, brings leading representatives of oil and gas sphere, both service and specialized in equipment manufacturing companies together. In other words, that is the top of oilfield services in Russia and CIS. Usually, the Conference is visited by foreign experts from the USA, Canada and other countries, where oilfield services are being intensively developed. They consider the Conference, first of all as an opportunity to analyze the features of Russian oilfield services market and get information about it. So to acquire this knowledge in concentrated form is possible only while participating in such meetings of the professionals.

This year, as usual, the following representatives are expected: Gazprom, Rosneft, LUKoil, TNK-BP, Surgutneftegas, Gazprom Neft, Bashneft, Tatneft, Belarusneft, Ukrnafta, Integra, Zarubezhneft Schlumberger, Trican Well Service, Halliburton, Weatherford, NOV, Global Tubing and other.

You can be sure that the Conference will bring together the target audience, which you and your company are interested in. A one-day educational workshop, The Newest Coiled Tubing Application, will be organized on the first day of the meeting, October, 31.

The emphasis of this course will be on new technologies for improving oil recovery, repair and overhaul of wells, as well as the latest developments in the field of coiled tubing drilling. Each attendee of the workshop will be awarded Certificate of Attendance. Participation in the workshop should be made out as a separate option.

We invite you to participate in the technical sections of the conference (November, 1–2), the program of which is going to be eventful. You are welcome to make a presentation, the topic of which should be announced to the Organizing Committee ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)) no later than October 1, 2012. Additional information for potential reporter is posted on our website [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org).

There will be organized the exhibition at the Conference, 1–2 November. Here you will be able to present products and services of your company to potential clients, organize a presentation, negotiate. In order to rent a booth, please, inform the Organizing Committee ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)) no later than October 15, 2012.

To get further information regarding participation in the Conference, workshop and exhibition, please, follow [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) or send a request to e-mail [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

*Sincerely, Organizing Committee*

**e-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) Tel./fax: +7 499 788 91 19**

Photos from the last conferences.



**CTT  
WIC  
2012**

**IC TA**  
Intervention & Coiled Tubing Association

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

КОЛТЮБИНГ  
НП «ЦРКТ»  
НР СТДС

**31 октября – 2 ноября 2012 года**  
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»  
(Ленинградский проспект, д. 37, корпус 9)

**October 31 – November 2, 2012**  
Aerostar Hotel, Moscow, Russia  
(37 bld. 9 Leningradskiy pr.)

## **13** Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

**International Scientific and Practical  
Coiled Tubing and Well Intervention Conference**

### **Тематика технических секций конференции:**

- Технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

### **Семинар: «Новейшее применение колтюбинга», 31 октября**

**Short Course: The Newest Coiled  
Tubing Applications, October, 31**

**Выставка: 1-2 ноября  
Exhibition: November, 1-2**

### **Technical sessions will focus on the following topics:**

- Oil recovery enhancement technologies;
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation;
- Sidetracking, including that with coiled tubing utilization;
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including coal bed devolatilization;
- Modern methods of geophysical well logging;
- Squeeze job in oil and gas wells;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover;
- Information support of well intervention operations.

#### **КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

Tel. +7 499 788 91 24  
Tel./fax: +7 499 788 91 19  
E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org),  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)

[www.cttimes.org/ru/conference](http://www.cttimes.org/ru/conference)



## РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. \*Поля, обязательные для заполнения

\*Фамилия ..... \*Написание по-английски .....

\*Имя ..... \*Написание по-английски .....

\*Отчество .....

\*Должность ..... Написание по-английски .....

.....

\*Компания ..... Написание по-английски.....

.....

\*Адрес электронной почты .....

\*Телефон ..... \*Факс .....

Почтовый адрес .....

Индекс .....

2. Пожалуйста, отметьте формат участия и укажите сумму регистрационного взноса.  
Все суммы включают НДС (18%)

### 1–2.11.2012 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос	При оплате до 01.09. 2012	При оплате после 01.09. 2012
Для делегатов	39 000 руб. <input type="checkbox"/>	45 000 руб. <input type="checkbox"/>

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)	19 000 руб.
При регистрации 3-х и более участников от одной структуры	скидка 7%
Для участников конференции 2009–2011 гг.	скидка 5%

*Регистрационный взнос включает: участие делегата в технических сессиях, кофе-брейках, обедах, ужинах и вечернем приеме, осмотр выставки, а также раздаточные материалы конференции и презентации докладов на flash-носителе.*

### 31.10.2012 – ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СЕМИНАР

Регистрационный взнос	При оплате до 01.09.2012	При оплате после 01.09.2012
Для всех слушателей семинара	16 500 руб. <input type="checkbox"/>	18 000 руб. <input type="checkbox"/>

*Регистрационный взнос включает: участие слушателя в кофе-брейках, обеде, фуршете; конспект лекций семинара и другие раздаточные материалы, а также именной сертификат, свидетельствующий о прохождении курса.*

### 1–2.11.2012 – СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Заказать конференц-стенд 42 500 руб.

3. Желаете ли Вы выступить в качестве докладчика? ДА  / НЕТ

4. Являетесь ли Вы участником прошлых конференций? ДА  / НЕТ

Если Ваша компания желает выступить в качестве одного из спонсоров мероприятия, подробную информацию о возможностях и спонсорских пакетах можно получить, выслав запрос с пометкой «Спонсорство» по электронной почте [advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org).

Любые уточняющие вопросы по участию в конференции, семинаре и выставке Вы можете задать, отправив сообщение по электронной почте [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

Заполненную форму просьба отправлять по факсу +7 499 788 91 19  
либо по электронной почте [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

Организаторы свяжутся с Вами.

## APPLICATION FORM

1. Please, fill in the application form. \*Mandatory fields

\*Last name .....  
\*First name .....  
\*Company .....  
\*Position .....  
.....  
\*e-mail .....  
\*Tel ..... \*Fax .....  
Postal address .....  
Zip code .....

2. Please, select your participation option and registration fee.

*All prices include TAX (18%)*

### 1-2.11.2012 – THE CONFERENCE

Registration fee	Payment before 01.09. 2012	Payment after 01.09. 2012
For the participants	\$ 1290 <input type="checkbox"/>	\$ 1490 <input type="checkbox"/>

*Registration fee includes: participating in the technical sessions, coffee breaks, lunches, dinners and evening reception, touring of the exhibition as well as getting conference handouts and presentations of reports on a flash-drive.*

### 31.10.2012 – EDUCATIONAL WORKSHOP

Registration fee	Payment before 01.09. 2012	Payment after 01.09. 2012
For the participants	\$ 550 <input type="checkbox"/>	\$ 600 <input type="checkbox"/>

*Registration fee includes: participating in the technical sessions, coffee breaks, lunch, cocktail party; seminar lecture notes and other handouts, as well as a personal certificate of participating in the workshop.*

### 1-2.11.2012 – GAS & OIL EXHIBITION

To order a conference-booth at the exhibition 1420 USD   
To order a standart-booth at the exhibition 1950 USD

3. Would you like to present your report and act as lecturer? Yes  / No

4. Did you participate in our former conferences? Yes  / No

If your company would like to be a sponsor of the event, you can get detailed information about opportunities and sponsorship packages by sending a request, marked as "Sponsorship" to [advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org)

You may ask any questions regarding participation in the conference by sending an email to [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

*Please, send the completed form by fax +7 499 788 91 19  
or by e-mail [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).*

*We will contact you. Thank you!*

**ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»**



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

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

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



ООО «НПП «РостЭКтехнологии», г. Краснодар,  
телефон: (988) 240-70-10; телефон, факс: (861) 278-22-69, 278-22-89, 278-22-33  
[www.npprtt.ru](http://www.npprtt.ru); E-mail: [mail@npprtt.ru](mailto:mail@npprtt.ru)

УДК 622.279.7

# Возможности и перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе России

## Potential and Perspectives of Coiled Tubing in the Russian Oil and Gas Servicing

А.А. ЗЕМЛЯНОЙ, В.А. ДОЛГУШИН, Д.А. ШАТАЛОВ, М.В. ЛИСТАК, Г.П. ЗОЗУЛЯ, А.В. КУСТЫШЕВ,  
Тюменский государственный нефтегазовый университет

A. ZEMLYNOY, V. DOLGUSHIN, D. SHATALOV, M. LISTAK, G. ZOZULYA, A. KUSTISHEV, Tyumen State Oil & Gas University

**В** настоящее время нефтедобывающие предприятия передают многие виды работ сервисным компаниям. Идет разделение работ, передаваемых в сервис. Это связано с тем, что нефтяные компании для повышения эффективности производства, связанного с добычей нефти, ее переработкой и реализацией, выстраивают вертикали в этом процессе. Однако в области ремонта скважин в настоящее время практически отсутствуют подрядчики, располагающие собственными производственными мощностями, необходимыми для выполнения ремонтов под ключ, включающих несколько видов технологических операций. В лучшем случае в тендерах участвуют предприятия, имеющие подъемные установки и бригады, а для выполнения полного цикла работ, требуемого заказчиком, им приходится заключать несколько субподрядных договоров, при этом уровень квалификации субподрядных организаций, их оснащенность и возможности зачастую значительно отличаются. Кроме этого, организация работ каждого предприятия-участника имеет свою специфику и недостатки, которые в суммарном выражении будут далеки от идеальных, что влечет за собой рост непроизводительного времени и числа аварий, вследствие чего запланированная эффективность работ в конечном счете не достигается.

Баланс требований и возможностей должен определять взаимоотношения между

**C**urrently the oil-extracting enterprises transfer many aspects of works to the service companies. There is a separation of the works transferred to service. It is connected with the fact that in order to increase production efficiency connected with oil production, its refining and selling oil companies upbuild verticals in this process. However in the field of workover of wells at the present moment practically there are no contractors having their own capacities required for performance of workover on a turn-key basis, including several aspects of technological operations. At the best the companies having hoisting units and teams participate in tenders, while for the performance of a full cycle of works demanded by the customer, they have to make some subcontracts. However a skill level of subcontract companies, their equipment and abilities frequently differ considerably. Besides, the organization of works of each company-participant has its own specificity and defects which totally can be far from ideal that causes growth of an unproductive time and number of incidents owing to what the planned efficiency of works is not achieved in the final reckoning.

A balance of requirements and possibilities must determine mutual relations between the companies, and the only way for increase of profitability in the market of servicing must be guarantee of higher level of operations performance (high level of work organization, new production engineering, state-of-art equipment, the most qualified personnel etc.).

In the recent years the market of oil and gas servicing has shown a stable growth. One of main causes of this process became a change of "portfolio" of services

предприятиями, а единственным способом для увеличения прибыли на рынке предоставления сервисных услуг должна быть гарантия наиболее высокого качества работ (высокий уровень организации производства, новые технологии, современное оборудование, наиболее квалифицированные кадры и т.д.).

В последние годы рынок нефтегазового сервиса демонстрировал устойчивый рост. Одной из основных причин этого процесса было изменение «портфеля» услуг, в который все шире стали включаться колтюбинговые технологии [1]. Количество используемых колтюбинговых установок в мире за последние десятилетия значительно возросло и составило 1881 единицу (по состоянию на март 2011 года), что на 1120 больше, чем в 1999 году. Таким образом, можно констатировать, что в среднем ежегодный прирост их составлял 5%. Растет количество установок на вооружении как нефтегазодобывающих, так и сервисных компаний (рисунок 1).

В России рост шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью скважино-операций: с менее чем 1 тыс. в год – до более чем 10 тыс. После проведения I Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям в марте 1998 года количество агрегатов с гибкими трубами в российском ТЭК более чем утроилось. Так, по состоянию на 03.2011 их количество составляло 182 установки, что на 31 установку больше, чем в 2008 году. Отрадно, что отечественные технологии и оборудование показывают себя вполне конкурентоспособными по критерию «цена/качество» в сравнении с зарубежными аналогами.

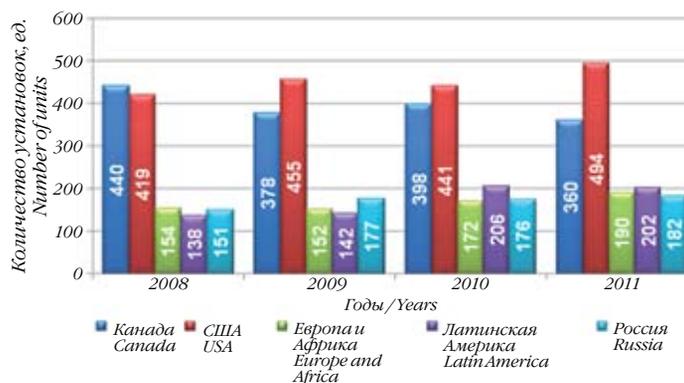
На сегодняшний день в странах СНГ более 75% используемых колтюбинговых установок выпущены отечественными производителями.

**В последние годы рынок нефтегазового сервиса демонстрировал устойчивый рост. Одной из основных причин этого процесса было изменение портфеля услуг, в который все шире стали включаться колтюбинговые технологии.**

**In the recent years the market of oil and gas servicing has shown a stable growth. One of main causes of this process became a change of "portfolio" of services which more drastically than ever started to include coiled tubing technologies.**

При этом приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации гибких труб принадлежит фирмам США и Канады.

which more drastically than ever started to include coiled tubing technologies [1]. The quantity of coiled tubing units used in the world in the recent decades has increased considerably and has made 1881 units (March, 2011) – 1120 more than in 1999. Thus, it is possible to ascertain that on the average their annual gain made 5%. The quantity of units is growing both



**Рисунок 1 – Динамика изменения количества используемых колтюбинговых установок в мире**

**Figure 1 – Time history of coiled tubing units quantity in the world**

in oil and gas companies, and in service companies (Figure1).

Growth in Russia was even faster, than on the average in the world, and the number of downhole operations made with their help: from less than 1 thousand per year – to more than 10 thousand. After the I All-Russian conference on coiled tubing technologies held in March of 1998 the quantity of units with flexible tubes in the Russian fuel and energy complex more than trebled. So on 03.2011 their quantity made 182 installations that is 31 units more than in 2008. It is pleasant that domestic technologies and equipment prove to be quite competitive by the "price/quality" criteria in comparison with the foreign analogues.

At the present moment more than 75% of coiled tubing units used in the CIS countries are produced by home manufacturers. But the priority in the field of designing, manufacturing and commercial operation of flexible tubes belongs to firms of the USA and Canada.

Now in Russia flexible tubes of four basic world manufacturers are used in coiled tubing technologies, first of all from the American companies Tenaris Coiled Tubes (Presicion Tube Technology), Quality Tubing and Global Tubing, and also the Russian JSC Uraltrubmash. Global Company has recently introduced its know-how in the market – welding of the transverse seam by a friction, as quality

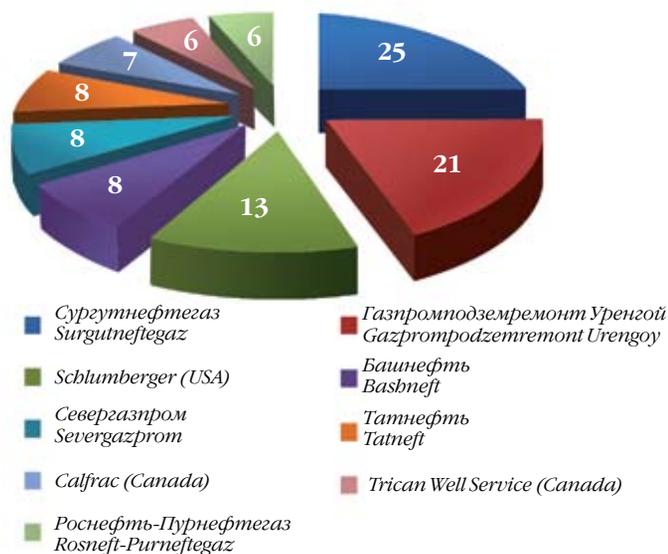
Сейчас в России в технологиях колтюбинга используются гибкие трубы четырех основных мировых производителей, прежде всего американских фирм Tenaris Coiled Tubes (Presicion Tube Technology), Quality Tubing и Global Tubing, а также российского ОАО «Уралтрубмаш». Компания Global относительно недавно появилась на рынке со своим ноу-хау – сварка поперечного шва трением, как улучшение качества НТ. Утверждение нуждается в опытной проверке в реальных скважинных условиях. Тот же Tenaris давно и успешно применяет сварной шов bias (на косую), и, как показывает практика, основной проблемой является не данный шов, а продольный – по всей длине трубы, который образуется в процессе изготовления трубы из полос. Именно в нем могут образоваться трещины и «свищи» – как при изготовлении, так и во время эксплуатации. Здесь большую роль играет технология изготовления трубы и качество применяемой стали в штрипах (листах), а также система контроля готовой продукции. К сожалению, российский производитель пока не смог достичь такого же качества, однако его продукция интересна с позиций более низкой цены и меньших сроков поставки.

Для многих компаний колтюбинг был экзотикой, но за последние 10 лет количество установок значительно увеличилось (рисунок 2). Это связано с активизацией российских компаний по внедрению финансово выгодных инноваций, высокой окупаемостью колтюбинга, значительным сокращением затрат, прежде всего времени, при производстве капитального ремонта скважин, а также с приходом на рынок зарубежных сервисных компаний – «Шлюмберже», VJ-Services, Halliburton и других [2].

На сегодняшний день колтюбинговые установки позволяют проводить широкий, постоянно увеличивающийся спектр операций, таких как: бурение разведочных и добывающих скважин малого диаметра; бурение дополнительных наклонно-направленных и горизонтально-разветвленных стволов из эксплуатируемых скважин; вскрытие на депрессии продуктивных пластов; углубление и повторное вскрытие скважин; снижение гидростатического давления на забой и стенки скважин; проведение геофизических исследований в процессе каротажа пологих и горизонтальных скважин; селективное воздействие на пласт и проведение кислотных обработок призабойной зоны пласта (ПЗП); гидравлический разрыв пласта (ГРП) и перфорационные работы; очистка ствола скважины; ремонтно-изоляционные работы и др. [3, 4, 5].

improvement of HT. The statement needs skillful checkout in the real downhole conditions. Tenaris itself has a long and successful experience of bias weld seam, and as practice shows, the basic problem is not this seam, but the longitudinal one – through all length of a tube which is emerged in the course of manufacturing of a tube of strips. Cracks and "worm holes" can be formed here both at manufacturing, and during maintenance. Here the big role is played by manufacturing methods of a tube and quality of used steel in strips (sheets), and also the finished product control system. Unfortunately, the Russian producer has not achieved the same quality yet, however its products are interesting in terms of lower price and shorter terms of delivery.

For many companies coiled tubing was exotic, but within the recent 10 years the quantity of units



**Рисунок 2 – Количество колтюбинговых установок в крупнейших нефтегазовых компаниях РФ (по состоянию на март 2011 года)**  
**Figure 2 – Quantity of CT units in the biggest oil and gas companies of Russia (March of 2011)**

has increased considerably (Figure 2). It is connected with activation of the Russian companies in implementation of financially profitable innovations, high payback of CT, considerable reduction in expenditure, first of all of time, during workover of wells, and also with arrival of the foreign service companies to the market – Schlumberger, BJ-Services, Halliburton and others [2].

Today CT units allow to perform a wide, constantly increasing spectrum of operations, such as: drilling of test and producing wells of small diameter; additional directional and extended reach drilling in the operated wells; baring on depression of productive formation; deepening and repeated baring of wells; decrease in hydrostatical pressure on bottomhole and walls of wells; performing of geophysical explorations in the



Применение колтюбинговых технологий весьма актуально при освоении шельфа арктических морей, прежде всего в условиях суровой ледовой обстановки. В настоящее время по заказу ООО «Газфлот» для разработки таких месторождений

(в частности, Штокмановского) ОАО «Выборгский судостроительный завод» совместно с южнокорейской компанией Samsung Heavy Industries выпустили полупогружные буровые платформы «Полярная Звезда» и «Северное Сияние», которые считаются самыми современными и большими в мире в своем классе. Они оснащены высокотехнологичным буровым, геофизическим, навигационным и энергетическим оборудованием ведущих российских и зарубежных компаний. Установки предназначены для бурения скважин до 7500 м на морских глубинах до 500 м и способны работать в условиях Арктики, в диапазоне температур окружающего воздуха от минус 30 °С до + 45 °С, при наличии битого льда толщиной до 70 см. Использование колтюбинговых технологий на подобных установках является неизбежной перспективой. В условиях суровой ледовой обстановки и быстро меняющихся метеорологических условий большую роль

**В России рост шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью скважино-операций: с менее чем 1 тыс. в год – до более чем 10 тыс.**

**Growth in Russia was even faster, than on the average in the world, and the number of downhole operations made with their help: from less than 1 thousand per year – to more than 10 thousand.**

**Отечественные технологии и оборудование показывают себя вполне конкурентоспособными по критерию «цена/качество» в сравнении с зарубежными аналогами.**

**Domestic technologies and equipment prove to be quite competitive by the "price/quality" criteria in comparison with the foreign analogues.**

играют такие важные качества установок «непрерывная труба» (НТ), как скорость спуско-подъемных операций (СПО), высокая степень автоматизации технологических процессов и возможность работы под давлением, что делает их незаменимыми для повышения уровня безопасности работ и производительности буровой установки.

Однако при освоении месторождений в акватории Северного Ледовитого океана, даже с наличием таких установок, разведку и бурение скважин можно осуществлять только

process of logging of flat and snake holes; selective affecting on a formation and acid treatment of bottom-hole seam zones; hydraulic fracturing and perforating works; cleaning of wellbore; squeeze cementing, etc. [3, 4, 5].

Application of CT technologies is rather topical at shelf development of the Arctic seas, first of all in the severe ice conditions. Recently by request of JSC Gazplot for development of such deposits (in particular, Shtokmanovsky) JSC Vyborg ship-building yard together with South Korean company Samsung Heavy Industries have produced semisubmersible drilling platforms "Polar Star" and "Polar lights" which are considered to be the most advanced and biggest platforms of their class in the world. They are equipped with hi-tech drilling, geophysical, navigating and a power-generating equipment of the leading Russian and foreign companies. Installations are intended for drilling of 7500 m wells on sea depths down to 500 m and are capable to work in the conditions of the Arctic regions, at the range of ambient air temperatures from minus 30 °C to + 45 °C, in the presence of beaten ice with thickness up to 70 cm. Use of CT technologies on similar installations is an inevitable prospect. In the severe ice conditions and drastically changing weather the big role is played by such important qualities of installations as "continuous tube" (HT), as speed of pulling-and-running operations (СПО), high extent of automation of processes and work possibility under pressure that does their indispensable for increase of safety level and productivity of the drilling rig.

However at development of deposits in water area of the Arctic Ocean, even with presence of such installations, exploration and drilling of wells can be carried out only during the short navigating periods. Therefore it is expedient to adopt experience of the factories of the defense industry which have well developed technologies of manufacturing of the atomic submarines capable for continuous staying under water within several months, for creation of deep diving drilling devices, including with application of flexible tubes. This way of creation of deep diving aggregates for today sees the most perspective in the conditions of big depths and thick ice cover

в короткие навигационные периоды. Поэтому целесообразно перенимать опыт предприятий оборонной промышленности, которые имеют хорошо отработанные технологии по производству атомных подводных лодок, способных непрерывно находиться под водой в течение нескольких месяцев, с целью создания подводных буровых аппаратов, в том числе с применением гибких труб. Этот путь по созданию глубоководных агрегатов на сегодняшний день видится наиболее перспективным в условиях наличия больших глубин и мощного ледового покрова, который не дает возможности производить буровые работы с традиционных морских платформ.

Современный нефтегазовый сервис – это в итоге высокопроизводительное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры. Наиболее востребованы заказчиками будут те компании, которые всеми этими составляющими обладают.

А тот, кто привык работать по старинке и мало заботится в том числе об интеллектуальной составляющей предоставляемых услуг и оснащении соответствующим оборудованием, в условиях неизбежного роста спроса на высокотехнологичные операции вполне может свою долю рынка потерять [1].

Одним из важнейших направлений, на котором должен быть сосредоточен интеллектуальный и инвестиционный потенциал нефтегазовой отрасли, является реализация современных методов и технологий интенсификации добычи, в том числе развитие в нефтегазодобыче колтюбинговых технологий. Более широкому их применению может способствовать оснащенность надежным технологическим оборудованием и инструментом, ассортимент которого расширяется и позволяет решать постоянно усложняющиеся задачи разработки сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами залежей нефти и газа.

Применение колтюбинговых технологий – это выгодное и эффективное решение для нефтегазодобывающих регионов России. Но их применение имеет ограничения, связанные с отсутствием дорог и баз обслуживания [6]. В этой ситуации можно предложить производителям колтюбинговых установок разработать модульные агрегаты, которые будут транспортироваться блоками к месту проведения работ с помощью вертолетной, морской и другой мобильной техники и собираться непосредственно на скважине. Такой вариант установки будет дороже, чем стандартный,

which does not allow to do drilling works from the conventional sea platforms.

Modern oil and gas service is a result of the efficient equipment, progressive technologies and trained personnel. Those companies which possess all these components will be most demanded by customers. While those who got used to work in the old manner and do not care also of intellectual component of the provided services and matching equipment, in the

**Современный нефтегазовый сервис – это высокопроизводительное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры.**

**Modern oil and gas service is a result of the efficient equipment, progressive technologies and trained personnel.**

conditions of inevitable growth of demand for hi-tech operations can easily lose the share of the market [1].

One of the most important directions to which the intellectual and investment potential of oil and gas branch must be concentrated is implementation of modern methods and technologies of extraction intensification, including development of CT in oil and gas production. Its wider application can be promoted by availability of the reliable process equipment and the tools, whose assortment extends and allows to solve the complicating problems of development of problematic oil and gas reservoirs.

Application of CT technologies is a favorable and effective solution for oil and gas producing regions of Russia. But their use has the restrictions due to absence of roads and bases of service [6]. In this situation it is possible to offer to the producers of CT installations to develop modular units which will be carried by blocks to a place of works by means of helicopter, sea and other vehicle and mounted directly on the well. Such an alternative of installation will be more expensive, than the standard one, but thus general efficiency of works increases essentially at the expense of decrease in operational expenses.

The designers of the CT auxiliary equipment have a space for creativity too. With acquisition by the companies of the great number of CT units and development of the big spectrum of production operations at workover of wells the requirement for special equipment by teams has increased immensely that proves the annual growth of equipment delivery volumes for the various oil and gas companies. It is obvious that for expansion of application area for CT technologies creation of new types of the tools, allowing to improve known and to master new technologies of wells workover is extremely important [1].



но при этом существенно увеличится общая эффективность работ за счет снижения эксплуатационных затрат.

Есть простор для творчества и у создателей оборудования, сопутствующего колтюбинговым технологиям. С приобретением предприятиями колтюбинговых установок и освоением большого спектра технологических операций при проведении ремонта скважин резко возросла потребность в оснащении бригад специальным инструментом, что доказывает ежегодный рост объемов его поставок для различных предприятий нефтегазовой отрасли. Очевидно, что для расширения области применения колтюбинговых технологий крайне важно создание новых типов инструментов, позволяющих совершенствовать известные и осваивать новые технологии ремонта скважин [1].

Суровые климатические условия существенно сокращают срок службы любых установок для ремонта скважин. В этом аспекте влияние оказывают, прежде всего, качество самой техники, и то, как эта техника обслуживается. Немаловажную роль играют применяемые технологические жидкости и материалы, которые обеспечивают работоспособность гидравлической системы колтюбинговых установок. В этих условиях, чтобы повысить эксплуатационную надежность оборудования, необходимо улучшать их физико-механические и физико-химические свойства, такие как коррозионно- и износостойкость отдельных узлов и деталей установки, которые подвергаются наибольшим механическим нагрузкам и воздействию агрессивных сред. Улучшение работоспособности отдельных, прежде всего энергонагруженных узлов установок может значительно расширить спектр задач, которые она может выполнять.

Одним из возможных решений данной проблемы является применение пучково-плазменных нанотехнологий ионного легирования, основанных на контролируемом внедрении в материал ускоренных в электростатическом поле ионизированных атомов или молекул. При этом энергия ионов и доза облучения определяет толщину слоя и концентрацию необходимых элементов в легируемом слое, а также структуру легируемого слоя и в целом формируемого

Severe climatic conditions essentially cut service life of any installations for repair of wells. In this aspect the most crucial thing is, first of all, quality of the technics, and its maintenance. The important role is also played by liquids and materials securing working capacity of the hydraulic system of CT installations. In these conditions in order to raise operative reliability of the equipment, it is necessary to improve their mechanical and physicochemical properties, such as corrosion and wear resistance of separate units and details of installation which are exposed to the greatest mechanical load and effected by the hostile environment. Improvement of working capacity of the separate, first of all, power loaded units of installations can expand considerably a spectrum of tasks which can be solved.

One of the possible solutions of the given problem is application of beam-plasma nanotechnologies of the ionic alloying, based on a controllable introduction of ionized atoms or molecules sped up in an electrostatic field into the material. Thus energy of ions and radiation dose define a thickness of a layer and concentration of necessary elements in the alloyed layer, and also the structure of the alloyed layer and in general the structure of the formed nanostructured protective cover.

At present time development works on raise of corrosion and wear resistance of details surface of CT units injector with use of nanotechnologies are being carried out at the test bench for research of ionic alloying processes. The results of tests [7] showed that corrosion durability of samples, in comparison with the nontreated one increased multiply taking into account a margin of error of technique and accuracy of the analytical equipment. Thus wear resistance

**В современных условиях есть перспективы у колтюбинговых технологий бурения (прежде всего на депрессии) и технологий ГРП с использованием колтюбинга. Они развиваются как в отдельности, так и комплексно, когда бурение заканчивается гидроразрывом.**

**In modern conditions prospects belong to CT drilling (first of all underbalanced drilling) and hydraulic fracturing with CT use. They develop both separately, and in a complex when drilling ends with hydrorupture.**

of a working surface of the plate from a steel 40x13 increases in 3–6 times after ionic alloying of near-surface layer of metal and protective layer formation. The direction of treatment of installations, as results of tests show, can essentially increase service life of the separate power loaded units and details and expand a

наноструктурированного защитного покрытия.

В данное время проводятся опытные работы по повышению коррозионной и износостойкости поверхности деталей инжектора колтюбинговых установок с использованием нанотехнологий на стенде по исследованию процессов ионного легирования.

Результаты испытаний [7] показали, что коррозионная стойкость образцов, по сравнению с необработанными, кратно увеличилась с учетом предела погрешности методики и точности аналитического оборудования. При этом износостойкость рабочей поверхности плиты из стали 40Х13 после ионного легирования приповерхностного слоя металла и формирования защитного слоя увеличивается в 3–6 раз. Данное направление обработки отдельных энергонагруженных узлов и деталей колтюбинговых установок, как показывают результаты испытаний, может существенно увеличить их эксплуатационный ресурс и расширить спектр выполняемых операций, что весьма актуально в условиях Крайнего Севера.

Колтюбинговые технологии сегодня неизбежно становятся комплексными, т.е. сочетающими в себе максимальное количество наиболее эффективных видов работ. В современных условиях есть перспективы у колтюбинговых технологий бурения (прежде всего на депрессии) и технологий ГРП с использованием колтюбинга. Они развиваются как в отдельности, так и комплексно, когда бурение заканчивается гидроразрывом [2]. Главное преимущество колтюбингового бурения – возможность успешно бурить на депрессии, что позволяет значительно увеличить производительность бурения и результативность испытания на приток в усложняющихся условиях строительства и ремонта скважин.

О современной потребности в новых технологиях бурения можно судить по рынку буровых услуг, объемы которого выросли в три раза за последние 10 лет.

Более 20% общего времени, которое необходимо для бурения одной скважины, является в настоящее время непродуктивным. Существенное влияние оказывают различные геологические, технологические и технические факторы, но поломки оборудования и человеческие ошибки все же вносят определяющий вклад. Увеличение надежности технологий и применяемого оборудования может

О современной потребности в новых технологиях бурения можно судить по рынку буровых услуг, объемы которого выросли в три раза за последние 10 лет.

It is possible to judge about modern requirements to new drilling technologies by the drilling services market whose volumes have grown three times within 10 recent years.

spectrum of carried out operations that is rather actual in the conditions of the Far North.

Today CT technologies inevitably become complex, i.e. combining the maximum quantity of the most effective aspects of works. In modern conditions prospects belong to CT drilling (first of all underbalanced drilling) and hydraulic fracturing with CT use. They develop both separately, and in a complex when drilling ends with hydrorupture [2]. The main advantage of CT drilling – underbalanced drilling that allows to increase considerably productivity of drilling and productivity of test for influx in complicated conditions of construction and repairing of wells.

It is possible to judge about modern requirements to new drilling technologies by the drilling services market whose volumes have grown three times within 10 recent years.

More than 20% of the general time which is required for drilling of one well, are now unproductive. Essential influence is made by various geological, technological and technical factors, but failures of the equipment and human errors nevertheless bring in a decisive contribution. The increase in reliability of technology and the applied equipment can essentially raise productivity. Here progress makes: 20% of time – 20% of a total cost as the funds spent for field operations are estimated at billions of dollars.

For today fund there is a considerable quantity of wells exploiting deposits with low permeable reservoirs. The optimum solution for such wells is drilling of several lateral wellbores for increase of productivity factor of seams and their flow rate. Systems of the directed drilling and operated configurations of a lower part of bottomhole assembly (КНБК) are being developed and already used for these purposes, providing drilling of lateral wellbores by designed path with the set intensity of a bending.

Technologies of well completion are developing too together with drilling technologies. For example, new systems of completion can be based on application of valves which in the technological rigging are opening sequentially through lowering of some spheres of different diameter. Thus, interval-by-interval intensification of seam inflow takes place. The given systems allow to put wells into operation much faster



существенно повысить производительность. Здесь прогресс составляет: 20% времени – это 20% общей стоимости, так как средства, расходуемые на проведение промысловых операций, исчисляются миллиардами долларов.

На сегодняшний день в эксплуатационном фонде находится большое количество скважин, эксплуатирующих залежи с низкопроницаемыми коллекторами. Оптимальным решением для таких скважин является бурение нескольких боковых стволов для увеличения коэффициента продуктивности пластов и их дебита. Для этих целей уже разрабатываются и применяются системы направленного бурения и управляемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК), обеспечивающие проводку боковых стволов по проектной траектории с заданной интенсивностью искривления.

Совместно с технологиями бурения развиваются и технологии заканчивания скважин. Например, новые системы заканчивания могут быть основаны на применении клапанов, которые в технологической оснастке последовательно открываются при помощи спуска специальных шаров разного диаметра. Таким образом, проводится поинтервальная интенсификация притока из пласта. Данные системы позволяют вводить скважины в эксплуатацию гораздо быстрее и эффективнее по сравнению с ранее применяемыми методами. При этом добывающие компании на более раннем этапе начинают получать прибыль от добычи нефти и газа. Например, с помощью подобной системы i-Frac производства компании i-TEC удалось сократить продолжительность операции по интенсификации притока в одной из скважин, расположенной в Северном море на Норвежском континентальном шельфе, до полутора дней, хотя обычно подобные операции занимают около 40–50 дней.

Необходимость добывать газ из приповерхностных пластов способствовала развитию технологий бурения горизонтальных стволов, а также новых методов ГРП, которые позволяют сделать разработку таких месторождений экономически выгодной. В результате развития этих технологий рост добычи природного газа в последние годы привел к увеличению объемов выпуска оборудования для ГРП [6]. На сегодняшний день один из основных вопросов, которым занимаются производители оборудования для нефтегазового сервиса –

and more effectively in comparison with methods applied earlier. Thus extracting companies start to get profit from oil and gas recovery at earlier stage. For example, by means of similar i-Frac system by i-TEC duration of operation on inflow intensification in one of the wells in the North Sea on the Norwegian continental shelf, was reduced for about one and a half day although usually similar operations take about 40–50 days.

Necessity to extract gas from near-surface layers promoted development of sidetracking technologies, as well as new methods of hydraulic fracturing, which allow to make development of such deposits more profitable. As a result of these technological achievements growth of gas production has brought to increase of production volumes of the equipment for hydraulic fracturing [6]. For today one of the most principal issues for the producers of oil and gas servicing equipment is development and adaptation of new equipment for the hydraulic fracturing.

Technologies of hydrosandblast perforation with CT application become more widespread. There

**Один из основных вопросов, которым занимаются производители оборудования для нефтегазового сервиса – разработка и освоение нового оборудования для гидроразрыва пласта.**

**One of the most principal issues for the producers of oil and gas servicing equipment is development and adaptation of new equipment for the hydraulic fracturing.**

is no doubt that hydrosandblast perforation takes more time than blasting-perforation operations with explosive or cumulative perforation systems, while quality of exposing is growing up. It's known that use of CT allows to reduce time for pulling-and-running operations. In this case there is no necessity for involvement of geophysical team for blasting-perforation operations, because everything can be done by the CT team. Besides, absence of explosive materials lowers risks due to their presence in the area and well, improving safety of operations.

Complex technologies of the hydraulic fracturing are developing too, they are based upon continuous work of CT and hydraulic fracturing pool. Meanwhile, CT pool performs not only its own operations for development and bottom-hole cleaning but also works for hydrosandblast perforation, HF pool – hydraulic fracturing without restrictions by proppant agent mass and other complicating factors. While this, if term for development including well preparation for HF, HF, well cleaning, lowering and mounting of electric-

разработка и освоение нового оборудования для гидроразрыва пласта.

Широкое применение получают технологии проведения гидроразрывной перфорации (ГПП) с использованием колтюбинга. Безусловно, непосредственно на ГПП затрачивается больше времени, чем на прострелочно-взрывные работы (ПВР) с взрывными или кумулятивными перфорационными системами, а качество вскрытия существенно возрастает. Известно, что применение гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) позволяет сократить время на спуско-подъемные операции. При этом отсутствует необходимость в привлечении геофизической партии для ПВР, так как все работы выполняются бригадой ГНКТ. Кроме того, отсутствие взрывоопасных материалов существенно снижает риски, возникающие при нахождении их на площадке и в скважине, что повышает безопасность работ.

Получают развитие комплексные технологии ГРП, основанные на непрерывной работе флота ГНКТ и флота ГРП. При этом флот ГНКТ выполняет, помимо основной работы по освоению и нормализации забоя скважины, еще и ГПП, а флот ГРП – гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов. При этом срок освоения, включающий подготовку скважины к ГРП, проведение ГРП, промывку скважины, спускомонтаж электроцентробежного насоса (ЭЦН) после проведения ГРП по обычной технологии для скважин с тремя пластами составляет 30–32 дня, тогда как по технологии ISOJET (Trican Well Service) он составляет 8–12 дней, а при использовании технологии AbrasiFRAC (Schlumberger) 11 дней. По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз», дебит скважин, законченных по технологии AbrasiFRAC\*, на 14% выше дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС [8, 9].

Таким образом, колтюбинговые технологии являются необходимыми в нефтегазодобывающем комплексе Западной Сибири и России в целом. Кроме того, российский нефтесервис, который в наибольшей мере использует и будет использовать колтюбинговые технологии, обязательно будет развиваться и ему нет альтернативы: ведь колтюбинг необходим там, где трудно и есть проблемы, и где без него в буквальном смысле просто не обойтись. ©

centrifugal pump after HF by conventional technology for wells with three seams is 30–32 days, by ISOJET (Trican Well Service) technology it's 8–12 days, by AbrasiFRAC (Schlumberger) technology it's 8–12 days. According to RN-Yuganskneftegas flow rate of wells completed by AbrasiFRAC\* technology is 14% higher than flow rate of wells completed by the standard HF technology with the great number of well workover operations [8, 9].

Thus, CT technologies are indispensable in oil and gas production complex of the Western Siberia and Russia in whole. Besides, the Russian oil servicing which uses CT technologies at the largest extent, will go on with its development. It has no alternative, as coiled tubing is required wherever is hard and there are challenges, wherever it's vitally needed. ©

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Груздилович, Л. Нефтегазовый сервис в меняющемся мире // *Время колтюбинга*. – 2011. – № 6 (38). С. 10–12.
2. Листак, М. В. Комплексный подход к ремонту газовых скважин с помощью колтюбинговых технологий / М. В. Листак [и др.] // *Известия вузов, Нефть и газ*. – 2007. – № 6. С. 13–18.
3. Паникаровский, Е. В. Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью колтюбинговой техники / Е. В. Паникаровский [и др.] // *Время колтюбинга*. – 2011. – № 2–3 (36). С. 22–27.
4. Сухачев, Ю. В. Инновационная технология испытания разведочных скважин с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки / Ю. В. Сухачев // *Время колтюбинга*. – 2010. – № 4–5 (33). С. 14–18.
5. Кустышев, А. В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением / А. В. Кустышев [и др.] // *Газовая промышленность*. – 2011. – № 5. С. 51–55.
6. Зозуля, Г. П. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / Г. П. Зозуля [и др.] // *Общ.информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ИРЦ Газпром. – 2007. – 81 с.
7. Зозуля, Г. П. Повышение износостойкости и надежности деталей инжектора колтюбинговых установок / Г. П. Зозуля // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2010. – № 3 (43). С. 32–39.
8. Бурдин, К. В. AbrasiFRAC\* – передовое направление в эффективном комплексе операций по интенсификации притока нефти из скважин / К. В. Бурдин [и др.] // *Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. научн. тр.* – Тюмень: Печатник, 2009. С. 105–110.
9. Заграничный, С. Технология гидроразрывной перфорации эксплуатационной колонны ISOJET при использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП. / С. Заграничный [и др.] // *Время колтюбинга*. – 2011. – № 4–5 (37). С. 44–49.

# От скважины до АЗС

Научно-техническое обеспечение и инжиниринг  
Нефтяной сервис  
Геологоразведочные работы. Сейсморазведка



[www.beloil.by](http://www.beloil.by)



**БЕЛОРУСНЕФТЬ**



# ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ

ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ БОЛЕЕ ЧЕМ НА 50% ЦИКЛ ЗАКАНЧИВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН С РАЗДЕЛЬНЫМИ ГРП В РОССИИ

# COILED TUBING

REDUCES STIMULATION CYCLE TIME BY MORE THAN 50% IN MULTILAYER WELLS IN RUSSIA

Алексей ЮДИН, Константин БУРДИН, Дмитрий ЯНЧУК, Шлюмберже  
Алексей НИКИТИН, Иван БАТАМАН, Александр СЕРДЮК, Николай МОГУТОВ, Сулейман СИТДИКОВ, Владимир ШВАЙКО,  
Марина ВОРОНKOVA, Вадим КУЗНЕЦОВ, Роснефть  
Alexey YUDIN, Konstantin BURDIN, Dmitri YANCHUK, Schlumberger  
Alexey NIKITIN, Ivan BATAMAN, Alexandr SERDYUK, Nikolay MOGUTOV, Suleyman SITDIKOV, Vladimir SHVAYKO,  
Marina VORONKOVA, Vadim KUZNETSOV, Rosneft

## ОБЗОР

Комплексы гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в России исторически применялись лишь в ограниченной технологической нише. Применение ГНКТ концентрировалось в основном на промывках скважин после ГРП и вызове притока. Сравнительно недавно гибкие трубы стали применяться более широко для операций в горизонтальных скважинах, при проведении геофизических исследований, перфорации, ловильных работ и в некоторых других операциях.

Накоплен значительный опыт использования ГНКТ при многостадийных операциях по гидроразрыву пластов (ГРП) на Приобском месторождении, скважины которого эксплуатируют до пяти отдельных интервалов одновременно. При стандартном способе заканчивания предполагается использование КРС с продолжительными циклами последовательного спуска и подъема НКТ с пакером, глушением скважины, перфорации

## ABSTRACT

Traditionally, coiled tubing (CT) in Russia has had very limited service diversity. Its use has been concentrated at wellbore cleanouts and nitrogen kickoffs after fracturing treatments.

We used coiled tubing equipment and technologies to supplement stimulation operations in one of the world's largest oil fields, Priobskoe, which has up to five separate layers per well. Conventionally, well completions here have involved complicated workover operations with tubing, packers, and wireline perforating after each stimulated layer. Average wells with three layers took 30 days to complete. CT provided a significant improvement in completion efficiency, reducing the cycle time to just 10 to 12 days.

The first option of the completion and stimulation technology assumed "through casing" operations, eliminating the use of frac strings and a packer, which is a significant achievement under Russian regulations. This was done with a 4-in.-OD perforator and casing with increased strength. A year later,

SPE 154386

Copyright 2012, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 27–28 March 2012.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright. Original authors: Alexey Yudin, SPE, Konstantin Burdin, SPE, Dmitri Yanchuk, SPE, Schlumberger, Alexey Nikitin, SPE, Ivan Bataman, Alexandr Serdyuk, Nikolay Mogutov, Suleyman Sitdikov, SPE, Rosneft.



силами геофизической партии после каждой стадии ГРП, что в среднем составляет порядка 30 дней. Использование ГНКТ обеспечивает значительное сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, при этом сокращая цикл заканчивания до 13–14 дней.

Первоначально технологическое решение такой комбинации ГНКТ и ГРП предполагало операции через обсадную колонну, избавляя от необходимости спуско-подъемных операций НКТ и пакера, что явилось исключением из стандартных требований Ростехнадзора. Такие операции стали возможны благодаря использованию 3-дюймового абразивного перфоратора и обсадке скважины колонной усиленной прочности (марки E). Естественно, решение о применении данной технологии необходимо было принимать до спуска обсадной колонны в скважину и это налагало определенные ограничения. Год спустя было внедрено второе технологическое решение для заканчивания скважин с обсадной колонной стандартной прочности через НКТ. Инструмент малого диаметра для абразивной перфорации был изготовлен, чтобы осуществлять проход ГНКТ с перфоратором через пакер. Последнее технологическое решение оказалось наиболее эффективным для многопластовых скважин с одновременной эксплуатацией и горизонтальных боковых стволов.

Мы провели исследование по гидроразрыву через абразивную перфорацию почти на 100 многопластовых скважинах, в которых было проведено в общей сложности более 250 операций ГРП. Статья содержит производственные и технологические аспекты проведенных операций, используемого при этом оборудования; приведено сравнение эффективности циклов заканчивания в зависимости от выбора технологии, требования по производственным ресурсам и анализы непроизводительного времени. Также приведено сравнение многопластовых скважин по продуктивности между стандартным способом заканчивания и с использованием ГНКТ.

## ВВЕДЕНИЕ

Приобское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в мире, располагается в Ханты-Мансийском автономном округе России и разделено на лево- и правобережную части рекой Обь.

Промышленная нефтеносность Приобского месторождения установлена в неокемских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между Пимской и

a second option for the technology was introduced to operate on regular strength casing through tubing. A slimmer abrasive perforator that could fit into the packer's internal bore developed for this option was particularly effective for sidetrack and horizontal completions.

In total, 95 wells were analyzed with more than 250 stimulation stages. This includes an operational and technical review of the tools and techniques used to compare the efficiency of the whole cycle of completion, resources requirements and amount of risks and non-productive time associated. Also a productivity comparison of CT combined with fracturing technology versus standard process of wireline/workover/stimulation sequence will be given.

## INTRODUCTION

Priobskoe is one of the world's biggest oilfields. It is located in Khanty-Mansiysk autonomous region and the Ob river subdivides it into two parts, the left bank and right banks.

90% of the oil reserves of Priobskoe field are concentrated in Neocomian formations (AS). The main producing horizons are located between the Pimskaya and Bistrinskaya shales. Layers are represented by sandstone lenses of shelf marine depositions. Lenses are bounded and saturated entirely with oil. Geologically, layers are inclined structures formed by depositions of terrigenous materials in a relatively deep (300- to 400-m) marine environment from the east and southeast side. The Neocomian complex basin was formed under several paleogeographical conditions: continental sedimentation, marine shelf deposition, and a very slow deposition in a deep sea.

Among the productive horizons are seven objects: AS12(3), AS12(2), AS11(2-4), AS11(1), AS11(0), AS10(1-2), and AS10(0). In total, over 80% of reserves are considered to be difficult to produce because of low permeability; the average properties of the AS12, AS11, and AS10 layers are given in Table 1.

Hydraulic fracturing is the main method deployed to increase production and recovery of the Priobskoe formations. Most of the new wells are stimulated immediately after drilling. Rich fracturing experience has been acquired during recent years, and technology and approaches have been optimized with placement of big mesh proppants, low polymer loading, and high breaker concentrations of fracturing fluids.

Previous publications (Timonov et al. 2006; Nikitin et al. 2006; Nikitin et al. 2007) highlight details of the evolution of fracturing optimization, which has mostly been based on increasing hydraulic fracture quality. At the same time, Priobskoe field is a multilayer reservoir where separate fracturing

Быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома. Залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью. Особенностью геологического строения залежей является то, что они имеют мегакоослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300–400 м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и сильно замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 7 основных подсчетных объектов: АС12(3), АС12(2), АС11(2-4), АС11(1), АС11(0), АС10(1-2), АС10(0). В целом порядка 80% запасов являются трудноизвлекаемыми по причине низкой проницаемости, осредненные характеристики пластов АС12, АС11 и АС10 представлены в таблице 1.

Гидроразрыв пласта является основным методом интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на Приобском месторождении, подавляющее большинство скважин подвергаются гидроразрыву сразу после бурения. За последние годы накоплен значительный опыт ГРП, технология и подход были оптимизированы до высокого уровня с закачкой крупных фракций пропантa средней прочности, минимизацией полимерной загрузки и оптимизацией деструкторов в жидкостях ГРП.

История оптимизации гидроразрыва пластов Приобского месторождения была детально освещена в предыдущих публикациях (Тимонов, А. и др., 2006, Никитин, А. и др., 2006, Никитин, А. и др., 2007) и концентрировалась в основном на повышении качества трещин ГРП. Однако специфика Приобского месторождения, связанная с наличием нескольких продуктивных интервалов по большинству скважин, постоянно требовала сокращения продолжительности цикла заканчивания скважин с отдельными стадиями ГРП. Стандартный метод ввода скважин заключался в чередовании работ

**Таблица 1– Осредненные свойства пластов Приобского месторождения**

**Table 1 – Average Properties of the Priobskoe Field Reservoir characteristics Reservoir Layers**

Пластовые характеристики <i>Reservoir characteristics</i>	Пласты <i>Reservoir Layers</i>		
	АС10 <i>AS10</i>	АС11 <i>AS11</i>	АС12 <i>AS12</i>
Вертикальная отметка <i>Average TVD, m</i>	2410	2450	2560
Тип коллектора <i>Type of collector</i>	Терригенный <i>Terrigenous</i>		
НН мощность, м <i>Average net pay, m</i>	10	12	25
Пористость <i>Porosity</i>	0.19	0.19	0.18
Нефтенасыщенность <i>Oil saturation</i>	0.68	0.70	0.66
Проницаемость, мД <i>Permeability, md</i>	1–3	1–5	1–2
Содержание глин <i>Shaliness</i>	0.7	0.6	0.75
Кэфф-т расчлененности <i>Scattering coefficient</i>	4	5	10
Температура, °С <i>Temperature, °C</i>	88	89	93
Начальное давление, атм <i>Initial Reservoir pressure, atm</i>	240	248	250
Вязкость нефти, сП <i>Oil viscosity (in-situ conditions), cp</i>	152	136	136
Плотность нефти в пл. условиях <i>In-situ density of oil</i>	0.796	0.775	0.788
Плотность нефти в пов-ых усл-ях <i>Surface density of oil</i>	0.868	0.866	0.863
Кэфф-т сжимаемости <i>Volume compressibility</i>	1.196	1.229	1.202
Содержание серы и парафинов в нефти, % <i>Sulfur, wax - content in oil, %</i>	1.18 / 2.47	1.25 / 2.48	1.18 / 2.52
Давление насыщения, атм <i>Bubble point pressure, atm</i>	83	100	100
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> <i>Gas saturation, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></i>	51	55	49

treatments normally take excessively long times to complete. The standard method of completion has consisted of a sequential approach of the workover crew, wireline crew, and fracturing fleet performing respectively the perforating, tubing and packer run in hole, fracturing, and pulling tubing and packer out of hole for each of the layers. That sequence takes a very long time to complete the well, especially if the formation starts flowing naturally before the workover and wireline crews can manage the



бригады капитального ремонта скважин (КРС), геофизических партий и бригады ГРП соответственно для проведения работ по перфорированию каждого последующего интервала, спуску НКТ и пакера, гидроразрыву пласта и подъему НКТ и пакера для проведения нового цикла на последующем интервале. Работы занимали продолжительное время, особенно в случае длительной отработки скважин после ГРП на одном из интервалов, что приводило к увеличению длительности всего цикла.

Начиная с 2008 года к вводу многопластовых скважин были активно привлечены комплексы ГНКТ для задач подготовки скважин, перфорирования и контроля над давлением в скважине между стадиями ГРП. Преимущества ГНКТ в скорости ведения операций позволили значительно сократить цикл заканчивания таких скважин. По сути, ГНКТ заменяет собой при таком подходе и КРС, и геофизическую партию, перфорация теперь осуществляется гидropескоструйным методом, через специальную компоновку низа гибкой трубы с форсунками и закачкой абразивного материала под высоким давлением. Скорость струи и ее целенаправленное воздействие приводит к образованию отверстия в эксплуатационной колонне (ЭК) и каверны в породе непосредственно за ЭК и цементным камнем (рисунок 3). Метод абразивной перфорации применяется уже более семидесяти лет, и его преимущества многократно публиковались в предыдущих исследованиях (Остерхут, М. 1961, Питтман Ф., и др., 1961, Кобетт, Дж., 1991, Дотсон, Т. и др., 2009).

### ОПИСАНИЕ СТАНДАРТНОГО МЕТОДА ЗАКАНЧИВАНИЯ С ГРП МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН В РОССИИ

Для интенсификации добычи на месторождениях Западной Сибири широко используются проппантные ГРП. Поэтому типичными работами, проводимыми установками ГНКТ с трубой 1,5", в регионе являются промывка ствола скважины от проппанта после ГРП и освоение скважин азотом.

Некоторые месторождения эксплуатируются совместно с нескольких пластов, в таком случае «стандартный» способ заканчивания вышедших из бурения скважин можно описать так:

- отбивка забоя по ГК и ЛМ расчетом ГИС и перфорация на геофизическом кабеле нижнего продуктивного интервала;
- работа бригады КРС по посадке пакера;
- проведение ГРП на нижний продуктивный интервал;

pressure properly to continue operations.

Starting in 2008, coiled tubing fleets were employed to assist in the well-completion cycle with abrasive perforating and well cleanout operations under pressure between the fracturing stages. The advantage of coiled tubing lies in its ability to perform the same sequence of operations significantly faster. In fact, the coiled tubing replaced both workover and wireline rigs, with the perforating performed in this case with an abrasive material jetted through nozzles of a special bottom hole assembly (BHA). Jet velocity and its focused flow create a hole inside the casing and a cavern inside the cement and the rock outside the casing (an example will be given at the Figure 3 in following sections).

The abrasive jetting technique was developed more than 70 years ago, and its advantages have been described multiple times in previous publications (Ousterhout 1961; Pittman et al. 1961; Cobbett 1991; Dotson et al. 2009).

### STANDARD PRACTICE FOR STIMULATING MULTILAYER WELLS IN RUSSIA

To maximize a well's production, proppant fracturing is commonly used in Western Siberian oilfields. Therefore, the typical coiled tubing operation in the area is wellbore cleanout and well kick-off with a tubing size of 38 mm (1.5 in.).

Many oilfields have commingled production from several zones, where the standard case completion cycle for new wells has been as follows. Repetition of the whole cycle depends on the number of targeted zones.:

- Wireline crew tags bottom and perforates bottom layer.
- Workover crew runs packer and tubing in hole
- Frac crew performs stimulation treatment of bottom layer.
- Wireline tags current bottom depth.
- Workover unsets packer, pulls it out of hole, sets sand plug or cleans out excessive sand (if required).
- Wireline perforates next interval.
- Workover runs packer and tubing in hole.
- Frac performs stimulation treatment in next interval.
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen.

This method is excessively long because it requires well flowback after each stage, well killing, and workover operations to pull the frac string and packer in and out of the hole after each fracturing stage, and the rig-up/rig-down of workover and fracturing fleets each time. On average, such completion cycle for a multilayer well takes about 30 days. Furthermore, well-killing operations, obviously, lead to fluid invasion inside the fracture and formation damage to the productivity of the well.

- отбивка текущего забоя (ТЗ) расчетом ГИС;
- работы по срыву пакера, нормализации забоя (промывка излишков проппанта или отсыпка открытого интервала силами КРС), посадке пакера и перфорации вышележащего интервала;
- проведение ГРП на данном интервале;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов, до 5 на Приобском месторождении;
- промывка ствола скважины и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП.

Приведенный способ является излишне продолжительным из-за необходимости разрядки скважины после каждого ГРП, промежуточных глушений, а также промежуточных монтажей/демонтажей бригады КРС, расчета ГИС и флота ГРП. В среднем заканчивание многопластовой скважины «стандартным» способом занимает около 30 дней. Стоит также отметить, что промежуточные глушения скважины, необходимые каждый раз перед проведением работ по срыву/посадке пакера, отбивке текущего забоя и перфорации ствола скважины, несомненно, приводят к потере жидкости глушения (ЖГ) в трещину и продуктивный интервал и, соответственно, к их загрязнению.

## ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC ЧЕРЕЗ ЭК

С 2008 года началось активное применение комплексов ГНКТ для ускорения ввода многопластовых скважин с несколькими стадиями ГРП. Основные отличия от «стандартного» способа заканчивания при этом заключаются в том, что перфорация теперь осуществляется абразивным материалом через ГНКТ, а также отсутствуют (не спускаются в скважину) колонна НКТ и пакер.

«Ускоренный» способ заканчивания вышедших из бурения многопластовых скважин можно описать так:

- шаблонировка и промывка эксплуатационной колонны силами бригады КРС;
- отбивка забоя по ГК и ЛМ силами расчета ГИС;
- корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС, проведение ГПП;
- проведение ГРП по ЭК, изоляция открытого интервала осуществляется проппантной пробкой;
- нормализация ТЗ, проведение ГПП на вышележащий продуктивный интервал;
- проведение ГРП по ЭК;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов;
- промывка ствола скважины и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после

## INTRODUCING ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING THROUGH CASING

Starting in 2008, an intensive use of coiled tubing fleets was aimed to reduce completion cycles of multilayered wells. The main difference from the conventional completion method is in the lack of tubing and packer (operations done through casing) and the addition of perforating via coiled tubing by jetting an abrasive fluid.

The new method can be described by the following sequence. Again, repetition of the perforating/fracturing cycle depends on number of target zones.

- Workover crew scrapes casing and cleans out well.
- Wireline crew tags bottom depth.
- Coiled tubing crew correlates depth and performs abrasive jetting in bottom interval.
- Frac crew performs proppant stimulation job through casing and pumps sand plug right after last treatment stage.
- Coiled tubing removes excessive proppant (if necessary) and creates abrasive holes in next interval.
- Frac crew performs next fracturing treatment
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen.

Further, such a completion sequence can be called abrasive perforating and fracturing through casing (APFTC) technique for the sake of simplicity. This combined technique requires simultaneous presence of both fracturing and coiled tubing fleets; thus, sufficient space at the pad needs to be available. Such operations have to be properly planned in advance to comply with the schedules of other operations on offset wells: e.g. drilling, ESP installations, etc.

One of the requirements for proper abrasive jetting is a choice of fluid velocity and, consequently, tubing size, which depends on the number and size of the nozzles installed in the abrasive gun body. Three common sizes of the nozzles are available: 3.2 mm (0.125 in.), 3.6 mm (0.141 in.), and 4.8 mm (0.188 in.). To ensure proper geometry, the jet must have sufficient pressure difference across the nozzle, about 170 atm (2,500 psi), which can be reached with 80 lit/min (0.5 bpm), 110 lit/min (0.7 bpm), or 200 lit/min (1.25 bpm) fluid rates respectively for the nozzle sizes indicated above.

As described previously, frac operations were planned to be run through casing, which was totally new for Russia, as all previous jobs were done through production tubing and a packer. Several measures were necessary to enable this option using abrasive perforating and fracturing:

The decision was made to equip all candidate wells with increased-strength casing (i.e. grade “E”). Parameters for different casing options are shown at Table 2 (options used for jobs are highlighted).



проведения последнего ГРП.  
Далее такую последовательность работ по вводу скважины с ГРП будем называть «абразивным ГРП по колонне» или AbrasiFRAC. Рассмотренный способ заканчивания предполагает одновременную работу флотов ГНКТ и ГРП на скважине, что автоматически требует наличия достаточного места на кустовой площадке для расстановки всей задействованной в работе техники. Это приводит к необходимости тщательного планирования одновременных работ на скважинах кустовой площадки (буровые работы, работы по ускоренному заканчиванию уже пробуренных скважин и работы по спуску ЭЦН).

Одним из основных требований для проведения абразивной резки через ГНКТ является правильный выбор расхода жидкости, который опирается на количество и диаметр форсунок, установленных в гидropескоструйном перфораторе. Существуют три диаметра форсунок: 3,2 мм (0.125"), 3,6 мм (0.141") и 4,8 мм (0.188"). Для формирования правильной геометрии режущей струи необходимо обеспечить достаточный перепад давлений на форсунке 170 атм (2500 psi). Он достигается при закачке 80 лит/мин (0.5 bpm), 110 лит/мин (0.7 bpm) или 200 лит/мин (1.25 bpm) для указанных типов форсунок соответственно. Из приведенной таблицы 2 видно, что лучше всего для проведения ГПП в ЭК 146 мм (5.75") подходит ГНКТ Ø44 мм (1.75") с перфоратором, оборудованным тремя форсунками (3.2 мм / 0.125" или 3.6 / 0.141") с фазировкой 120°.

Процесс ГРП, как описано выше, предполагалось проводить по эксплуатационной колонне (ЭК), а не через НКТ и пакер. Однако до тех пор подобных прецедентов в России не было.

Было принято решение оборудовать многопластовые скважины-кандидаты эксплуатационной колонной повышенной прочности (марки прочности «Е»), таблица 2 содержит сравнительные прочностные характеристики ЭК различных типов стали и толщины (красным цветом помечены те опции, которые были использованы в дальнейшем в наших работах). Согласно положениям регулирующей организации «Ростехнадзор», закачка ГРП в скважинах, не оборудованных НКТ и пакером, на территории РФ запрещена. Поэтому дополнительные усилия были приложены для преодоления процессуальных сложностей и получения разрешения на проведение подобных работ в России.

Кроме того, для проведения абразивной резки в колонне оптимальным способом является спуск крупного инструмента и центриатора,

Local regulatory requirements in Russia forbade fracturing wells equipped with frac strings and packers. Therefore additional efforts and steps were needed to overcome these regulations and develop all necessary documentation to start the operations.

In addition to that, to perform abrasive jetting through casing with optimum quality, it is required to have a large outside diameter perforator and centralizer, which could not pass through the frac head of existing fracturing operations. For these special operations, it is required to have a special frac head capable of withstanding expected frac pressures and have sufficient internal diameter at the same time. This required a special order that had a 350-atm (5,000-psi) working pressure and inside diameter of 179 mm (7 1/16 in.). Also, since no blast joint was to be used, the coiled tubing had to be removed from the well each time before a fracturing treatment to extend the life of the coiled tubing. A blast joint is designed to protect the coiled tubing from damage due to flow of the frac fluids (see drawing at Figure 1).

At the same time, preparation for the operation was ongoing in the yard of the service company in the town of Pit-Yakh. A test was performed to check the effectiveness of the abrasive jetting and define the gun wear after it. A 2-m-long piece of 146mm casing was cemented and placed into a special tank (2 m × 2 m × 1.5 m) to collect the spills of abrasive fluid. A BHA was assembled to the coiled tubing and function testing was performed. The BHA consisted of a connector, a 110-mm (4.35-in.) centralizer, a 76-mm (3-in.) perforator with three nozzles of 3.8 mm (1.41-in.) and 120° phasing, a reverse check valve and bull nose nozzle (Figure 2). The coiled tubing injector was assembled on top of the system; abrasive sand was pumped at 320 lit/min (2 bpm).

**Таблица 2 – Прочностные характеристики эксплуатационных колонн**

**Table 2 – Strength Parameters for Different Casing Grades**

Внешний диаметр (Толщина стенки) Outside diameter (wall thickness)	Вес Weight	Прочность на разрыв, атм Burst pressure, atm		
		Марка D Grade D	Марка E Grade E	Марка M Grade M
146 (7.0)	25	286	433	555
146 (7.7)	27	315	466	611
146 (8.5)	30	347	514	674
146 (9.5)	33	388	575	754
146 (10.7)	36	437	647	849

которые не проходят через внутренние отверстия стандартной арматуры ГРП, для такого вида работ фонтанная арматура должна иметь достаточный внутренний диаметр и при этом также выдерживать рабочее давление ГРП. Требуемая фонтанная арматура с рабочим давлением 5000 psi и внутренним диаметром 7 1/16" оказалась уникальной для России и была специально заказана в США после проведения анализа сроков доставки от всех сертифицированных поставщиков. Отсутствие в обвязке устья скважины такой составляющей, как Blast Joint (защищающей ГНКТ от потока жидкости ГРП), см. рисунок 1, диктовало условие обязательного подъема колонны ГНКТ на поверхность перед проведением ГРП для существенного продления «жизни» ГНКТ и снижения риска аварий.

На базе сервисной компании в городе Пыть-Ях были проведены стендовые испытания для оценки эффективности абразивной перфорации и износа перфорационного оборудования. Макет зацементированной ЭК диаметром 146 мм и высотой 2 м был установлен в специальную емкость 2 м x 2 м x 1,5 м, предназначенную для сбора отработанной абразивной жидкости. Перфорационная компоновка низа колонны (коннектор, централизатор 110 мм (4.35"), перфоратор 76 мм (3") с 3 форсунками 3,8 мм (0.141") x 120°, обратный клапан и полнопроходная насадка, см. рисунок 2) была смонтирована на ГНКТ и функционально оттестирована. Инжектор ГНКТ был установлен на макет. После выхода на режим 320 лит/мин (2 bpm) началась подача абразивной смеси. В течение теста было сделано 3 станции по 3 отверстия. Колонна ГНКТ приподнималась вверх для резки следующей станции только после того, как все три перфорационных отверстия на предыдущей станции были прорезаны. Время резки перфорационных отверстий на первой станции составило 3 минуты, на второй и третьей – 1,5 минуты. Средний диаметр отверстий в ЭК составил 12 мм. После теста КНК была проинспектирована. Никакого внешнего и внутреннего износа оборудования ГНКТ зафиксировано не было (рисунок 3).

По итогам теста было принято решение установить время резки на каждой станции равным 7 минутам (по нашим предположениям этого должно было быть достаточно для перфорирования ЭК в реальных условиях).

### ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC ЧЕРЕЗ ЭК. СКВАЖИНА «А» ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Уже в конце 2008 года такой способ заканчивания был успешно внедрен впервые на

Three stations were cut with three holes each; coiled tubing was moved each time only after all three holes of the previous stations were cut. The bottom station required 3 minutes to complete; the middle and upper stations took 90 seconds each.

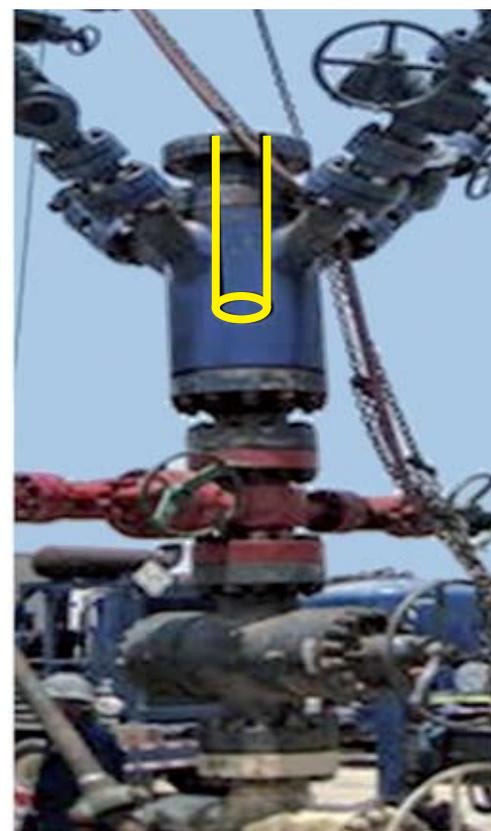
Average hole diameter in the casing measured 12 mm. After the test the BHA was inspected, and no external or internal wear was identified. According to the yard test results, we set the duration of the stations in real operations at 7 minutes (assuming a two-fold increase for reliability).

### CASE STUDY OF APFTC TECHNOLOGY IMPLEMENTATION IN WELL A OF PRIOBKOE FIELD

This method of completion was successfully implemented in Priobskoe oilfield at the end of 2008. The goal of our case study of AFTC operations on well A with 146-mm casing was to stimulate 5 layers of the well through abrasive perforations. A results summary is given at Figure 4. Intervals were isolated by pumping sand plugs right after the main fracturing treatments.

Abrasive jetting (Figure 5) was done according to the following design:

- 76 mm (3-in.) perforator with three nozzles of 3.8 mm (0.141 in.) at 120° phasing.
- Jetting for 7 minutes at each station.
- Abrasive slurry containing linear gel and quartz sand at 120 kgPA (1 PPA) concentration was



*Рисунок 1 –  
Защитная  
вставка Blast  
joint (внутри  
желтым  
цветом)  
Figure 1 – Blast  
joint (marked  
yellow)*



Приобском месторождении. Рассмотрим пример применения поэтапных абразивных резок и ГРП на скважине «А», оборудованной ЭК 146 мм. Целью работы являлось проведение перфорации через ГНКТ и производство пяти гидравлических разрывов, итоги которых приведены на рисунке 4. Изоляция продуктивных интервалов осуществлялась отсыпкой песчаных пробок непосредственно после закачки работ по ГРП.

Для проведения ГПП (рисунок 5) был использован следующий дизайн:

- 3"-перфоратор с 3 форсунками Ø 0.141", расположенными с фазировкой 120°.

- Перфорация каждой станции на запланированных глубинах проводилась по 7 минут.

- Закачка абразивной смеси (линейный гель ГРП и кварцевый песок с концентрацией 120 кг/м<sup>3</sup>) производилась с расходом 336 л/мин.

Расход закачки абразивной смеси не снижался при переходе колонны

ГНКТ на следующую станцию для проведения перфорации. Также закачка не останавливалась сразу после того, как последние перфорационные

отверстия были прорезаны – колонна ГНКТ была приподнята с постоянной циркуляцией линейного геля на 65 м выше перфорационных отверстий и только потом началась промывка обратной циркуляцией.

Стоит отметить, что из-за использования больших объемов рабочей жидкости и проблем с утилизацией отработанного флюида прямая промывка ствола скважины, которая применялась на предыдущих работах, в этой и последующих работах была заменена на обратную циркуляцию, что существенно помогло сократить время промывки и затрачиваемые материалы:

- расход жидкости 270–300 л/мин;
- прокачка вязких пачек на основе гелирующих агентов не применялась;
- азот не применялся;
- за всю историю работ по промывкам данным методом осложнений не возникло.

После операций ГРП скважина была освоена тем же комплексом ГНКТ, без дополнительного монтажа. Освоение проводилось закачкой азота через ГНКТ в течение 8-часового цикла со следующими расходами:

- Q = 14.1 м<sup>3</sup>/мин = 500 scf/min.....2 ч;



**Рисунок 2 – КНК для абразивной резки через ЭК. Перевод текста сверху вниз: внешний коннектор; централизатор; абразивная насадка; обратный клапан; полнопроходная насадка**

**Figure 2 – Bottomhole assembly to perform abrasive jetting perforation through casing**

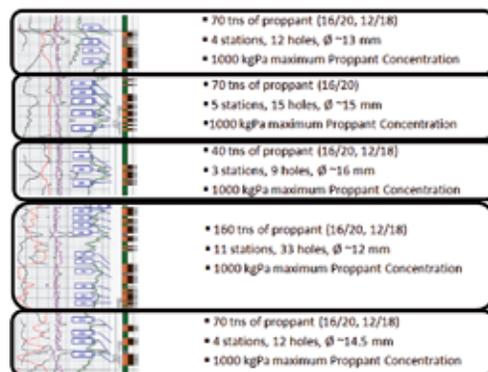


**Рисунок 3 – Результаты проведения тестирования инструмента на базе: а) полученные отверстия и каверны; б) состояние форсунок и перфоратора после резки**

**Figure 3 – Abrasive jetting yard tests showed that the technique creates large, clean holes and deep caverns (a) to handle fracture fluids without damage to the nozzles and perforator (b)**

pumped at 336 lit/min (2.1 bpm).

- Pumping rate was kept constant while coiled tubing was moved from one station to another. Also, after all stations were cut, pumping was not terminated immediately, but coiled tubing was pulled up for 65 m above the perforation interval before pumping was stopped and reverse circulation was started.



**Рисунок 4 – Основные характеристики ГПП и ГРП по скв. «А» Приобского месторождения. Перевод текста на примере верхнего пласта:**

§ 70 т пропанта (16/20, 12/18)  
§ 4 станции, 12 отверстий, Ø 13 мм  
§ 1000 кг/м<sup>3</sup> макс. концентрация пропанта

**Figure 4 – Main parameters of abrasive jetting and fracturing treatments in Well A**

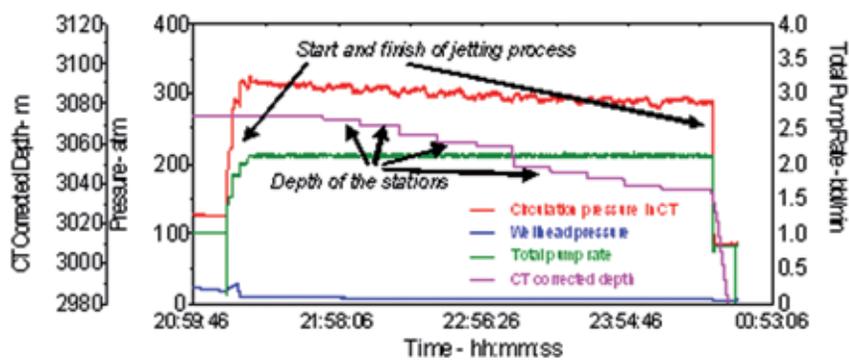
- Q = 19.8 м³/мин = 700 scf/min.....2 ч;
- Q = 25.5 м³/мин = 900 scf/min.....2 ч;
- Q = 19.8 м³/мин = 700 scf/min.....2 ч.

По результатам освоения средний приток пластового флюида составил 380 м³/сут, что было выше ожидаемого. Непосредственно перед глушением скважины для смены специализированного устьевого оборудования на эксплуатационную ФА были закачаны ингибитор солейотложений и блокирующий агент.

Цикл заканчивания скважины с производством перфорации, гидравлическим разрывом пластов, промывкой от проппанта и вызову притока скважины занял около 17 дней непрерывной работы бригад ГРП и ГНКТ на скважине «А» Приобского месторождения. Принимая во внимание подготовительные работы бригады КРС и работы по спуску/запуску ЭЦН, получаем, что полный цикл ввода пяти пластовых скважины с помощью ГНКТ был сокращен на 21 день (рисунок 6).

### ОБСУЖДЕНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ АБРАСИФРАС ЧЕРЕЗ ЭК

По результатам применения абразивного ГРП через колонну в 2008–2009 годах всего было закончено более 30 многосластных скважин, в которые закачано более 100 стадий ГРП в общей сложности. Тот период представляется авторам наиболее показательным для сравнительных анализов по продуктивности скважин и эффективности других технологических аспектов, поскольку в одном районе работ были достаточные наработки и по стандартному и по абразивному гидроразрыву пластов. Более того, геологические условия района, разбуриваемого в те годы, позволяло, во-первых, качественно прогнозировать потенциал скважин и сравнивать полученные результаты с окружением, а во-вторых, закачивать агрессивные дизайны без чрезмерного опасения СТОПов при ГРП. Как будет видно далее в статье, в последующие годы бурение проводилось в краевых зонах месторождения, где доля глинистых пропластков была выше и напряжения пород были повышенные, что привело к целому ряду дополнительных сложностей в эксплуатации технологии, решение



**Рисунок 5 – Пример проведения процесса ГРП для 11 станций. Красным цветом показано циркуляционное давление, зеленым – расход, розовым – глубина КНК, синим – давление на поверхности. Стрелками сверху показаны начало и конец абразивной резки**  
**Figure 5 – Example of abrasive jetting of 11 stations**

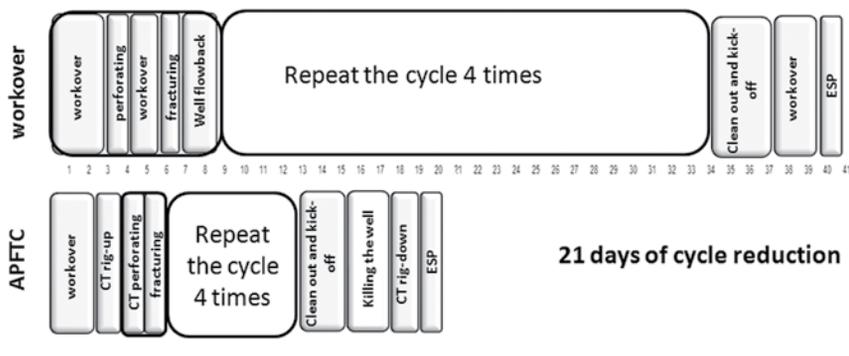
Because of excessive fluid volumes and problems with fluid disposal after the first treatment, this and all following wells were cleaned out using reverse circulation, which led to significant time and materials savings:

- Circulation fluid rate 270 to 300 lit/min;
- No gelled slugs required;
- No nitrogen required;
- No problems throughout the entire operations.

After fracturing operations, the well was kick-off using the same coiled tubing fleet, without additional time to rig-up. The nitrogen kick-off was done over an 8 hour period with the following cycles:

- Q = 14.1 м³/ мин = 500 scf/min.....2 hrs;
- Q = 19.8 м³/ мин = 700 scf/min.....2 hrs;
- Q = 25.5 м³/ мин = 900 scf/min.....2 hrs;
- Q = 19.8 м³/ мин = 700 scf/min.....2 hrs.

As a result of the kick-off, average fluid inflow from the well was 380 м³/day, which was higher than expected. Right before killing the well to replace the specialized wellhead with a conventional one, scale inhibitor and leak-off prevention agents were pumped through the coiled tubing into the well.



**Рисунок 6 – Сравнение длительности цикла заканчивания пятипластовой скважины с помощью КРС (сверху) и ГНКТ (снизу). Сокращение цикла составило 21 день**  
**Figure 6 – Well completion for the 5-layer well took 21 days less for coiled tubing than for a conventional workover approach**



которых также будет приведено ниже.

Итак, за период 2008–2009 годов технология абразивного ГРП была доведена до хорошего качества исполнения, цикл заканчивания сокращен для средней трехпластовой скважины с месяца до двух недель, или чуть более чем в два раза. В большинстве случаев абразивная перфорация состояла лишь из нескольких (3–6) станций по три отверстия и каверны, однако данного количества перфораций было достаточно для надежного размещения даже самых агрессивных дизайнов ГРП. В тот период, как правило, закачивался крупный проппант фракции 12/18 в качестве основного, с применением осмоленного проппанта той же фракции для предотвращения выноса на последних стадиях. Концентрации проппанта достигали зачастую 1200 кг/м<sup>3</sup>, на нескольких работах был размещен сверхкрупный проппант фракции 10/14 RCP. Размер работ ГРП достигал 260 тонн проппанта. Расход закачки варьировался в основном от 3,2 м<sup>3</sup>/мин до 5,5 м<sup>3</sup>/мин. Процент СТОПов был менее 6% в сравнении с более 10%-м показателем той же сервисной компании по ГРП на кумулятивной перфорации с меньшей агрессивностью дизайнов. В итоге было показано, что даже столь малое количество абразивных отверстий и каверн обеспечивает лучшее качество связи пласта и трещины в условиях хороших коллекторов по сравнению с кумулятивной перфорацией высокой плотности (20 отв/м и более).

Подробный анализ продуктивности скважин после абразивного ГРП был проведен по нескольким кустам Приобского месторождения, которые разбуривались в 2009 году.

На рисунке 7 представлен график безразмерной продуктивности  $J_d$  по скважинам с применением ГНКТ и ускоренным циклом ввода и по скважинам, где между стадиями ГРП работали бригады КРС.

$$J_d = \frac{18.4 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h \cdot (P - P_{wf})} \quad (1)$$

*Коэффициент 18.4 применяется в случае расчета в метрической системе единиц.*

Из графика можно видеть, что абразивная перфорация не только не препятствует притоку нефти, но, напротив, продуктивность скважин, где были проведены множественные ГРП с использованием ГНКТ между стадиями, на всем протяжении эксплуатации имеет некоторое преимущество. В основном авторы связывают данный положительный результат, во-первых, с тем фактом, что агрессивность дизайнов абразивных ГРП была выше, а процент

The overall completion cycle including perforations, fracturing, well cleanout, and kickoff took about 17 days of continuous fracturing and coiled tubing operations in Well A, Priobskoe field. Including preparatory work by the workover crew and installing an electric submersible pump (ESP), the full cycle of well completion was reduced by 21 days (Figure 6).

## RESULTS OF THE APFTC TECHNIQUE IMPLEMENTATION

As a result of APFTC operations in 2008–2009, more than 30 multilayered wells were completed with more than 100 fracturing stages pumped in total. That period is considered the most representative for the comparative analysis of technique effectiveness and well productivity, because many of the offset wells had been completed with the conventional approach. Also, geological conditions of the field area drilled at that time were better, which allowed for more accurate production potential forecasts and as well better placement of aggressive fracturing schedules without high screenouts risk. As will be shown later, drilling during the later years included mainly lower-quality reservoirs with higher shale content and higher stresses, leading to a series of problems with technology exploitation, solutions to which will be shown later.

On the whole, during the period of 2008–2009, abrasive perforating and fracturing through casing was optimized and a high quality of operations was reached. Completion cycles were reduced from about a month to about 2 weeks on average for three-layered wells, to about half the conventional time. In most cases, abrasive jetting consisted of only a few (3 to 6) stations of three holes and caverns. Nevertheless, this number was enough for successful placement of any fracturing treatments. During that period, in most of the cases 12/18 mesh proppant was pumped with resin-coated proppant (RCP) of the same mesh as a tail-in to prevent proppant flowback.

Proppant concentrations reached 1200 KgPA (10 PPA), and several jobs were successfully completed with proppant as large as 10/14 mesh RCP. The biggest fracturing treatment size was 260 tones (573,000 pounds) of proppant. Pumping rate ranged from 3.2 to 5.5 м<sup>3</sup>/мин (20 to 35 bpm). Screenout ratio was lower than 6%, which was significantly lower than the 10% ratio of screenouts that had occurred during fracturing operations by the same service company after cumulative perforations at that time. As a result, even such a low number of abrasive perforations provides better connection between a wellbore and a fracture than cumulative perforations at high density (20 shots per meter and higher).

A detailed analysis of well productivity after abrasive fracturing operations was performed based on several

полученных СТОПов при этом был ниже, во-вторых, с тем, что трещины ГРП были очищены от полимера более эффективно, поскольку освоение скважин проводилось сразу после гидроразрыва, без длительных операций КРС между стадиями и без глушения скважин (соответственно, без загрязнения пластов и трещин жидкостями глушения).

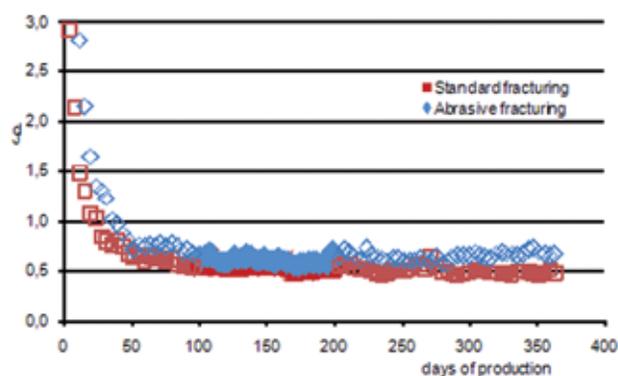
Наиболее показательным периодом для сравнения можно считать вторую сотню дней, когда приток уже установился, а пластовые давления еще не слишком различаются между скважинами (здесь расчеты проведены в предположении о постоянном пластовом давлении в скважинах за период, на месторождении эффективно действует система ППД). Преимущество в продуктивности скважин после абразивного ГРП за этот период в среднем составило 14% по сравнению со стандартным циклом заканчивания на соседних скважинах.

### ОПЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ АБРАЗИВНОГО ГРП ЧЕРЕЗ НКТ И ПАКЕР (AbrasiFRAC TT)

С каждым годом, наряду с бурением новых скважин, растет и количество реззек боковых стволов (ЗБС) на Приобском и Малобалькском месторождениях, которые в совокупности с несколькими стадиями ГРП в многопластовых залежах позволяют эффективно повышать выработку запасов нефти. Как уже было оговорено ранее, новые многопластовые скважины-кандидаты под «ускоренный» способ заканчивания многопластовых скважин с абразивным ГРП оборудуются ЭК повышенной прочности (марка «Е»). Однако реззка боковых стволов производится в основном из скважин действующего фонда, уже оборудованных стандартной ЭК марки «Д». Это потребовало модификации технологии абразивного ГРП.

Для того чтобы существенно расширить круг многопластовых скважин-кандидатов под «ускоренный» способ заканчивания, в 2010 году был осуществлен новый подход к одновременной работе флотов ГНКТ и ГРП, который здесь будет обозначен как «AbrasiFRAC TT» (TT – от англ. through tubing – через НКТ). Способ подразумевает выполнение аналогичных операций по абразивной резке и ГРП через нее с той разницей, что теперь они проводятся через колонну НКТ и специальный пакер, устанавливаемый лишь единожды над всеми пластами. Полный цикл заканчивания теперь можно описать так:

- шаблонировка и промывка эксплуатационной колонны силами бригады КРС;
- отбивка забоя по ГК и ЛМ силами расчета ГИС;
- спуск НКТ и посадка специального пакера выше верхнего продуктивного интервала;



**Рисунок 7 – Сравнение продуктивности скважин Приобского месторождения в безразмерных величинах ( $J_d$ ). Горизонтальная ось соответствует дням эксплуатации скважин. Синим цветом выделен осредненный режим работы скважин законченных по технологии AbrasiFRAC, красным цветом – законченных стандартным способом**

**Figure 7 – Abrasive fracturing consistently improves wells productivity in Priobskoe field**

locations of Priobskoe field that were drilled in 2009. Figure 7 compares dimensionless productivity  $J_d$  in wells after abrasive fracturing assisted by coiled tubing in 29 wells with that of 35 wells completed with a regular cycle where wells were prepared with workovers between the fracturing stages.

$$J_d = \frac{18.4 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})} \quad (1)$$

The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

The plot shows that abrasive perforations consistently increase well productivity over that of the cumulative perforation technique. This positive effect mostly correlates with the fact that abrasive perforations allow for more aggressive stimulation placement at lower screenouts rates, and coiled tubing allows for better and faster fracture cleanup as opposed to lengthy and damaging workover operations on the offset wells.

The most representative period on the plot is considered to be between Day 100 and Day 200, when the flow is already pseudostabilized on the one hand and formation pressures are still not that different between the wells on the other hand (calculations here are based on assumptions of constant formation pressure throughout the analyzed period, as an effective formation pressure maintenance program is ongoing). The advantage of the abrasive perforating and fracturing approach during this period is about 14% on average compared to the standard completion cycle with workover operations on offset wells.



- корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС, проведение ГПП;
- проведение ГРП через НКТ, изоляция открытого интервала осуществляется проппантной пробкой непосредственно в ходе закачки основной работы ГРП;
- нормализация ТЗ, проведение ГПП на вышележащий продуктивный интервал;
- проведение ГРП;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов;
- промывка ствола скважины прямой циркуляцией и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП;
- срыв пакера и подъем НКТ силами КРС. Спуск УЭЦН.

Основным требованием к пакеру является большой проходной диаметр для беспрепятственного спуска перфорационной КНК на ГНКТ в зону интереса. Сама компоновка низа колонны ГНКТ должна не только свободно проходить пакер и достигать необходимой глубины, но в то же время эффективно перфорировать ЭК, цементный камень и материнскую породу. Поэтому для ЭК, используемых в разработке Приобского и Мало-Балыкского месторождений с внешними диаметрами 102 мм (4"), 114 мм (4.5") и 146 мм (5.75"), был подобран специальный компактный перфоратор диаметром 54 мм (2.125"), который может быть оборудован тремя форсунками (фазировка 120°) Ø3,2 мм (0,125") или Ø 3,8 мм (0,141"). Полная КНК ГНКТ представлена на рисунке 8. Подобный опыт проведения ГРП после абразивной резки через НКТ был также ранее описан Шульцем Д. и др., 2007, где было продемонстрировано успешность метода и его преимущества по сравнению со спуском перфораторов на НКТ. Что касается специального устьевого оборудования, то оно не требуется. Монтаж ПВО ГНКТ или нагнетательных линий ГРП ведется прямо на задвижку ГРП, поочередный монтаж/демонтаж не отнимает много времени.

На базе сервисной компании в городе Пыть-Ях были проведены два моделирующих теста, для того чтобы оценить качество гидropескоструйной перфорации компактного перфоратора (Ø54 мм) в 102 мм (4") и 114 мм (4.5") хвостовиках и 146 мм (5 3/4") ЭК. Тесты проводились по сценарию, уже описанному выше для перфоратора Ø76 мм (3").

Немаловажным является тот факт, что проведение работ в боковых стволах, обсаженных 102 мм (4") или 114 мм (4.5") хвостовиками, возможно также и на колонне ГНКТ диаметром 38 мм (1.5"), которыми оборудовано большинство

## OPTION OF THE ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING THROUGH TUBING (APFTT)

Drilling new wells is not the only way to increase production; sidetrack drilling from existing wells in Malobalikscoe and Priobskoe fields is growing year to year. Together with several fracturing stages in multilayer formations, such approach allows for a significant increase of oil recovery. As described in the previous sections, new well candidates for APFTC technology had to be equipped with grade E casing. But sidetrack activity is done mostly in old wells with casing of regular strength (grade D). This required a modification in technology.

To significantly increase the candidate pool for the improved completion technique, a new approach to the abrasive fracturing process was developed in 2010 that provided an option to treat the wells through tubing and packers; for the sake of simplicity, this approach will be called "abrasive perforating and fracturing through tubing" (APFTT). The method assumes almost the same sequence as in the APFTC option, with the only difference that now perforating and fracturing operations are performed through tubing and packer, which is settled only once above all the intervals. The full completion cycle now can be described as follows (repetition of the perforating/fracturing cycle depends on the number of target zones):

- Workover scrapes casing and cleans out the well;
- Wireline tags the bottom depth;
- Workover runs tubing and special packer in hole and sets packer on top of all intervals;
- Coiled tubing correlates depth and performs abrasive jetting in bottom interval;
- Frac crew performs proppant stimulation job through casing, pumping sand plug right after last treatment stage;
- Coiled tubing removes excessive proppant (if necessary) and creates abrasive holes in next interval;
- Frac crew performs next fracturing treatment;
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen;
- Workover pulls packer and tubing out of hole, installs ESP.

The main requirement from the packer for such an application would be a sufficient inside diameter to ensure operations with the abrasive perforator below it. The BHA itself should not only fit the packer ID, but also ensure quality of perforating the casing, cement sheath, and rock in the near-wellbore area. Therefore, a special slim perforating tool with OD of 54 mm (2.125 in.) was selected for operations in Priobskoe and Malobalikscoe fields, and wells were equipped with casing sizes of 102 mm (4 in.), 114 mm (4.5 in.) and 146 mm (5.75 in.). The perforator still had three

установок ГНКТ в регионе. Это позволяет задействовать флот ГНКТ как в работах по освоению после ГРП стандартным способом, так и в работах с ГПП через ГНКТ, что обеспечивает лучшую утилизацию оборудования.

До сих пор нами проводились работы лишь в вертикальных и наклонно-направленных боковых стволах. Однако опция абразивного ГРП через НКТ может в перспективе применяться для многостадийных ГРП в горизонтальных стволах, подобный опыт был описан, например, Итибрутом Т. и др, 2010. Стендовые испытания также были уже проведены, и качество отверстий позволяет проводить операции описанным выше набором инструментов.

### СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБРАЗИВНОГО ГРП МЕЖДУ ОПЦИЯМИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ЧЕРЕЗ ЭК И НКТ

Для того чтобы сравнить эффективность по времени обоих вариантов абразивного ГРП, через колонну и через НКТ, были рассмотрены несколько трехпластовых скважин, в итоге порядок продолжительности операций для каждой из технологических опций, включая операции с КРС, может быть виден из рисунка 9.

В целом оба цикла занимают примерно одинаковое время (около 13–14 дней). Отличия же состоят в следующем: дополнительные работы по опрессовке ЭК перед монтажом, более длительный процесс промывки из-за дополнительной спуско-подъемной операции (СПО) перед освоением и глушением скважины силами ГНКТ в случае операций через ЭК; работы по посадке/срыву пакера и глушение силами КРС в случае операций через НКТ. В конечном счете вариант через НКТ при прочих равных условиях является более универсальным и может применяться как на любых скважинах-кандидатах, оборудованных ЭК марки «Д», так и на тех, которые оборудованы усиленной ЭК марки «Е», причем большой угол отклонения ствола скважины от вертикали не является препятствием для операций через НКТ. Последнее замечание справедливо ввиду того, что промывка ствола скважины от пропантанта после последнего ГРП осуществляется прямой циркуляцией на азотированной жидкости, а не обратной, как это предполагает способ заканчивания по колонне.

На данный момент способом, сочетающим совместную работу флотов ГНКТ и ГРП, закончены

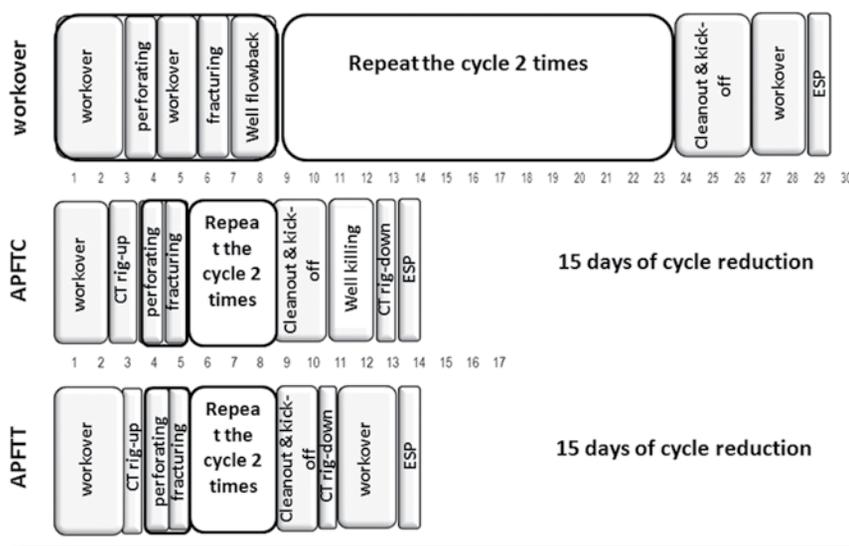
**Рисунок 8 – Компоновка низа колонны для технологии AbrasiFRAC TT, сверху вниз – внешний коннектор (57 мм), механический разъединитель (54 мм), перфоратор (54 мм), обратный клапан (54 мм), полнопроходная насадка (54 мм)**

**Figure 8 – BHA for APFTT applications. Dimple connector (57 mm), mechanical disconnect (54 mm), perforator (54 mm), reverse check valve (54 mm), bull nose (54 mm)**



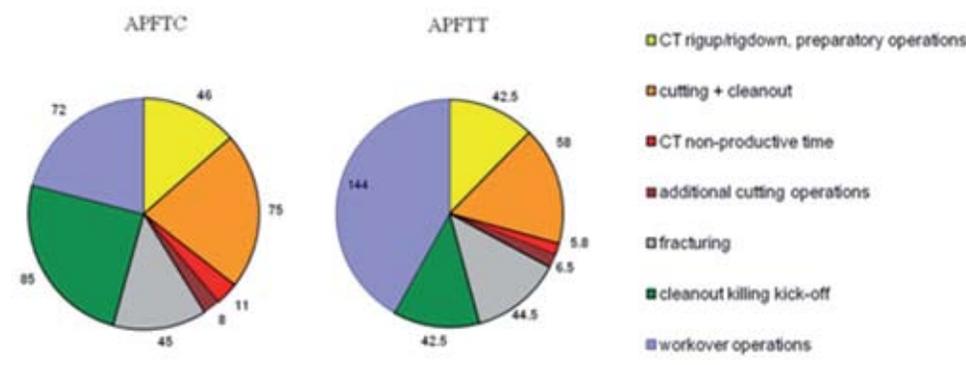
nozzles with 120 deg. phasing, with nozzle sizes either 3.2 mm (0.125 in.) or 3.8 mm (0.141 in.). A detailed drawing of the perforating BHA for APFTT applications is presented in Figure 8. The wellhead for APFTT has no requirements for specialized equipment as in the case of the APFTC option; because the BHA for the APFTT option is slim, it fits through a regular fracturing wellhead capable of withstanding high surface pressures. Because the BHA for the APFTT option is slim, it fits through a conventional fracturing wellhead, capable of withstanding high surface pressures. Assembly of the BOP and fracturing treating line is made directly to the fracturing wellhead. The repetitive change between CT and fracturing iron does not take much time.

The service company performed two modeling yard tests to estimate the quality of the slim hole perforating job in casing sizes of 102 mm, 114 mm, and 146 mm OD. Tests were conducted in similar



**Рисунок 9 – Сравнительный цикл операций заканчивания скважин с помощью КРС (сверху) и по технологиям AbrasiFRAC (в центре) и AbrasiFRAC TT (снизу). Сокращение цикла по сравнению с операциями КРС для обеих опций AbrasiFRAC составило 15 дней**

**Figure 9 – Workover completion techniques typically require twice the time of APFTC and APFTT**



**Рисунок 10 – Сравнение затрачиваемого времени (в часах) на стадии в цикле AbrasiFRAC (слева) и AbrasiFRAC TT (справа). Перевод стадий сверху вниз: ПЗР ГНКТ; резка + промывка; собственные простои; перерезка; ГРП; промывка, освоение, глушение; ПЗР КРС**

**Figure 10 – Comparison in time requirements per stage of abrasive fracturing options in typical three-layer wells**

95 многопластовых скважин. Более чем на 30 из них применялась опция абразивного ГРП через НКТ и пакер. Более детальный расклад в затраченных часах на каждый вид операций по обеим технологическим опциям для типичной трехпластовой скважины можно видеть на рисунке 10. Статистика проведенных операций подтверждает, что подготовительные работы, промывка и освоение не требуют дополнительного времени с увеличением количества ГРП, а процесс ГПП с промежуточной нормализацией забоя и закачка ГРП занимают время, пропорциональное количеству зон интереса.

В таблице 3 приведен анализ эффективности по времени, из которого видно, что цикл заканчивания многопластовых скважин сокращен на 50% и более с помощью привлечения ГНКТ.

### ОПИСАНИЕ ВОЗНИКАВШИХ ПРОБЛЕМ И СПОСОБОВ ИХ РЕШЕНИЯ

Как уже отмечалось, на данный момент введены в эксплуатацию более 65 и 30 многопластовых

conditions as described for the APFTC option with a perforator of 76 mm OD. Conveniently, the APFTT applications in casing sizes of 102 mm (4 in.) and 114 mm (4.5 in.) can use coiled tubing of 38 mm (1.5 in.), which simplifies operations because most of the fleets in a region have this particular size of coiled tubing. Thus, the same fleet can perform standard wellbore cleanout operations and be used in abrasive perforating and fracturing applications without lengthy spooling procedures.

So far, experience has been limited to vertical and deviated sidetracks applications. But in future, it is possible to perform multistage fracturing operations in horizontal sidetracks through tubing and packer set in the main casing. An example of such an application was described by Itibrout et al, 2010. Respective yard test have been performed and the results allow for horizontal applications with the same set of equipment.

### EFFECTIVENESS COMPARISON BETWEEN APFTC AND APFTT TECHNOLOGICAL OPTIONS

To compare effectiveness of the two options of abrasive fracturing technology (through casing and through tubing), we analyzed several representative three-layer wells. Figure 9 shows the typical operational sequence and duration for the different completion scenarios.

Thus, both APFTC and APFTT have similar completion cycle length (~13 to 14 days). The differences are as follows: for the APFTC option, additional procedures for casing pressure tests before the coiled tubing rig-up and a longer cleanout process

**Таблица 3 – Сравнение продолжительности цикла заканчивания новых скважин (дни)**  
**Table 3 – Comparison of the New Well Completion Cycle Duration, Days**

Количество пластов Layers	Стандартный ГРП Standard fracturing	Абразивный ГРП Abrasive perforating and fracturing	Ускорение цикла Cycle reduction
2	24	12	12
3	29	14	15
4	34	17	17
5	39	19	20

скважин по технологиям абразивного ГРП через ЭК и НКТ соответственно, общее количество интервалов, где проведена абразивная резка и закачаны ГРП, более 250. За четыре года накоплен значительный опыт такого рода операций, а также проанализированы и решены возникавшие в процессе работы проблемы. В данном разделе авторы хотели бы остановиться на некоторых из них более детально, поскольку они могут проявиться и в других проектах, где уже разработанные решения могут быть успешно адаптированы.

Первое, с чем пришлось столкнуться, это неудовлетворительное качество перфорации при проведении ГПП в течение 7 минут на каждой станции. Время резки было увеличено до 10 минут (а в случаях сложной геологии до 15 минут), и этого оказалось достаточно для обеспечения хорошего сообщения ствола скважины с пластом.

В 2010 и 2011 годах большинство скважин-кандидатов под абразивные ГРП находились в зонах сложной геологии (наличие мощных глинистых перемычек между продуктивными пропластками, малая мощность пластов, повышенные напряжения пластов, и т.д.), что привело к резкому ухудшению качества абразивной резки, а также повышенному проценту преждевременных остановок закачки при работах по гидроразрыву пластов. Нарботанного успешного опыта предыдущего периода оказалось недостаточно для успешного заканчивания скважин в усложнившихся условиях. Последующие 50 стадий ГРП на двадцати скважинах имели повышенный процент СТОПов, порядка 14% в сравнении с 6% по предыдущему периоду; кроме того, значительно увеличилось количество повторных абразивных резок по причине плохого качества перфорации, устанавливаемого при закачке мини-ГРП. Таким образом, качество абразивной перфорации стало ниже, чем кумулятивной в таких условиях, требовались меры по улучшению всего процесса абразивного ГРП.

Первоначальные расчеты максимального давления гидроразрыва проводились, основываясь на напряжении пластов порядка 350–380 атм в 2008 году, соответственно, приобретенная специальная устьева арматура выдерживала давления до 350 атм, чего на устье было вполне достаточно (с учетом гидростатики на забое можно было достигать до 600 атм). Однако в последние годы геологические условия зачастую выражались в напряжении пород более 400 атм, в отдельных случаях до 450 атм. Даже учитывая положительное влияние абразивной перфорации на снижение давления гидроразрыва породы, из-за ограничения поверхностного

to complete an additional run-in-hole operation and well-killing operations; for the APFTT option, workover operations to run the tubing and packer in and out of hole and killing the well with a workover. A more detailed review in hours for a typical three-layer well completion for both options can be seen from Figure 10, which is based on statistical analysis. Finally, assuming the rest of conditions are the same, the option through tubing will have an advantage because it can be implemented into wells with regular grade D casing. Also, this option does not have limitations on well deviation due to the fact that wellbore cleanout is conducted with direct flow and not reversed, as in case of proppant removal from a well through casing.

Statistical analysis of these treatments also confirms that preparatory work, cleanouts, and well kickoff do not require additional time with increased number of layers, when the total duration of cutting operations and fracturing treatments is proportional to number of intervals.

At this moment, 95 wells have been completed with a combination of coiled tubing and stimulation. More than 30 of them were done by applying the APFTT option. Table 3 has summary details on the average effectiveness of the abrasive perforating and fracturing approach for different numbers of layers in the wells. It shows that overall cycle reduction is 50% and higher in cases of coiled tubing assistance in well-completion operations.

## DESCRIPTION OF TYPICAL PROBLEMS AND PROPOSED RESOLUTIONS FOR ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING

As already described, 65 wells have been completed with abrasive jetting followed by fracturing operations through casing and 30 through tubing with packers. The total number of stages with abrasive jetting and fracturing exceeds 250. During 4 years of these operations, rich experience was acquired and several problems were thoroughly analyzed and resolved. This section is aimed at describing some of the problems, which are thought as typical and may occur in similar projects in other fields. The solutions developed by the operation team may be applicable, as well.

The first problem to occur was lack of perforating quality when only 7 minutes per station was designed in the few first wells. Time of jetting per station was increased to 10 minutes (and up to 15 minutes in cases of poor geology), which proved to be sufficient during the remaining operations.

In the period of 2010–2011, a majority of wells completed with the abrasive perforating and fracturing technique were drilled in the areas of complicated geology (thick shale barriers in between sandstones, small pay thickness, excessively high



давления в отдельных случаях либо не удавалось инициировать трещину ГРП, либо рабочее давление превышало максимальное возможное еще на стадии закачки сшитой жидкости, до начала размещения проппанта. Повторная резка перфораций редко помогала в таких случаях. Более эффективным оказался отказ от закачки мини-ГРП с целью минимизировать насыщение пласта и как можно скорее начать закачку проппанта, которая за счет увеличения гидростатики увеличивала резерв давления на забое. Однако надежным решением данной проблемы может являться либо переход по таким скважинам на технологию абразивного ГРП через НКТ (где не требуется специальной увеличенной арматуры, а применяется стандартная арматура ГРП, выдерживающая давления до 700 атм), либо заказ специальной арматуры для опции заканчивания через колонну, но еще более прочной. Рекомендуется изначально обеспечивать запас прочности всего заказываемого оборудования на случай повышения давлений гидроразрыва в будущем.

Кроме высоких напряжений пластов, значительной проблемой оказалась их высокая степень разобшенности, наличие глинистых перемычек и малая мощность отдельных продуктивных интервалов. По сути, обширный интервал зачастую имеет несколько продуктивных пластов, каждый из которых обладает малой мощностью, а между пластами залегают значительные глинистые перемычки. В таких условиях ГРП далеко не всегда удавалось закачать по плану, увеличился процент СТОПов, так же как и процент неудачных резок, приходилось резать несколько раз, перед тем как наконец мини-ГРП показывал приемлемое качество сообщения скважины с трещиной. Был сделан вывод, что каверна, прорезанная в глинистой перемычке, не обеспечивает качественной связи с трещиной и гидроразрыв либо не происходит вообще, либо остается высокий риск получения СТОПа при закачке проппанта через такие каверны. Единственным решением данной проблемы явилось увеличение плотности станций абразивных перфораций. Опираясь на тесты, проведенные для оценки износоустойчивости гидропескоструйного перфоратора, на заключение от разработчиков оборудования и на данные, полученные опытным путем, был рассчитан средний максимальный ресурс гидропескоструйного перфоратора в условиях непрерывной закачки. Эта цифра для скважинных условий Приобского и Мало-Балыкского месторождений составляет порядка 2,5 часов. Такой подход позволял производить до 15 станций (45 перфорационных отверстий) ►

rock stresses, etc.), which led to significant quality reduction in abrasive perforating and caused many screenouts during fracturing treatments. Previously developed approaches did not guarantee success of operations in reservoirs of lower quality. The first 50 fracturing operations in such geological environments had a very high screenout ratio of 14% compared to 6% for the previous year; and much more often than previously, during 2010 abrasive jetting had to be repeated in the same interval after unsuccessful fracturing attempts. Thus, the quality of abrasive jetting became lower than that of cumulative perforation in such geological conditions; special measures were necessary to improve an approach.

Initial maximum fracturing pressure calculations were based on rock stresses about 350 to 380 atm in 2008, so the wellhead pressure for APFTC operations was rated 350 atm, which was more than enough at the surface (with hydrostatic head it was possible to reach pressure up to 600 atm bottomhole). But rock stresses increased, and during later years their values exceeded 400 atm in many wells, reaching 450 atm in some. In some other cases, pressure limitations led to fracturing treatment termination at the pad stage, when crosslinked gel was entering the fracture before proppant stages would have been pumped. Repetitive abrasive cutting helped in few cases only. More effective was a decision to get rid of calibration stages on such formations, with the goal to minimize the volume of injected fluid and start pumping proppant slurry as soon as possible, which would increase hydrostatic pressure, thus reducing surface pressure. However, a more reliable solution in this case would be either to switch to the APFTT option, which does not require a special wellhead, and use a regular fracturing head capable of withstanding pressure of up to 700 atm, or alternatively, order a new special wellhead with pressure rating of up to 700 atm with increased ID to let the APFTC abrasive gun go through. A significant safety factor in the pressure limitation is recommended to allow for the possibility of fracturing pressure increase.

Apart from the high stresses of the formations, the high degree of interlayer shale content and small pay thickness was a separate but considerable problem. In fact, the thick interval often had several thin layers of sandstones with thick shale barriers in between. In such conditions, the fracturing treatments often screened out and the abrasive perforation failure ratio increased dramatically. Several abrasive jetting attempts were performed before an injection test finally showed satisfactory connection between wellbore and fracture. A conclusion was made that in a shaly layer there was not provided an adequate connection between the well and the fracture, leading to failure in fracture initiation or high risk of proppant admittance failure during the treatment. ►

абразивной резки без дополнительного подъема ГНКТ для смены перфоратора.

В приведенных способах заканчивания многопластовых скважин корректировка глубины ГНКТ при отбивке текущего забоя в начале работы производится по известным данным ГИС. Все глубины, на которых будет в дальнейшем проведена абразивная резка, отмечаются на ГНКТ с учетом этой корректировки. Если первоначально бригада КРС некачественно произвела промывку ЭК, то прибор ГИС разгружается на несколько метров выше, чем подвеска НКТ. Так как глубина ГНКТ корректируется по заведомо ложной глубине текущего забоя, то ГПП через ГНКТ проводится выше продуктивного интервала. Особенно критично данная проблема проявилась в пластах с малой мощностью. Единственным решением стало ужесточение контроля за качеством работ бригад КРС по промывке забоя ЭК.

Все изложенные проблемы выражались не только в потере качества, но и в значительном увеличении непроизводительного времени бригад ГНКТ и ГРП. Например, флот ГРП должен был монтироваться, произвести мини-ГРП, результатом которого оказывалось плохое качество сообщения с пластом, демонтироваться и ожидать операции по повторной резке каверн, после чего вновь монтировался на скважину и проводил повторный мини-ГРП на той же зоне.

Для минимизации непродуктивного времени и затрат на работы флота ГРП была введена практика нагнетательного теста силами флота ГНКТ, определены параметры нагнетательного теста и по его результатам – критерии оценки качества перфорации. То есть насосами флота ГНКТ производился гидроразрыв пласта, записывались данные по давлениям, которых в большинстве случаев оказывалось достаточно для определения качества перфорации. В случае негативного результата по гидроразрыву пласта силами ГНКТ не было необходимости в длительных операциях по мини-ГРП, а сразу производилась повторная резка. В качестве эталонного нагнетательного теста может быть использован пример из рисунка 11. Нагнетательный тест закачивается в затруб ЭК/ГНКТ (или НКТ/ГНКТ, если операции проводятся через пакер и НКТ), когда колонна ГНКТ установлена над перфорацией, скважина закрыта. При постоянном расходе (порядка 500 л/мин) жидкость нагнетается в пласт, фиксируется гидроразрыв, закачка продолжается 5–10 минут дополнительно, после чего подача жидкости мгновенно останавливается и происходит мониторинг давления. Критерием успешной перфорации является наличие двух составляющих:

The resolution for this was an increase of abrasive stations density. Based on the abrasive gun yard tests, the gun developer's conclusions, and field data, the total life of the perforator was determined to be 150 minutes for Priobskoe and Malobalikscoe field conditions assuming uninterrupted cutting. Such an approach enables jetting up to 15 stations per run (45 abrasive holes).

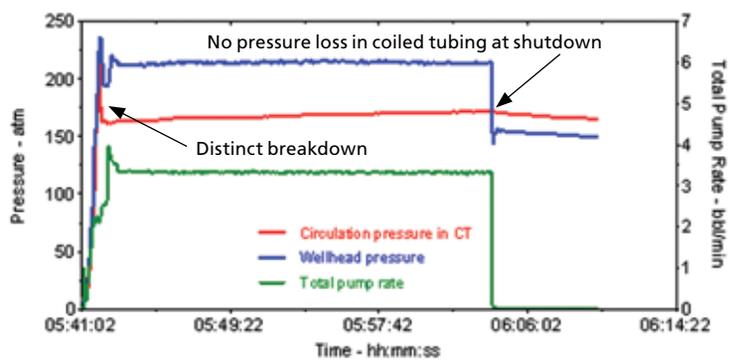
In our approach to multilayer well completions, we correlated completion depth and marked target depths on the coiled tubing by using wireline measurement data. However, if the initial cleanout process was poor, the wireline tool tends to stick a few meters above the actual well bottom, causing coiled tubing depths to be correlated wrong and perforations to be made above the target. This problem is particularly critical in the case of thin productive layers. A solution to this problem is enforcing proper control measures over the quality of initial well cleanouts by workover rigs.

All of the problems listed above led not only to lack of quality, but also to significant increases of nonproductive time for fracturing and coiled tubing fleets. For example, the fracturing fleet was required to rig up, perform injection and calibration tests to identify a low-quality connection between a well and a fracture, rig down, and wait until the coiled tubing crew repeated an operation of abrasive jetting, after which the fracturing fleet would perform another test on the same zone.

In order to minimize non-productive time and costs associated with the fracturing fleet operations, a procedure for injectivity tests by coiled tubing equipment was introduced and criteria developed to identify perforations quality based on results of injectivity test. Thus, formation breakdown is initiated with the coiled tubing pump, the coiled tubing acquisition system recorded the pressures history, which was sufficient in most of the cases to make decisions on perforating job quality. In case of a negative result during the injectivity test made by coiled tubing, there was no need to rig-up the fracturing equipment and perform datafrac procedures, instead a repetitive abrasive jetting was started immediately. An example of such CT injectivity test is given in Figure 11.

A coiled tubing injectivity test is performed by pumping fluid into the annular space (CT/casing for APFTC or CT/frac string for APFTT applications), while coiled tubing is above the perforations interval and the well is shut in. Under constant rate (about 500 lit/min), fluid is injected into the formation, a breakdown event is recognized, and pumping continues for another 5 to 10 minutes, followed by instant shut down of the pumps to monitor the pressure response. A successful perforating result depends on a combination of the two following requirements:

- Distinct formation breakdown (pressure rise in



**Рисунок 11 – Пример нагнетательного теста через ГНКТ. Критерии для признания его успешным выделены на рисунке: слева – выраженный рост давления при гидроразрыве, справа – отсутствие потерь на трение в ГНКТ в момент останова закачки**

**Figure 11 – A successful coiled tubing injection test shows a distinct pressure breakdown soon after injection begins with no pressure loss in the coiled tubing when injection is stopped**

- выраженный гидроразрыв пласта (рост давления в начале закачки с резким и отчетливым его снижением сразу после гидроразрыва);
- отсутствием потери на трение в призабойной зоне сразу после останова насосного агрегата. Перепад между давлением внутри ГНКТ до останова закачки и после отвечает за потери на трение в перфорации (поскольку трение внутри ГНКТ отсутствует и до и после закачки теста). Соответственно, мгновенный перепад давления внутри ГНКТ более чем на 10–15 атм означает высокое сопротивление потоку через отверстия и требует повторной резки.

В итоге после введения вышеописанных мер нам удалось значительно улучшить качество технологии абразивного ГРП и практически полностью ликвидировать непроизводительное время флотов. За последние 9 месяцев таким образом было проведено 100 операций по абразивной резке и гидроразрыву, из которых лишь 2 ГРП закончились СТОПом.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ ПО ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC

Представлен опыт по внедрению и эксплуатации технологии ускоренного заканчивания многопластовых скважин Приобского и Малобалькского месторождений с привлечением комплекса ГНКТ с целью проведения абразивной перфорации и подготовительных и заключительных работ в скважинах в процессе многостадийного ГРП. Приведены опции таких операций через колонну (65 скважин) и через НКТ и специальный пакер (30 скважин). Представлен

the beginning of the injection with abrupt drop immediately after).

- No pressure loss in the near-wellbore area, which can be indicated by pressure readings in CT at the shut in event. The pressure difference inside the coiled tubing before and after the pumps are shut in is responsible for friction pressure in the perforations area (as there is no fracture pressure inside coiled tubing before and after shut in). Consequently, an instant pressure drop of 10 to 15 atm and bigger will mean excessive pressure loss in perforations and will require a repeat of the perforating attempt.

As a result of all measures described above, the quality of abrasive perforating and fracturing technology was increased significantly and almost entirely avoids non-productive time. Resulting in a total of 100 operations performed with abrasive jetting followed by fracturing operations during last 9 months, with only 2 screenout events.

## CONCLUSIONS ON ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING OPERATIONS

This paper describes a 4-year implementation of coiled tubing abrasive perforating and fracturing in multilayer wells, including fracturing through casing (65 wells) and through tubing and special packer operations (30 wells). It describes the completion cycle and well preparations between fracturing treatments, including an overview of technological problems and solutions, along with a method to control abrasive perforation quality immediately after jetting.

- The well completion cycle was reduced by more than 50% (or 14 days) on average. This reduction in completion cycle time was achieved by removing the requirement to run the frac string and packer in and out of hole between fracture each operation because coiled tubing can perform these operations in the well under pressure (as opposed to workover operations that can start only after the well has been flowed back and pressure released).
- Well productivity after abrasive perforating and fracturing operations assisted by coiled tubing is higher than in offset wells completed by separate perforation and workover operations between the stimulation treatments. One advantage of abrasive perforating and fracturing is that the productivity of the wells may reach up to 14% in formations with high reservoir quality where an aggressive fracturing schedule can be placed. Another contributing factor is a better and faster fracture cleanout process in coiled tubing-assisted operations as opposed to long workover cycles and damaging well-killing operations.
- The final approach to the abrasive perforating

детальный обзор возникавших технологических осложнений и методов их разрешения. Описан метод контроля качества резки непосредственно после ее проведения методом закачки нагнетательного теста ГНКТ и его интерпретацией.

- Сокращение цикла заканчивания скважин составило в среднем чуть более 50% (или 14 дней). Сокращение происходит за счет отсутствия в необходимости работ КРС по спуску и подъему НКТ и пакера каждый раз между интервалами; за счет отсутствия необходимости длительного стравливания скважин после ГРП для проведения операций на ней (поскольку ГНКТ может проводить все виды работ на скважинах при избыточном давлении); а также за счет отсутствия дополнительной мобилизации и монтажа флота для освоения скважины, поскольку тот же флот ГНКТ способен незамедлительно приступить к промывке и освоению скважины после операции по гидроразрыву верхнего пласта.
- Продуктивность скважин после проведения операций ГРП с привлечением ГНКТ превосходит продуктивность скважин из окружения, где были проведены стандартные отдельные ГРП с работой КРС между стадиями. Преимущество в продуктивности скважин может достигать 14% в пластах с хорошими геологическими условиями, где абразивная перфорация позволяет закачивать более агрессивные дизайны ГРП. Увеличение продуктивности связано еще и с лучшей отработкой трещин от полимерного загрязнения за счет своевременного освоения с помощью ГНКТ, а также с отсутствием продолжительных операций по глушению скважин во время операций КРС.
- Окончательный технологический подход даже в сложных геологических условиях позволил снизить процент СТОПов при ГРП до 2% и значительно снизить непроизводительное время флотов ГНКТ и ГРП. ☉

and fracturing process allows for significant service quality improvement even in low-quality reservoirs. Screenout ratio can be reduced to 2% and nonproductive time of coiled tubing and fracturing fleets can be significantly reduced. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

Cobbett, J.S. 1991. Sand Jet Perforating Revisited. SPE Drill. & Completion 14(1): 28:33.

Dotson, T., Farr, J., and Findley, E. 2009. Advances in Sand Jet Perforating. Paper SPE 123569 presented at the Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 14-16 April.

Itibout, T., Blevins, J., Yates, M., et al. 2010. Abrasive Jet Perforating and Fiber-Enhanced Proppant Plug Isolation Improve Efficiencies in Multistage Horizontal Completions. SPE paper 135413 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 20-22 September.

Nikitin, A., Pasyukov, A., Makarytchev, G., et al. 2006. Differential Cased Hole Sonic Anisotropy for Evaluation of Propped Fracture Geometry in Western Siberia, Russia. Paper SPE 102405 presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.

Nikitin, A., Shirnen, A., and Maniere, J. 2007. Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oilfields at Rosneft Company. SPE 109909 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November

Ousterhout, R.S. 1961. Field Applications of Abrasive-Jetting Techniques. Journal of Petroleum Technology, 13(5): 413: 415.

Pittman, F.C., Harriman, D.W., and St. Cloud J.J. 1961. Investigation of Abrasive-Laden-Fluid Method For Perforation and Fracture Initiation. Journal of Petroleum Technology 13(5): 489:495.

Solares, J.R., Amorocho, J.R., and Bartko, K. 2009. Successful Field Trial of Novel Abrasive Jetting Tool Designed to Create Large Diameter-Long Cavities in the Formation to Enhance Stimulation Treatments. SPE Paper 121794 presented at SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference, The Woodlands, Texas, USA, 31 March - 1 April.

Timonov, A.V., Zagurenko, A.G., Hasanov, M.M., et al. 2006. System Approach to Hydraulic Fracturing Optimization in Rosneft Oilfields. Paper SPE 104355 presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА  
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
(Национальный исследовательский университет)  
НОЦ «Промысловая химия»  
Московское химическое общество имени Д.И. Менделеева

VII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», посвященная 85-летию кафедры органической химии и химии нефти, состоится 28-29 июня 2012 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина, по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65.

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Адрес оргкомитета конференции:

119991, В-296, ГСП-1, Москва, Ленинский проспект, 65, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, кафедра органической химии и химии нефти, оргкомитет конференции.  
E-mail: npch@gubkin.ru  
Факс: (499)135-11-92



Гусеничные экскаваторы Husky 4



Гибридные колтюбинговые установки

Канадская компания «Формост Индастриз», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по проектированию и производству высококомбинированной вездеходной техники, а также бурового оборудования, используемого в нефтегазовой и горной отраслях, для бурения скважин на воду и геологоразведочных работ.

## FOREMOST

«Формост» – это:

- Колесные и гусеничные транспортеры повышенной проходимости с грузоподъемностью от 1 до 40 т;
- Буровые установки для бурения стандартными бурильными трубами;
- Гибридные колтюбинговые установки грузоподъемностью от 75 до 300 т;
- 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, бурильные трубы с обратной циркуляцией.



Мульчеры Nokatic



Верхние приводы

## FOREMOST

ООО «Формост Мелони Индастриз Лимитед»  
119180, РФ, Москва,  
ул. Малая Полянка, 12А, офис 11  
Тел.: +7 (495) 234 98 16  
E-mail: foremost@comail.ru  
Web-site: www.foremost.ca

# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ: СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК

## IMPLEMENTATION OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY TO ENHANCE LIQUID HYDROCARBON PRODUCTION FROM A MATURE OIL FIELD IN THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN – NORTH URTABULAK: A CASE STUDY

Стив ЭЛЛИОТ, менеджер по развитию проектов Tethys Petroleum Limited  
Steve ELLIOTT, General Manager of Tethys Production Uzbekistan

*Стив Эллиот, менеджер по развитию проектов Tethys Petroleum Limited (часть группы компаний Tethys Petroleum). До перехода в Tethys Стив работал в группе компаний Baker Hughes в течение 22 лет на проектах на Северном море, в Африке и недавно – в Центральной Азии. Стив обладает обширными знаниями и опытом в области проведения буровых работ, а в последнее время и управления проектами, проведения и координации интегрированных сервисных контрактов.*



*Steve Elliott is currently General Manager of Tethys Production Uzbekistan (Part of The Tethys Petroleum Group of Companies). Prior to joining Tethys, Steve was with the Baker Hughes Group of Companies for 22 years, working in the North Sea, Africa and latterly Central Asia. Steve has detailed knowledge and experience of drilling operations, with recent focus on project management and the execution and co-ordination of Integrated Services contracts.*

### МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЗРЕЛОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

Эффективность технологии радиального бурения уже давно считается спорным вопросом в отрасли. В атмосфере этих противоречий Tethys Petroleum Limited в 2010 году начала кампанию по внедрению технологии радиального бурения с целью повышения нефтеотдачи на месторождении в поздней стадии разработки в Республике Узбекистан. Для Узбекистана это первый опыт использования данной технологии.

Компания Tethys Petroleum Limited занимается разведкой и добычей нефти и газа. В настоящее время в центре внимания компании – Центральная Азия и принадлежащие Tethys Petroleum проекты в Казахстане, Таджикистане и Узбекистане. Это единственная независимая компания, которая работает во всех этих трех республиках.

Нефтяное месторождение Северный Уртабулак находится на юге Узбекистана и было открыто в 1972 году с геологическими запасами нефти приблизительно 124,2 млн баррелей. На сегодняшний день на структуре пробурено 119 скважин, и остаточные запасы, по оценкам специалистов, составляют 7,3 млн баррелей.

Месторождение представляет собой карбонатную

The effectiveness of radial drilling technology has long been a contentious issue within our industry, and it was into this climate of controversy that Tethys Petroleum Limited in 2010 embarked upon a campaign of radial drilling to enhance oil recovery from a mature oil field in the Republic of Uzbekistan. This would be the first application of radial drilling technology in Uzbekistan.

Tethys Petroleum Limited is an oil and gas exploration and production company currently focused on Central Asia with projects in Kazakhstan, Tajikistan and Uzbekistan. It is the only independent oil and gas company operating in all three Republics.

The North Urtabulak oil field in southern Uzbekistan was discovered in 1972, with calculated oil in-place of approximately 124.2 million barrels (“MMbbls”). To date, 119 wells have been drilled on the structure, and remaining oil thought to be in the region of 7.3 MMbbls.

The field is a carbonate reef structure of Jurassic age, with an average reservoir thickness of approximately 320 m.

In March of 2010, Tethys Petroleum Limited via its subsidiary Tethys Production Uzbekistan acquired the Contractor rights to the North Urtabulak Production Enhancement Contract, whereby the Contractor is obligated to implement new technologies and

рифтовую структуру Юрского возраста, со средней мощностью пласта около 320 м.

В марте 2010 года Tethys Petroleum Limited через свое дочернее предприятие Tethys Production Узбекистан приобрела права подрядчика по договору об увеличении добычи на Северном Уртабулаке, согласно которому подрядчик обязуется внедрить новые технологии и методики повышения добычи жидких углеводородов на месторождении Северный Уртабулак. В свою очередь, подрядчик получает право на получение своей доли увеличенной (приращенной) добычи. Модель пласта Северного Уртабулака, созданная Tethys Petroleum при помощи программного обеспечения Petrel/Eclipse в 2010 году, показала присутствие значительных запасов оставшейся нефти, большая часть которых оказалась «защемленной» между существующими скважинами. Ситуацию осложняли многочисленные повреждения призабойной зоны скважин и истощенное на данный момент давление пласта на месторождении Северный Уртабулак.

В таких условиях требовалось найти решение, при котором оставшиеся запасы нефти могли быть извлечены наиболее рентабельным способом. Tethys Petroleum и ее предшественники по договору о повышении нефтеотдачи совместно с государственной нефтяной компанией «Узбекнефтегаз» ранее уже использовали технологии горизонтального бурения и резки боковых стволов с целью извлечения дополнительных запасов нефти. Тем не менее эти капиталоемкие и довольно рискованные методы были признаны экономически неэффективными в условиях месторождения Северный Уртабулак, учитывая его истощенность. Также на месторождении предпринимались попытки стимулирования притока нефти при помощи кислотной обработки, но результаты показали, что стимулирующий раствор распространялся по пути наименьшего сопротивления, то есть устойчиво по нижележащим продуктивным зонам пласта. Учитывая вышесказанное, ожидалось, что радиальное бурение позволит компании Tethys более эффективно и точно получить доступ к защемленной нефти и/или к тем углеводородам, которые ранее были недостижимы.

Основной областью использования радиального бурения до сегодняшнего дня были малодебитные и истощенные месторождения с низкой производительностью и неглубокими (менее 2750 м) скважинами. В радиальном бурении эффективно используется модифицированная технология гибкой НКТ для бурения боковых стволов диаметром 50 мм и протяженностью до 100 м от основного ствола. Основная цель этого метода заключается в улучшении производительности основной скважины за счет бурения радиальных стволов за пределы поврежденной призабойной зоны и обеспечении



new techniques to enhance liquid hydrocarbon production from the North Urtabulak field. In return the Contractor receives an allocation of this increased (incremental) production.

A Petrel/Eclipse reservoir model of North Urtabulak commissioned by Tethys Petroleum in 2010 indicated the presence of significant volumes of remaining oil in place, much of which was ‘trapped’ between existing wells – a situation exacerbated by severe near-wellbore skin damage and the currently pressure-depleted condition of the North Urtabulak reservoir. A solution was therefore required whereby these remaining oil reserves could be accessed in a cost-effective manner.

Tethys Petroleum and its contractual predecessors to the Production Enhancement Contract with the state-owned oil company Uzbecneftegaz, had previously implemented horizontal drilling and sidetracking technologies as means of accessing additional oil reserves. However, these capital intensive and relatively high-risk technologies were no longer considered to be cost effective for the North Urtabulak reservoir in its current state of depletion. Similarly, acid stimulation of the reservoir had also been attempted at North Urtabulak, although it was found that the stimulation fluid tended to follow the path of least resistance, which is invariably into the lower productivity zones of the reservoir. It was therefore hoped that radial drilling might allow Tethys to more efficiently and more accurately access trapped and/or previously inaccessible hydrocarbons.

Radial drilling's principal application to date

доступа к недренируемым участкам пласта. В настоящее время эта технология применяется только в вертикальных или почти вертикальных скважинах, хотя продолжаются исследования по доработке этой технологии для использования в наклонных и горизонтальных скважинах. Решения по выбору скважин-кандидатов принимаются совместно оператором и подрядчиком по радиальному бурению, в основном в зависимости от механического состояния скважины и ее производственного потенциала.

При выборе скважин-кандидатов для радиального бурения принимаются в расчет следующие ключевые моменты.

### МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

**Размер колонны.** Существующее на сегодня оборудование для радиального бурения позволяет работать в колоннах наружным диаметром 5-1/2 дюйма и выше. Оборудование также позволяет работать в открытых стволах номинальным диаметром 4-1/2 дюйма или выше.

**Несколько обсадных колонн.** Существующая система радиального бурения позволяет вырезать окна только в одной колонне. Фрезеровка через несколько обсадных колонн невозможна, учитывая существующую систему фрезеровки.

**Марка колонн.** Долота из карбида вольфрама, используемые для фрезеровки окон в колонне могут быть использованы только в обсадных колоннах марки N-80 (категория «Д» в российской классификации) или ниже.

**Толщина стенки колонны.** При нынешней конструкции возможна фрезеровка колонны с максимальной толщиной 10 мм.

**Цемент за колонной.** Для успешной фрезеровки окна в колонне оборудованием радиального бурения необходимо хорошее сцепление цемента между колонной и породой. При слабой цементации могут возникать сложности или сбои при гидравлической промывке. Качество цементажа обычно оценивается при использовании АКЦ.

**Наклон скважины.** Поскольку радиальное бурение использует эффект гравитации, уклон скважины не должен превышать 60 градусов от вертикали.

**Глубина скважины.** Существующая система способна работать при максимальной глубине скважины 3000 м.

**Шурф в скважине.** Для осаждения вымытого шлама под отклонителем необходим шурф глубиной 10 м.

**Температура на забое скважины.** Не должна превышать 120 °С.

**Давление на забое скважины.** Не должно превышать 6500 psi (фунтов на кв. дюйм).



has been in marginal and mature fields with low productivity and shallow (<2750 m) wells. Radial drilling effectively applies modified coiled tubing technology to penetrate lateral holes of 50 mm in diameter up to 100 m from the original wellbore. The principal objective of this technique is to improve the production profile around the original wellbore by penetrating beyond the damaged skin zone and by accessing trapped pockets of hydrocarbons. At present this technology can only be applied in vertical (or near-vertical) wells, although research is ongoing to adapt this technique to deviated and horizontal wells. Suitable well candidates for radial drilling are mutually agreed between the operator and the radial drilling contractor, based principally upon the mechanical condition of the well and its production potential.

The principal factors to be taken into consideration when selecting suitable well candidates for radial drilling operations are as follows.

### MECHANICAL FACTORS

- **Casing Size:** The current radial drilling equipment can operate in production casing sizes of 5-1/2" OD or greater. The equipment can also operate in 4-1/2" or greater in-gauge open hole.
- **Multiple Casing Strings:** The current radial drilling configuration can only penetrate single strings of casing. Overlapping casing strings cannot be milled with the existing cutting system.
- **Casing Grade:** The tungsten carbide bits used to mill casing exits are limited to casing grades of N-80 (Russian grade 'D') or less.
- **Casing Wall Thickness:** In its current design, the maximum casing wall thickness able to be milled is 10 mm.
- **Casing Cementation:** In order to successfully initiate a casing exit, the radial drilling equipment requires a good cement bond between the casing and the



## ПЛАСТОВЫЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

**Наклонные пласты.** Пласты с большим углом падения в целом не подходят для радиального бурения, особенно те, где наблюдается разная пористость между близлежащими пластами.

**Несогласные напластования.** Фациальные изменения, выклинивания и несогласные напластования обычно приводят к задержкам или полной остановке процесса промывки.

**Минерализация.** Известковая или кремниевая минерализация в карбонатах и песках может быть причиной нулевой пористости, что делает скважину не подходящей для радиального бурения.

**Кавернозные и пористые формирования.** Поскольку проникновение гидромониторной системы требует определенных границ, кавернозные и пористые формирования в целом не подходят для радиального бурения.

**Рыхлые пласты.** Промывка рыхлых пластов в целом приводит к вымыванию пород, что препятствует продвижению промывочной компоновки.

**Эвапориты.** Соли, гипс и ангидриты в целом не поддаются проникновению гидромониторной струей.

Для месторождения Северный Уртабулак керновые пробы пластовых пород были отправлены в лабораторию систем радиального бурения (RDS) для экспериментальных испытаний. На самом месторождении были использованы агрегат с гибкой НКТ компании RDS в сочетании со станком по капремонту скважин XJ-450, взятым на подряд компанией Tethys.

После выбора подходящих скважин радиальное бурение происходит следующим образом:

1. Глушение скважины. Монтаж установки для капремонта скважины. Подъем труб.
2. Спуск в скважину скребка и шаблона для обсадных труб.
3. Присоединение отклонителя к НКТ и спуск на необходимую глубину.
4. Ориентирование отклонителя (при необходимости).
5. Монтаж гибкой НКТ и стояка (гусака).
6. Спуск фрезы и фрезеровка отверстия в колонне.
7. Спуск в скважину компоновки с насадкой, присоединенной к 100-метровому гибкому шлангу и гибкой НКТ.
8. Бурение ствола диаметром 50 мм и протяженностью до 100 м.
9. Поворот отклонителя на 90 градусов.
10. Повтор шагов 6–9 до завершения бурения всех четырех стволов.
11. Подъем отклонителя до второго уровня (если необходимо).

Эта процедура может повторяться при бурении на любом необходимом количестве уровней.

formation. A poor casing bond generally results in difficulty or failure in jetting operations. The competence of the cement bond is generally assessed by CBL.



- Wellbore Inclination: Since the system relies upon gravity to seat the radial drilling, the well inclination should not exceed 60 degrees from vertical.
- Wellbore Depth: The present system is designed to operate at a maximum depth of 3000 m.
- Wellbore Rathole: A rathole of 10 m is required to allow the jetted debris to settle beneath the deflector shoe.
- Bottomhole Temperature: BHT should not exceed 120 Deg C.
- Bottomhole Pressure: BHP should not exceed 6500 psi.

## RESERVOIR & GEOLOGICAL FACTORS

- Dipping Formations: Steeply dipping formations are generally not suitable for radial drilling operations, particularly where there are porosity differences between adjacent formations.
- Unconformities: Facial changes, pinch-outs and unconformities generally result in a stalling or stoppage of the jetting process.
- Mineralization: Calcitic or siliceous mineralization in carbonates and sands can result in zero porosity which renders the well unsuitable for radial drilling.
- Cavernous and Vuggy Formations: Since the forward penetration of the jetting system relies upon some lateral constraint, cavernous and vuggy formations are not generally suitable for radial drilling operations.
- Unconsolidated Formations: jetting of unconsolidated formations generally causes washouts which impedes forward progress of the jetting assembly.
- Evaporites: Salts, gypsum and anhydrite are generally not penetrable by jetting action.

In the case of the North Urtabulak reservoir, core samples of the reservoir rock were sent to Radial Drilling Systems' (RDS) laboratory for pilot testing. At North Urtabulak the RDS coiled tubing unit was operated in conjunction with Tethys' contracted XJ-450 truck-mounted workover rig.

В процессе радиального бурения по гибким НКТ циркулирует фильтрованная (<10 микрон) вода, а перфорация достигается за счет выброса воды через сопла под высоким давлением, соответствующим прочности на сжатие пород пласта. Сдерживание струи гибкой НКТ и контроль на поверхности позволяют поддерживать постоянное напряжение гибкого шланга в радиальном стволе. Это натяжение вместе с точкой выхода из колонны дает возможность образованию только прямой линии при выходе из колонны при условии сохранения этого натяжения. В карбонатных (и карбонатно-цементированных) пластах после бурения боковых стволов может использоваться кислотная промывка 10%-м раствором соляной кислоты. В среднем на бурение каждого стометрового бокового ствола потребовалось менее двух часов на Северном Уртабулаке.

Всего для радиального бурения на Северном Уртабулаке было выбрано пять скважин, представляющих из себя обсаженные и необсаженные, находящиеся в разных частях месторождения. Все скважины были вертикальные или почти вертикальные. На четырех скважинах-кандидатах были предприняты попытки бурения четырех боковых стволов на одном уровне, а на скважине NU-116 – по четыре боковых ствола на двух уровнях. За исключением скважины NU-44, где удалось пробурить лишь два боковых ствола, на всех остальных скважинах бурение оказалось успешным и были пробурены боковые стволы длиной около 100 м на всех планируемых уровнях. Все боковые стволы были обработаны 10%-м раствором соляной кислоты сразу после бурения. Результаты радиального бурения на месторождении Северный Уртабулак показаны на следующей сводной диаграмме.

**NU-87** – с боковым открытым стволом, расположенная чуть южнее центра месторождения. Всего пробурено четыре радиальных ствола, каждый длиной 98 м на глубине 2450,9 м. Дебит скважины увеличился с 56,6 баррелей нефти в сутки (бнс) перед радиальным бурением до 69,8 бнс после него. Таким образом, добыча увеличилась на 13,2 бнс (23%).

**NU-79** – вертикальная скважина, расположенная чуть к северу от центра месторождения и единственная обсаженная скважина, на которой проводилось радиальное бурение. Всего пробурено 4 боковых ствола, каждый длиной 100 м.

В связи с возникшими при бурении этих стволов сложностями, два из них были пробурены на глубине 2436,7 м, а два других на глубине 2476 м. Предполагается, что возникшие трудности были связаны с плохим качеством цементажа между обсадной колонной и породой. Дебит нефти на этой скважине вырос с 10,6 баррелей в сутки до 54 баррелей в сутки после радиального бурения. Таким образом, увеличение составляет 43,4 баррелей в сутки (409%).

Upon selection of suitable well candidates the radial drilling procedure is as follows;

1. Kill well. Rig up workover unit. Retrieve existing completion string.
2. Run in hole with casing scraper and casing drift assemblies.
3. Connect deflector shoe to tubing and run in hole to required depth.
4. Orient deflector shoe (if required).
5. Rig up coil tubing unit and gooseneck.
6. Run in hole with casing cutter and initiate casing exit.
7. Run in hole with jet assembly connected to 100 m flexible hose and coiled tubing.
8. Perforate 50 mm diameter hole up to 100 m in length.
9. Rotate deflector shoe through 90 degrees.
10. Repeat steps 6 through 9 until all four laterals are completed.
11. Raise deflector shoe to second level (if required).

This procedure may be repeated for as many additional levels of penetration as required.

Throughout the radial drilling process the coiled tubing string is circulated with filtered (< 10 microns) water, and penetration is achieved through high pressure jetting via nozzles matched to the compressive strength of the formation. By maintaining control of the coiled tubing from surface the jetting string is held in constant tension thus permitting only straight forward departure perpendicular to the original wellbore. In carbonate (and carbonate-cemented) reservoirs, a 10% HCl acid wash can be applied after drilling each lateral. On average, it took less than two hours to complete the radial drilling of each 100 m lateral at North Urtabulak.

In total, five well candidates were selected for the radial drilling trial at North Urtabulak. These were a combination of cased-hole and open-hole completions located in different parts of the field. All wells were vertical or near vertical. In four of the well candidates one level of four laterals were attempted and in well NU-116 two levels of four laterals were attempted. With the exception of well NU-44 (where only two laterals were achieved), in all the remaining wells four laterals of ~100 m were successfully achieved at each level. All laterals were treated with a 10% hydrochloric acid wash immediately after drilling.

The results of radial drilling at North Urtabulak are summarized in the chart below.

**NU-87** – is an open-hole sidetracked well located slightly south of centre of the field. In total, four laterals (each of 98 m in length) were radially drilled at a depth of 2450.9 m. Oil production from this well has increased from 56.6 barrels of oil per day (“bopd”) prior to radial drilling to 69.8 bopd after radial drilling. This represents an increase of 13.2 bopd (23%).

**NU-79** – is a vertical well located slightly north of centre of the field, and is the only cased-hole well candidate on which radial drilling operations were

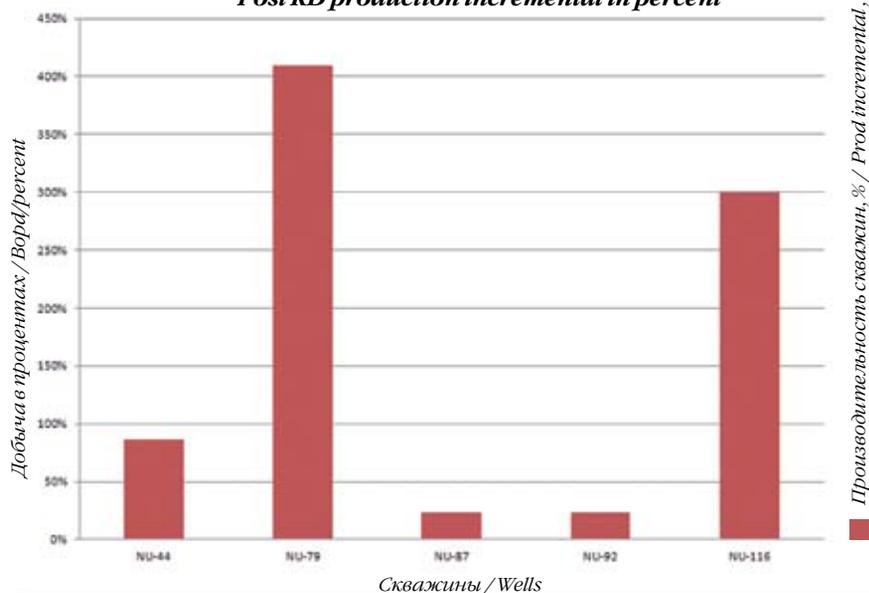
**NU-92** – необсаженная скважина с зарезанным боковым стволом на востоке месторождения. Всего пробурено 4 боковых ствола, каждый длиной 100 м на глубине 2457 м. Дебит нефти на этой скважине возрос с 64,1 до 79,2 бнс после радиального бурения, что составляет увеличение производительности на 15,1 бнс (24%).

**NU-44** – необсаженная скважина с зарезанным боковым стволом на северо-западе месторождения. При бурении радиальных стволов возникли серьезные трудности, предположительно связанные с тем, что скважина ранее подвергалась кислотной обработке. Данная кислотная обработка и последующее увеличение диаметра ствола, скорее всего, и послужили причиной невозможности центровки отклонителя в скважине. Тем не менее удалось зарезать два боковых ствола в этой скважине (один длиной 94 м и второй – 23 м) на глубине 2451,3 м. Несмотря на то что удалось пробурить лишь два боковых ствола, дебит скважины увеличился с 50,9 до 94,9 бнс, т.е. на 44 бнс (86%).

**NU-116** – недавно пробуренная вертикальная скважина на северо-западе месторождения. Эта скважина, по сути, никогда не добывала сколько-либо значимых объемов нефти, что, по общему мнению, связано с ее расположением в той части месторождения, где наблюдается исключительно низкая пористость и проницаемость пород. Предполагалось, что бурение боковых стволов в этой скважине, возможно, позволит выйти за пределы низкопроницаемых пород и обеспечит доступ к запасам более продуктивной части месторождения. Всего было зарезано по 4 боковых ствола на двух уровнях, каждый длиной 100 м. Несмотря на то что в этой скважине было пробурено 8 боковых стволов, надежды не оправдались. Производительность скважины до радиального бурения составляла 1,25 бнс, после – 5 бнс.

В целом радиальное бурение на Северном Уртабулаке можно считать довольно успешным. За возможным исключением скважины NU-116 (по обоснованным причинам, связанным с коллекторскими свойствами), все скважины, предполагаемые для этих экспериментальных испытаний, показали значительный рост производительности в результате радиального бурения. Однако следует заметить, что хотя производительность многих из этих скважин, где проводилось радиальное бурение, впоследствии

Результаты применения радиального бурения, %  
Post RD production incremental in percent



performed. In total, four laterals were drilled (each 100m in length). Due to difficulties in initiating these laterals, two were drilled at 2436.7 m and a further two were drilled at 2476 m. It is believed that the problems encountered in drilling the final two laterals may have been due to a poor cement bond between the casing and the formation. Oil production from this well increased from 10.6 bopd to 54 bopd after radial drilling. This represents an increase of 43.4 bopd (409%).

**NU-92** – is an open-hole sidetracked well in the east of the field. In total, four laterals were drilled (each 100m in length) at a depth of 2457 m. Oil production from this well has increased from 64.1 bopd prior to radial drilling to 79.2 bopd post radial drilling. This represents an increase of 15.1 bopd (24%).

**NU-44** – is an open-hole sidetrack in the north-west of the field. Some considerable difficulties were encountered in initiating laterals in this well and this thought to be because the well had been previously acidized. This acidization and consequent hole enlargement undoubtedly affected the ability of the deflector shoe to centralize in the wellbore. However, we did still manage to drill two laterals in this well (1 x 94 m and 1 x 23 m) at a depth of 2451.3 m. Despite only having achieved two laterals in this well, oil production increased from 50.9 bopd prior to radial drilling to 94.9 bopd after radial drilling, resulting in an increase of 44 bopd (86%).

**NU-116** – is a newly-drilled vertical well in the north-west of the field. This well has never really produced any significant quantities of oil and the consensus of opinion is that the well is located in a part of the field with exceptionally low porosity and permeability. It was hoped that laterals drilled from this well might

упала, мы полагаем, что это случилось, скорее, вследствие общего падения пластового давления, нежели по причинам, связанным с самим радиальным бурением.

Наиболее важным выводом экспериментальных испытаний радиального бурения на Северном Уртабулаке следует признать тот факт, что залогом успешного осуществления работ по радиальному бурению является правильный выбор месторождения и скважин. К примеру, на этапе планирования наш подрядчик по радиальному бурению предупреждал нас о том, что технология радиального бурения наиболее эффективна на месторождениях, где пластовое давление составляет не ниже 70% от первичного. Конечно же, Северный Уртабулак не подходит под этот критерий, что, вероятно, и привело к тому, что дебит скважин на месторождении после подъема в результате радиального бурения не сохранился на этом же уровне. И хотя Tethys Petroleum и была осведомлена об этом препятствии, компания предпочла доказать эффективность технологии своему партнеру «Узбекнефтегазу», чтобы обеспечить доступ к другим проектам по реабилитации месторождений как в Узбекистане, так и в других регионах.

Мы столкнулись с проблемами при бурении радиальных стволов только на тех скважинах, которые не соответствовали одному или нескольким критериям, описанным выше. В частности, на скважине NU-44 возникли трудности с увеличенным диаметром ствола в результате ранее проведенной кислотной обработки, что привело к невозможности центровки отклонителя в скважине. Схожим образом возникли проблемы при зарезке радиальных стволов на скважине NU-79 в связи с плохим качеством цементажа между обсадной колонной и породой. Это еще раз подчеркивает важность и необходимость точного планирования и выбора скважин до начала радиального бурения.

В заключение хотелось бы добавить, что, несмотря на истощенность пластового давления на месторождении, испытания на Северном Уртабулаке, несомненно, доказали, что радиальное бурение может являться не только экономически эффективным методом, позволяющим увеличить производительность и обеспечить доступ к «защемленным» углеводородам, но и кратчайшим путем достижения данных целей. Этот метод позволяет добиться точного размещения боковых стволов и расширенного вскрытия пластовых пород по сравнению с традиционной перфорацией. Tethys Petroleum планирует внедрять и использовать эту технологию повсеместно на своих месторождениях как в Узбекистане, так и на других проектах компании в Центральной Азии. ☉

extend beyond this poor poro-perm area and access reserves in a more productive part of the field. In total, two levels of laterals (each of 4 x 100 m) were radially drilled from open hole. However, despite having drilled a total of 8 laterals from this well, results have been somewhat disappointing. Oil production prior to radial drilling was 1.25 bopd, and after radial drilling it increased to 5 bopd.

Overall, the radial drilling trial at North Urtabulak can reasonably be judged to have been a success. With the possible exception of NU-116 (for justifiable reservoir-related reasons) all well candidates in the trial demonstrated a significant uplift in production as a result of radial drilling. It must however be said that whilst production from many of these radially-drilled wells has subsequently dropped off, we believe to be due more to reasons of an overall decline in reservoir pressure than to any radial drilling related factors.

By far the single most important lesson-learned from the radial drilling trial at North Urtabulak is that careful field and well selection are paramount in assuring the successful outcome of radial drilling operations. For example, we were advised by our radial drilling contractor during the planning phase that radial drilling technology is most effective in fields which retain at least 70% of the original reservoir pressure. The North Urtabulak field certainly does not fulfill this criterion, which is probably why the post-radial drilling uplift in production was not sustained. However, Tethys Petroleum was well aware of this impediment but was keen to prove the effectiveness of the technology to Uzbekneftegaz as a means of securing additional field rehabilitation projects in Uzbekistan and elsewhere.

The only well candidates in which we had problems initiating and progressing radially drilled laterals fell foul of one or more of the well selection criteria outlined above. Specifically, well NU-44 suffered from hole enlargement as a result of a previous acid stimulation, which resulted in an inability to centralize the deflector shoe in the wellbore. Similarly, we had problems in initiating laterals in NU-79 due to a poor cement bond between casing and formation. Again, this re-emphasizes the need for careful planning and well selection prior to the commencement of radial drilling operations.

In conclusion, and despite the pressure depleted condition of the reservoir, the trial at North Urtabulak proved emphatically that radial drilling can be a cost-effective and time-efficient application to increase production and to access trapped hydrocarbons. It allows accurate placement of laterals and extended horizontal penetration over conventional perforating. It is a technology which Tethys Petroleum Limited fully intends to implement elsewhere, both in Uzbekistan and within the Tethys Petroleum Group's other assets in Central Asia. ☉

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



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

**NOV** **Fidmash.**

Оборудование для ГРП  
Fracturing Equipment



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

# НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

## NEW TRENDS IN RADIAL DRILLING

*Только появившись в России, технология радиального вскрытия пластов вызвала большой интерес со стороны ведущих российских нефтегазодобывающих компаний. Действительно, эта относительно недорогая технология при правильном применении обеспечивает повышение дебита, сравнимое с результатами таких ресурсоемких работ, как резка боковых стволов. Об истории создания технологии радиального бурения и перспективах ее дальнейшего развития, проводимых в России работах и планах по их расширению, мы побеседовали с представителями компании Radial Drilling Services Inc. – директором по производственным вопросам по СНГ Сергеем Фаерманом и региональным менеджером по странам СНГ Юрием Дыриным.*

**Время колтюбинга: Технология радиального вскрытия пластов – совершенно инновационная разработка. Насколько долгим был путь от теоретических расчетов до промышленной реализации?**

**Сергей Фаерман:** Президент и основатель компании Radial Drilling Services Inc. Хэнк Джелсма ранее работал в нефтегазосервисной отрасли. Узнав об этой новой разработке, которая позволяет при небольших затратах значительно увеличить нефте- и газодобычу, он связался с разработчиками и выкупил основные патенты. Необходимо отметить, что в то время еще не существовало промышленного образца оборудования для реализации этой технологии, проводились только опытные работы по ее доведению. Доработка оборудования заняла довольно много времени и ресурсов, был разработан и использован ряд ноу-хау, и только затем были получены патенты на то базовое оборудование, которое и сейчас применяется в отрасли. Затем на месторождениях в Канзасе были проведены опытные работы, которые показали кратное увеличение дебитов,

*After its appearance in Russia radial drilling technology excited great interest of the Russian oil and gas producing companies. Indeed, this relatively cheap technology, when properly used, ensures well yield increase comparable to the results of such resource-intensive operation as sidetracking. We are talking with the representatives of Radial Drilling Services Inc. – Sergey Faerman, Director of Operations for CIS region, and Yury Dyrin, Regional Manager for CIS countries.*

**Coiled Tubing Times: Radial drilling is a fully innovative technology. Was it a long way from theory to putting it into practice?**

**Sergey Faerman:** Hank Jelsma, the President and the founder of Radial Drilling Services Inc. previously worked in oil and gas service sector. When he learnt that there is a technology that allows considerably increasing oil and gas production with low costs, he contacted the people who developed the technology and purchased the master patents. It is worth mentioning that at that time there was no industrial sample of the equipment to implement this technology, only experimental works were performed. Equipment's finishing and improvement took plenty of time and resources, a number of know-how were introduced and only after that we received patents for the basic equipment that is currently used in the sector. After that we conducted tests at the Kansas fields, which showed well yield multiplication following which technology started to be actively introduced in the sector.

**CTT: Could you, please, briefly outline the essence of the technology and the equipment applied?**

**Yury Dyrin:** In short, the essence of the technology is as follows. We run a whipstock (meant to drive the tool from a vertical plane to the horizontal one) installed on a 2.874-inch tubing into a well. Afterwards, with the use of coiled tubing we run a screw downhole motor with flexible shaft which bends from vertical to horizontal position and butts against the



после чего и началось активное внедрение технологии в отрасли.

**ВК: Не могли бы вы вкратце описать суть технологии и применяемое оборудование?**

**Юрий Дырин:** Если вкратце, то суть технологии заключается в следующем. На НКТ диаметром 73 мм в скважину спускается отклоняющий башмак, призванный вывести инструмент из вертикальной в горизонтальную плоскость. Далее на гибкой трубе спускается винтовой забойный двигатель с гибким валом, который, собственно, и изгибается с вертикали на горизонталь, и упирается в эксплуатационную колонну. Затем вырезается окно диаметром 22 мм. После этого оборудование на ГНКТ поднимается, а отклонитель остается в скважине. Далее спускается гибкий шланг со специальной гидравлической насадкой, который входит в пласт через это проделанное технологическое отверстие и проделывает канал длиной до 100 м.

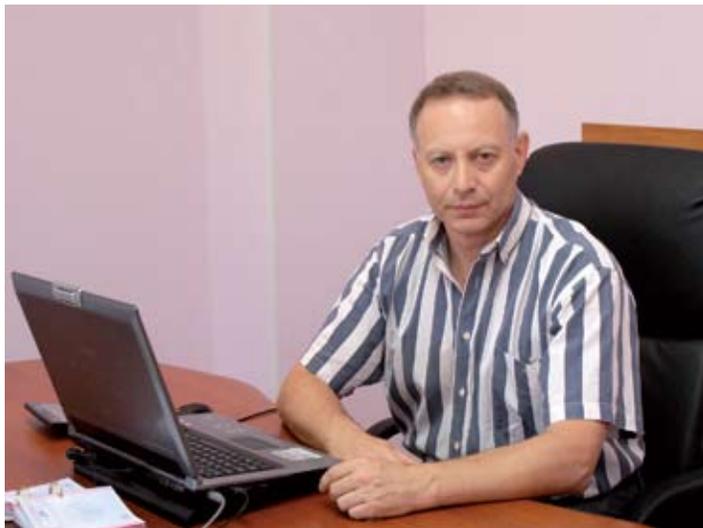
**ВК: А какова сфера применимости этой технологии? В каких коллекторах она эффективна?**

**С.Ф.:** На данный момент у нас отработаны режимы по давлению в зависимости от твердости и проницаемости для работы практически во всех породах. Единственное ограничение на сегодняшний день – технология пока не работает в базальте и граните, но работы в этом направлении ведутся.

**ВК: Насколько мне известно, на данный момент работает филиал компании в России. Насколько технология востребована на постсоветском пространстве, и с какими крупными российскими добывающими компаниями вы работаете?**

**Ю.Д.:** Первые работы в России мы начали проводить еще в 2003 году. Тогда мы начинали работать с Татнефтью как раз на стадии опытно-промышленного внедрения технологии. Затем в 2005 году в Альметьевске был открыт филиал нашей компании. На данный момент промышленные работы в больших объемах мы проводим для Газпрома в Оренбурге и для Лукойл-Пермь. В будущем году также планируются работы для Роснефти. Кроме того, наше сотрудничество с Лукойлом носит уже долгосрочный характер, и мы кроме сотрудничества с Лукойл-Пермь также работаем с Лукойл-Волгоград, Лукойл-Усинск, Лукойл-Казахстан и другими подразделениями этой компании.

**С.Ф.:** Надо отметить, что наш российский филиал обслуживает также другие страны СНГ. Уже упоминался Казахстан, в котором, возможно, ►



*Директор по производственным вопросам по СНГ  
Сергей Фаерман  
Sergey Faerman, Director of Operations in CIS*

production string. Then we cut a window 0.866 inches in diameter. After that coiled tubing is pulled out but the whipstock remains in a well. Afterwards, we run a flexible house with a special hydraulic head. This house goes into the formation through the window and makes a channel up to 328 feet long.

**CTT: Where this technology can be used? In what kind of formations it is efficient?**

**S.F.:** As of today, we have exercised different pressure modes depending on hardness and permeability properties for almost all types of rock. The only limitation is that the technology does not work in basalt and granite, but we are conducting research in this direction.

**CTT: As far as I know there is a branch office of your company in Russia. Is your technology in demand in the former Soviet Union countries? What big Russian oil and gas producing companies do you work with?**

**Y.D.:** We started performing first jobs in Russian back in 2003. At that time we started working with Tatneft right at the stage of pilot introduction of the technology. Later on, in 2005 our company's branch office was opened in Almeteyevsk. Currently we are doing a lot of jobs for Gazprom in Orenburg and for Lukoil-Perm. Next year we also plan to start working with Rosneft. We have long-established cooperation with Lukoil and besides cooperation with Lukoil-Perm we also do cooperate with Lukoil-Volgograd, Lukoil-Usinsk, Lukoil-Kazakhstan and other Lukoil's subdivisions.

**S.F.:** I would like also to mention that our Russian branch office provides services to other ►

будет открыт еще один филиал компании, кроме того, мы уже работаем в Таджикистане, Узбекистане, Туркменистане. Мы также планируем начать работать в Украине. Кроме того, сейчас ведутся переговоры о проведении работ в Китае, которые, скорее всего, также будет вести российский филиал компании.

**ВК: На каких принципах строится ваше сотрудничество с этими компаниями, и как вы решаете вопрос с техническим обеспечением работ?**

**Ю.Д.:** Вообще мы работаем в качестве независимого подрядчика. Для технического



*Образцы керна после проходки устройства для радиального бурения  
Radial drilling core samples*

обеспечения работ как раз и были созданы филиал и база в Альметьевске. Правда, поскольку характер работы у нас в основном разъездной, наши колтюбинговые установки проходят там только ТО, а затем дальше отправляются на объекты.

**ВК: Насколько есть необходимость в дальнейшем развитии технологии радиального вскрытия пластов, и ведутся ли какие-то исследования в этом направлении?**

**С.Ф.:** Разумеется, любая технология должна развиваться, и работы по ее совершенствованию постоянно ведутся в нашем конструкторском бюро. Задачи при этом ставят заказчики. Допустим, еще два года назад предел по глубине при применении радиального вскрытия был 2500 м. Сейчас мы уже работаем на глубинах 3200 м. Если учитывать скважинные давления, это довольно существенный рывок. Кроме того, как я уже упоминал, мы разрабатываем специальное долото для прохождения твердых пород.

**Ю.Д.:** Действительно, практически все разработки в области совершенствования технологии вызваны запросами клиентов. Например, мы столкнулись с проблемой вырезки

CIS states. We have already mentioned Kazakhstan, where, potentially, one more branch office of our company will be established. We also work in Tajikistan, Uzbekistan, Turkmenistan. We plan to start operations in Ukraine. Moreover, we are negotiating job performance in China, which, most likely, will be done by our Russian branch office.

**СТТ: What principles is your cooperation with the abovementioned companies based on? What about technical support of your operations?**

**Y.D.:** We work as an independent contractor. We have established our branch office and base



in Almet'yevsk to ensure technical support. But since our work implies continuous travelling from one site to another, our coiled tubing units only undergo maintenance and servicing there and then go to the sites.

**СТТ: Is it necessary to further develop and improve radial drilling technology, and do you do any research in this direction?**

**S.F.:** Certainly, any technology needs improvement and development. Our design bureau specially works to improve the technology. And the tasks are actually assigned by the clients. For example, some two years ago the depth limit when applying radial drilling was 8,202 feet. Currently we already work at the depth of 10,500 feet. Taking into account borehole pressures, this is a good progress. Besides, as I have already mentioned, we are designing a special drill bit meant for hard rocks.

**Y.D.:** Really, almost all the technology improvements are stipulated by clients' requests. For example, we faced certain problems when cutting a window in D-110 grade steel, due to its hardness. In this context we designed a drill bit



окна в стали марки Д 110 из-за ее твердости. В этой связи был разработан новый дизайн долота, которое может работать с этой сталью. Далее было ограничение по углу наклона ствола скважины – мы могли работать только при наклоне до 30 градусов. Сейчас мы уже работаем в скважинах с углом наклона ствола до 60 градусов.

**ВК: А что, по Вашему мнению, является основным конкурентным преимуществом вашей компании?**

**С.Ф.:** На мой взгляд, тут очень важны две вещи. Оборудование – это, по сути, только железка, инструмент для проведения работ. Разумеется, за это время мы разработали очень много ноу-хау, которые в нем реализованы. Однако основным я все же считаю квалификацию работающего на нем персонала. У нас весь новый персонал проходит обучение на скважинах в опытной команде. Для того чтобы эффективно использовать это оборудование, нужно получить определенный опыт, понять, как какая скважина ведет себя в определенных условиях.

**Ю.Д.:** Кроме того, у нас уже наработана большая база, основанная на испытаниях, которые проводятся на поверхности, по различным породам, эксплуатационным колоннам и т.д. Соответственно, эти данные обеспечивают проведение работ максимально эффективно. ☺

Вел беседу Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

**Установка для радиального бурения  
Unit designed for radial drilling**

that is able to drill this kind of steel. Furthermore, there was a limit in terms of borehole inclination – we could operate in boreholes with inclination up to 30 degrees. Currently this limit shifted to 60 degrees.

**CTT: What is the main competitive advantage of your company?**

**S.F.:** This competitiveness issue is two-fold. On the one hand, equipment is important; however equipment is simply a piece of metal, a tool to do the job. Of course, we have developed a lot of know-how, which were implemented in our equipment. But I believe that the most important thing is the qualification of a personnel operating this equipment. In our company all the new employees undergo on-site training on wells as part of a skilled team. In order to operate equipment in the efficient manner people need to receive certain experience, to understand how this or that well behaves under specific conditions.

**Y.D.:** We also have a good database created based on the results of surface tests for different rocks, production strings, etc. Respectively, the data we have ensure our efficient operation. ☺

Sergey TORPACHEV, Coiled Tubing Times

# Способ очистки внутренней поверхности нефтяного резервуара с помощью кольтюбинговой установки

## Cleaning Inner Surface of Oil Storage Tank with Coiled Tubing

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., зам. директора по науке и технике ООО «Юг-Нефтегаз»  
Ф.С. МАМЕДОВ, к.т.н., главный инженер-технолог ООО «Эридан»

Yu.A. BALAKIROV, Doctor of Engineering, Deputy Director for Science and Technology, Yug-Neftegaz LLC  
F.S. MAMEDOV, Candidate of Engineering, Chief Process Engineer, Eridan LLC

**И**зобретение относится к нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Возможно его применение в других отраслях, связанных с эксплуатацией вертикальных стальных резервуаров.

На внутренней поверхности обечайки (стенки) резервуара в зависимости от его назначения происходит самопроизвольное отложение солей, парафинов асфальто-смолистых соединений, а мелкодисперсные породы образуют донные илистые скопления и нефтяные эмульсии, портящие качество нефти.

Техническими условиями эксплуатации резервуаров по истечении определенного периода времени предусматривается их периодическая очистка.

Известные способы очистки резервуаров по стоимости превышают возможности предприятий, что приводит к использованию ручного труда во вредных условиях с недопустимой продолжительностью времени и при резервуарном дефиците.

Предлагаемый способ лишен отмеченных недостатков. Способ применим без промедления к использованию после слива жидкости и вскрытия люков с использованием передвижного промышленного транспортного оборудования и кольтюбинговой установки, применяемой в различных процессах при эксплуатации скважин.

При использовании способа производят сборку надрезервуарной фермы, показанной на рисунке 1. Вокруг резервуара 1 устанавливают стойки 2 с монтажной площадкой, на которую устанавливают кольтюбинговую ферму с направляющим аппаратом 4 и дополнительную трубу 5, которая направляет разматывающуюся с барабана 6 кольтюбинга 7 в подвесное спуско-подъемное устройство 8 с вертушкой. К одной из стоек крепят лебедку 9, регулируемую высоту устройства через тросы, пропущенные через систему блоков.

Распределение технологического оборудования на площадке вокруг резервуара может быть любым, но предлагается показанное на рисунке 2 с теми же обозначениями (вид сверху).

**The** invention described in this article relates to oil producing and oil refining industries. It can also be used in other sectors related to operation of vertical steel tanks.

There is a spontaneous deposition of salts, paraffin, asphalt and resin compounds on the inner surface of a tank's shell (wall); fine rock particles form muddy deposits on the bottom of a tank and oil emulsions that negatively affect the quality of oil.

Operational specifications of oil storage tanks provide for their cleaning at regular periods of time.

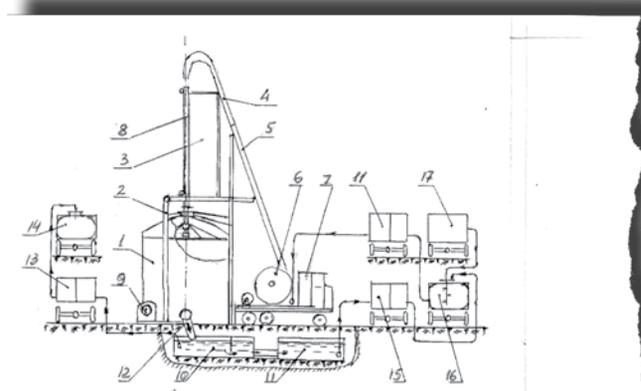
The cost of the known methods of tank cleaning is very high and companies cannot afford it. That leads to a situation when companies use manual labor under harmful conditions for inadmissibly long period of time and experience a shortage of oil storage tanks during the cleaning time.

We propose a method that does not have the abovementioned shortcomings. The cleaning can start right after draining the tank and opening the hatches. This cleaning method involves mobile industrial transportation equipment and a coiled tubing unit that is used during different well operation processes.

To apply this cleaning method it is necessary to assemble a truss over a tank, as shown in figure 1. Then around the tank 1 posts 2 with the mounting pad are installed. On the mounting pad we install coiled tubing with the guiding unit 4 and an additional tube 5 that guides the tube uncoiling from the reel 6 of a coiled tubing unit 7 into the suspended running and pulling device 8 with a whirly. To one of the posts we fasten a winch 9 that regulates the height of the device via wirelines passed through a system of blocks.

There may be any distribution of technological equipment on the site around the tank; however, we propose to locate the equipment as shown in figure 2 with the same designations (top view).

The suspended running and pulling device is shown in figure 3. The system is designed in the form of several tube sections with flanged connections, with the tube length corresponding to the tank height and with a possibility for the system assembly on the mounting pad. The assembly is done in the following order. To the top connecting pipe 1 with a stopper ring 2 against which abuts the second ring 3 with three holders 4 meant for wirelines that regulate

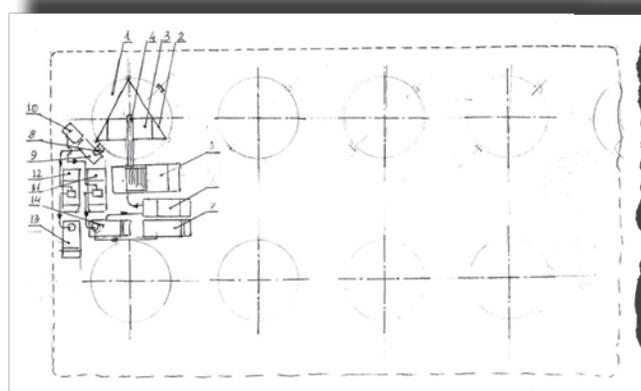


**Рисунок 1 – Сборка надрезервуарной фермы**  
**Figure 1 – Assembly of truss over the tank**

Подвесное спуско-подъемное устройство показано на рисунке 3. Конструктивное исполнение выполнено в виде нескольких участков труб с фланцевыми соединениями и длиной, соответствующей высоте резервуара, с возможностью сборки устройства на монтажной площадке. Сборку проводят в следующей последовательности. К верхнему патрубку 1 с приваренным упорным кольцом 2, в которое упирается кольцо 3 с тремя кронштейнами 4 для тросов, регулируют высоту подъема и спуска устройства в резервуаре. Регулируемый фланец верхней части устройства через прокладку 5 с нижней частью имеет свободный зазор Z, через упорный подшипник 6 соединен с верхним фланцем кожуха 7, разъемным по осевой плоскости пополам, и зафиксирован накладками 8. Подшипник вставляется через хомут 9 разъема вертушки с фланцевым соединением 10, вертушки распределительной камерой 11. К доньшку камеры прикреплены выходные патрубки, к которым шарнирно прикреплены направляющие трубы 11а, собранные из патрубков, имеющих хомуты с закрепленным одним концом тросами 12, а другие концы пропущены через отверстия кронштейнов 13. Этими тросами регулируют установку направляющих труб к стенке резервуара и фиксации тросов. На концах труб закреплены тангенциально направляющие струю жидкости сопла 14, зафиксированные накладными гайками.

После готовности раскручивают гибкую трубу. После выхода конца трубы из направляющего аппарата с этим концом соединяют наконечник-разобшитель 16, входящий в стакан 17, направленный конусом 18 и центраторами 19, соединенный с гибкой трубой 20 быстросъемным соединением 21. Над соединительным фланцем вертушки с камерой имеется окно S для контроля разобшения входа жидкости в камеру по вытеканию жидкости.

Завершающий этап работы предусматривает промывку резервуаров до чистой воды с применением растворителей и ПАВ, с использованием водонагнетательной системы колтюбинговой установки. ☉

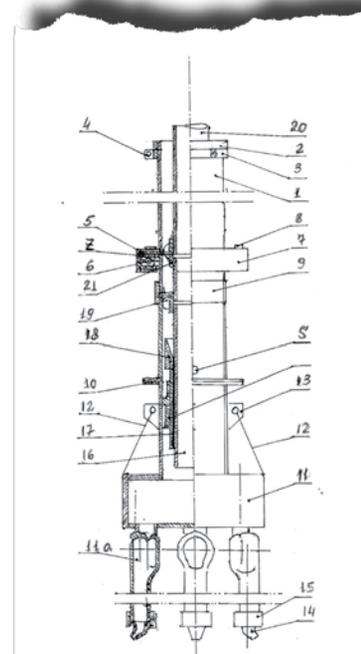


**Рисунок 2 – Распределение технологического оборудования на площадке вокруг резервуара**  
**Figure 2 – Location of the equipment on the site around the tank**

the height of the device in a tank. The adjustable flange of the top part of the device has a spacing gap Z with the bottom part via a gasket 5; via a thrust bearing 6 it is connected to the top flange of a cover 7, which is splittable into two parts along its axial plane, and is fixed with the straps 8. The bearing is inserted via a clamp 9 of the whirly's connector with flange connection 10, whirly of a distribution box 11. To the distribution box bottom output connecting pipes are attached to which guiding tubes 11а are pin-jointed. The guiding tubes consist of the connecting tubes that have clamps with one end fixed by wirelines 12 and with the other end passed through holes in holders 13. By these wirelines we adjust the installation of guiding tubes against the tank wall and fix the wirelines. Nozzles 14 are connected to the tube ends and fixed with the nuts. The nozzles are meant for tangential direction of fluid streams.

After the assembly is done the coiled tube is uncoiled from the reel. When the coiled tube's end comes out of the guiding device we connect to this end a separating head 16, coming into a sleeve 17, guided by the cone 18 and the centralizers 19, connected to a coiled tube 20 by fast make-up connection 21. There is a window S above the connecting flange between the whirly and the distribution box. This window is meant to control separation of fluid input into the box.

The final stage provides for washing the tanks with the use of solvents and surface active substances until the water becomes clean. This operation is done with the use of water injection system of a coiled tubing unit. ☉



**Рисунок 3 – Подвесное спуско-подъемное устройство**  
**Figure 3 – Suspended running and pulling device**

# МЫ ДЕЛАЕМ ТО, ЗА ЧТО НЕ БЕРУТСЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ ГИГАНТЫ

## WE DO WHAT HUGE OIL SERVICE COMPANIES DO NOT DO

На вопросы «Времени колтюбинга» отвечают Владимир Викторович Хоймов, генеральный директор ООО «Урал-Дизайн-КРС», и Вячеслав Николаевич Шумаков, главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП».

Today we are talking to Vladimir V. Khoimov, Director General of Ural-Design-KRS LLC and Vyacheslav N. Shumakov, Chief Engineer of Ural-Design-PNP LLC.



**В.В. Хоймов**  
V. Khoimov

### Время колтюбинга: Каким колтюбинговым оборудованием располагает Ваше предприятие?

**В.В. Хоймов:** В группе предприятий «Урал-Дизайн-ПНП» работают две колтюбинговые установки. Это РАНТ-10 выпуска 2000 года производства Группы ФИД под порядковым номером 2, поскольку тогда ФИД только начинал производство колтюбингов, а также установка МК20Т выпуска 2007 года производства СЗАО «Фидмаш». Обе установки находятся в постоянной работе, причем первая уже одиннадцать лет в строю благодаря работникам предприятия, обслуживающим ее, а также заключенному договору на сервисное обслуживание с заводом-изготовителем. В сентябре 2011 года ввели в эксплуатацию новую колтюбинговую установку.



**В.Н. Шумаков**  
V. Shumakov

### Coiled Tubing Times: What coiled tubing equipment does your enterprise have?

**V.V. Khoimov:** In Ural-Design-PNP Group we have two coiled tubing units operating. One of them is RANT-10 manufactured in 2000 by FID Group under serial number 2, because at that time FID Group just started the production of coiled tubing units, and the other one is MK20T manufactured in 2007 by Fidmash. Both coiled tubing units are constantly in operation. The former one has been operating for eleven years already mainly thanks to the enterprise employees providing the necessary maintenance and the aftersales agreement concluded with the manufacturer. In September 2011 we are commissioning a new coiled tubing unit.



**ВК: На каких внутрискважинных работах специализируется компания ООО «Урал-Дизайн-ПНП»?**

**В.Н. Шумаков:** Наша компания работает в трех регионах: Пермском крае, Оренбургском регионе и Удмуртской республике. Основные виды деятельности – кислотные обработки, в большинстве своем по нагнетательному фонду. Колтюбинговые технологии – не единственная сфера занятий нашей компании. У нас работают звенья по обработке призабойных зон пласта, а также производим больше объемные закачки кислотных составов с применением высоконапорных силовых агрегатов.

**ВК: Если это не коммерческая тайна, кто заказывает у Вас работы с использованием колтюбинга?**

**В.В. Хоймов:** Основные наши заказчики – группа компаний «Лукойл», «ТНК-ВР», «Роснефть» и «Руснефть», а также небольшие нефтедобывающие предприятия, для которых мы производим разовые работы. Колтюбинг сегодня не так востребован, в сравнении с бригадами КРС, к великому сожалению. Не так велика на сегодняшний день линейка используемых в нефтяной промышленности технологий с применением колтюбинга. Однако возможности проведения некоторых стандартных и нестандартных работ, которые можно проводить с применением колтюбинга, с каждым днем становится все больше.

**ВК: Вы не планируете в перспективе заменить традиционный КРС колтюбинговыми операциями?**

**В.В. Хоймов:** Нет, мы планируем расширить линейку возможностей с применением колтюбинговых установок и стандартных бригад КРС. Чтобы в ней эффективно использовать и колтюбинг, и КРС.

**ВК: Сколько операций с использованием колтюбинга Вы проводите в месяц? Каковы специфические условия Вашей работы?**

**В.Н. Шумаков:** В среднем по предприятию мы делаем двумя установками около двадцати обработок в месяц. Что касается условий, то в Пермском крае средние глубины скважин составляют 2200–2300 м, в Удмуртском регионе – 1900 м, в Оренбургском регионе есть скважины глубиной 4200–4300 м, пластовая температура там до плюс 80–90 градусов по Цельсию. В среднем по месяцу выполняем около 12–16 скважино-операций на одну установку.

**ВК: Очевидно, у каждой из Ваших колтюбинговых установок своя специализация?**

**CTT: What type of well interventions does Ural-Design-PNP specialize in?**

**V.N. Shumakov:** Our company operates in three regions: Perm Krai, Orenburg region and the Udmurt Republic. The main specialization is acid treatments, mainly in injection wells. Coiled tubing technologies are not the only sphere of our company's activities. We have teams that specialize in bottom-hole area treatments. We also perform large-volume injections of acid compositions using high-pressure power units.

**CTT: If it is not a commercial secret, could you tell us who contracts you to perform coiled tubing jobs?**

**V.V. Khoimov:** Our main clients are: Lukoil Group, TNK-BP, Rosneft, Rusneft and small oil producing companies for whom we perform one-time jobs. Unfortunately, today coiled tubing teams are not as in demand as workover teams, for example. The range of technologies and services with the use of coiled tubing is not very wide in today's oil industry. However, every day we have more and more opportunities to perform conventional and non-conventional jobs with the use of coiled tubing.

**CTT: Don't you plan to replace conventional workover with coiled tubing operations in the future?**

**V.V. Khoimov:** No, we plan to expand the range of services with the use of both coiled tubing technologies and conventional workover teams. We plan to make an efficient use of coiled tubing and workover.

**CTT: How many coiled tubing jobs do you do per month? What are the specific conditions of your work?**

**V.N. Shumakov:** On average we perform around twenty treatments per month using both our coiled tubing units. As for the conditions, in Perm Krai the average well depth is 7,218–7,546 feet, in the Udmurt Republic – 6,234 feet, in Orenburg region there are wells 13,780 – 14,110 feet deep and with reservoir temperature of up to 80–90 degrees Celsius. On average, every coiled tubing unit performs 12–16 jobs per month.

**CTT: Obviously, each of your coiled tubing units has its own specialization.**

**V.N. Shumakov:** Our RANT-10 unit is equipped with a 8,202-foot long coiled tube, MK20T unit – with a 14,760-foot long tube and a purchased UKRS-20 will be equipped with a 9,843-foot long tube. The coiled tubing units are assigned to the regions where they are most efficient. RANT-10 operates mainly in Udmurtia, where the average well depth is 6,234 feet and where the load on the coiled tube is not so high. The types of operations also differ. In Udmurtia we perform well

**В.Н. Шумаков:** Наша установка РАНТ-10 оснащена гибкой трубой (ГТ) длиной 2500 м, а установка МК20Т – ГТ длиной 4500 м, приобретенная установка УКРС- 20 также будет оснащена и внедрена в производство с ГТ длиной 3000 м. Установки закреплены за теми зонами, где они способны эффективно работать. РАНТ-10 работает в основном в Удмуртии, где средние глубины скважин 1900 м и где нагрузки на ГТ меньше. Соответственно, отличаются и виды деятельности. В Удмуртии мы производим промывки скважин и увеличиваем приемистость на нагнетательном фонде скважин, при необходимости промываем скважину растворителем. А в Оренбургском регионе, где скважины глубже, мы с помощью более мощной установки МК20Т делаем также и больше объемные кислотные обработки на добывающем фонде. Установка УКРС-20 эффективно будет использоваться на месторождениях Западной Сибири, так как установка заказывалась для данной местности и условий эксплуатации.



*Колтюбинговая установка РАНТ-10  
RANT-10 CT unit*

**ВК: Методики работ сами разрабатываете или применяете типовые?**

**В.Н. Шумаков:** Во-первых, есть план-заказ, составляемый заказчиком, а во-вторых, у нас накоплен многолетний опыт, наработанный именно в соответствии со спецификой обслуживаемых нами регионов. Конечно, мы стараемся учитывать не только коллекторские свойства пластов, но и другие индивидуальные факторы, влияющие на достижение успешности при проведении работ на скважине.

**ВК: Какие уникальные операции с применением колтюбинга Вашей компании удавалось осуществить?**

**В.В. Хоймов:** Я бы не назвал эти операции уникальными, возможно, определение «отличающиеся» будет точнее. В Оренбургском регионе в Бузулуке мы работаем уже шесть лет, но когда заказчик поставил перед нами задачу освоения скважин с применением колтюбинговых и азотных технологий, мы сделали экономические расчеты и пришли к выводу, что выгоднее для этого заказчика будет пригласить компанию «Шлюмберже», где такие технологии отработаны и имеют хорошие результаты. Мы пришли к выводу, что нашей компании нужно научиться качественно производить те операции, которые не лежат в

cleanouts and increase the injection capacity of the injection wells and, if necessary, we can clean a well out using a solvent. In Orenburg region where the wells are deeper we use a more powerful MK20T coiled tubing unit and also perform large-volume acid treatments of the production wells. UKRS-20 unit will be efficient on the oilfields of Western Siberia, since we ordered this unit for this particular region and operation conditions.

**СТТ: Do you develop job performance methodology on your own or do you use typical methodology?**

**V.N. Shumakov:** Firstly, we have a plan-order prepared by the client. Secondly, we have gained great experience according to the specific features of the abovementioned regions. Of course we try to take into account not only the reservoir properties, but also other individual factors affecting the success of well interventions.

**СТТ: What unique operations with the use of coiled tubing did your company manage to perform?**

**V.V. Khoimov:** I would rather call such operations “different” instead of calling them unique. We have been working for six years in Buzuluk in the Orenburg region, but when a client set a task to complete a well with the use of coiled tubing and nitrogen technologies we made cost estimates and came to a conclusion that for this particular client it would be cheaper to contract Schlumberger where such technologies are well proven and have good results. We understood that our company needs to learn performing in a high quality manner the operations that are not in the huge service companies’ sphere of interests. We have selected two technologies. First one is cleaning the production



сфере интересов гигантских сервисных компаний. Выбрали две технологии. Первая – очистка лифтов НКТ от АСПО. Мы уже провели на объектах Оренбургнефти успешные опытно-промышленные работы. Возможно, не уникальные, но интересные и для заказчика, и для нас. В принципе такие работы по силам и бригадам КРС, но с помощью колтюбинга удастся значительно сократить время их проведения. Также хотелось бы отметить, что данная технология отмечена на ежегодном Технологическом форуме 2011 года ТНК-ВР наградой в номинации «Лучшие технологии и инновации в категории КРС». Вторая работа: мы произвели разбуривание стоп-колец с применением колтюбинга и отрезание прихваченной части НКТ. К уникальным операциям, думаю, можно отнести нашу разработку КРОТ-2 – комплекс оборудования для радиального бурения продуктивных нефтяных пластов с применением колтюбинга. Это уникальное оборудование, хотя в мире нечто подобное и есть, но именно того, что собираемся в конечном счете сделать мы, на данный момент в нефтяной промышленности нет.

**ВК: Какие еще технологии ТКРС, помимо колтюбинга, востребованы в регионах работ Вашей компании?**

**В.В. Хоймов:** Востребованы ремонтно-изоляционные работы по фонду скважин с целью ликвидации заколонных перетоков или газовых проявлений. Эти работы особенно актуальны в Удмуртии, где у нас сконцентрированы основные объемы работ по КРС. По тем или иным причинам до 20% добывающего фонда скважин требуют реанимации, прежде всего РИР, потому что фонд очень старый, средний возраст превышает 25 лет. Поэтому мы в своем бизнес-плане прописали, что в текущем году опробуем новые технологии РИР. Еще одна большая задача – ограничение водопритоков по обводненным пластам. Мы решаем ее совместно с пермской компанией «Полиэкс»: садимся с ее представителями за круглый стол, выявляем проблемы, ищем к ним индивидуальный подход. Полиэкс подбирает химические составы, а Урал-Дизайн их внедряет. Результаты положительные, но, надо сказать, не ошеломляющие, поскольку не всегда удается убедить заказчика в необходимости проведения этих эффективных, но дорогостоящих работ.

**В.Н. Шумаков:** Да, глубокое вскрытие продуктивных горизонтов с применением оборудования КРОТ-2, которое мы развиваем, безусловно, перспективное. Но также прорабатываем и другие интересные темы, например, использование бинарных смесей, закачку которых проводим с помощью колтюбинга. Производим промывки горячей жидкостью

string from asphalt, resin and paraffin deposits. We have already performed pilot works at the facilities of Orenburgneft. These are probably not unique works, but they are very interesting both for the client and for us. In general, workover teams are able to perform such works, but coiled tubing units help considerably reducing the time of such operations. I would like to emphasize that this technology won an award in the Best Workover Technologies and Innovations category at the 2011 TNK-BP Technology Forum. The second work is drilling out stop rings with the use of coiled tubing and cutting stuck parts of production strings. I think that our development – KROT-2 system – can be considered a unique technology. KROT-2 is an equipment system meant for radial drilling of the productive formations with the use of coiled tubing. This is unique equipment. Although there is something similar existent in the world, this particular technology that we plan to apply is currently the one and only in the oil industry.

**СТТ: Besides the coiled tubing, what other well servicing and workover technologies are in demand in the regions where you company operates?**

**V.V. Khoimov:** The works in demand include squeeze jobs to eliminate behind-the-casing flows and gas shows. These works are particularly important for Udmurtia, where we perform most of our workover operations. Due to different reasons up to 20% of the well stock requires workover, mainly squeeze jobs, because the wells are very old ones with an average age of above 25 years. That is why our business plan stipulates testing new squeeze job technology this year. Another important task for our company is water shutoff works in the watered reservoirs. We tackle this issue in collaboration with Polieks Company from Perm: we sit down together, identify the issues and try to find individual solutions of such issues. Polieks selects chemical compositions and Ural-Design applies them. The results are positive but, I should say, not the astonishing ones, because not always we manage to convince the client of the necessity of performing these effective but expensive operations.

**V.N. Shumakov:** Of course, deep opening of the producing formations with the use of KROT-2 equipment system is a promising technology to develop. But we are also working over other interesting technologies. For example, use of binary mixtures injected via coiled tubing. We also perform bottom-hole area cleaning with the use of hot fluids to enhance oil recovery. As it has already been mentioned we performed stop rings drilling out. I think this technology will be included into our series production.

**СТТ: Based on what criteria do you select your equipment?**

забойной зоны пласта с целью повышения нефтеотдачи. Как уже говорилось, провели разбуривание стоп-колец. Думаю, эта технология будет в нашем серийном производстве.

**ВК: Каковы для Вас критерии выбора производителя оборудования?**

**В.В. Хоймов:** Мы позиционируем себя с отечественным производителем, хотя изучили и импортные аналоги, работали с ними. Но все же предпочтение отдаем оборудованию отечественного производства.

**ВК: Инструмент для внутрискважинных работ с колтюбингом каких компаний предпочитаете?**

**В.Н. Шумаков:** Инструмент компании «РосТЭКтехнологии» из Краснодара. В последнее время обратили также внимание на продукцию компании «Сиб Трейд Сервис» из Самары. Сотрудничаем по изготовлению режущего инструмента с ООО «БИТТЕХНИКА» (город Пермь).

**ВК: Испытывает ли Ваша компания проблему нехватки квалифицированных кадров?**

**В.В. Хоймов:** Эта проблема – одна из основных в любом предприятии. Мы решаем ее путем обучения молодежи, передачи практического опыта. Не идем по пути переманивания специалистов с других предприятий. Ставка сделана на молодое поколение. Идем другим путем: даем объявления о вакансиях, проводим собеседования. Конечно, стараемся брать тех, у кого за плечами есть опыт работы в КРС, в бурении. Человек должен понимать, чем ему предстоит заниматься. Для работы со сложной техникой, прежде всего с колтюбингом, мы самые квалифицированные кадры из КРС переобучили прямо у нас на предприятии. И это дало хороший результат. Но прежде всего, конечно, думаем о молодежи, предоставляем ей возможности учиться, повышать квалификацию.

**ВК: Откуда Вы черпаете информацию о новых тенденциях развития нефтесервиса? Нужен ли, на Ваш взгляд, информационный портал, посвященный исключительно нефтегазовому сервису?**

**В.В. Хоймов:** Из интернета, журнала «Время колтюбинга», из общения с коллегами, круг которых у нас широкий. Конференции и выставки дают стимул к общению, обучению, знакомствам с коллегами. В журналах печатается много интересного, но все равно держатели колтюбинговых технологий умудряются сохранять их тонкости в секрете. Например, такая компания, как «Шлюмберге», у которой есть уникальные

**В.В. Khoimov:** We are using equipment produced by domestic manufacturing companies; however we studied foreign equipment, worked with it. Nevertheless, we prefer domestic equipment.

**CTT: Well intervention coiled tubing tools manufactured by what companies do you prefer?**

**V.N. Shumakov:** Tools manufactured by RosTEKtekhologii from Karasnodar. We have recently turned our attention to the products of Sib Trade Service from Samara. In terms of manufacture of cutting tools, we cooperate with BITTEKHNIKA (the city of Perm).

**CTT: Does your company face the problem of the lack of qualified personnel?**

**V.V. Khoimov:** This is one of the main issues at any enterprise. We resolve this issue by means of training young personnel and transferring practical experience. We do not follow the way of luring professionals away from other companies. We count on the young generation. We pursue our own path: we place job advertisements, hold interviews. Of course we try to employ professionals who have experience in workover, drilling. A candidate should clearly understand what kind of work he is going to do. At our enterprise we retrained the most qualified workover personnel to operate complicated machinery, coiled tubing units in the first place. This retraining yielded good results. But above all things we do think about young personnel, offering people an opportunity to learn and upgrade their qualification.

**CTT: Where do you get information about new tendencies of oil services sector development? In your opinion, is there a need for a data portal dedicated to oil and gas services only?**

**V.V. Khoimov:** From the Internet, Coiled Tubing Times Journal, from communication with a wide range of colleagues. Conferences and exhibitions give incentive to communicate, to learn, to get acquainted with the colleagues. There is plenty of interesting information published in different journals and magazines; however, holders of coiled tubing technologies manage to keep nuances and details of these technologies a secret. For example, Schlumberger does not disclose its secrets even to the clients. That is why a data portal dedicated to oil and gas services is needed indeed. Let information be highly specialized (workover, hydraulic fracturing, coiled tubing), but be located on one website to make it easy and comfortable to get information from and to place information on such a data portal.

**CTT: What oil and gas service technologies will be in demand in 5–10 years?**

**V.N. Shumakov:** There was a very interesting presentation made at a conference in Gelendzhik.

технологии, не раскрывает своих секретов даже заказчику. Поэтому информационный портал о нефтегазовом сервисе очень нужен. Пусть информация будет узко специализирована (КРС, ГРП, колтюбинг), но сконцентрирована на одном сайте, чтобы было удобно и почерпнуть что-то для себя, и свою информацию туда выложить.

### **ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса будут востребованы через 5–10 лет?**

**В.Н. Шумаков:** На конференции в Геленджике был озвучен очень интересный доклад, в котором были выделены направления перспективного развития нефтегазового сервиса. Именно по таким темам наше предприятие и работает. Это, во-первых, щадящая перфорация или щадящее сверление, поскольку мы уже начинаем выходить на выше- и нижележащие горизонты, и потому нужно переходить на щадящее вскрытие пластов. Вторая тема – это прогрев пластов, потому что на сегодня легкоизвлекаемые запасы нефти уже извлекли, остаются только трудноизвлекаемые. Поэтому мы осваиваем методы парогенерации, закачки горячей воды и пара, а также начинаем разрабатывать разогрев пласта способом подачи двух жидкостей через колтюбинг. Эти два направления, на мой взгляд, очень перспективны.

**В.В. Хоймов:** Будут востребованы технологии, о которых я говорил выше, – это технологии ГРП, технологии бурения боковых стволов – сегодня они самые востребованные в Российской Федерации. Все эти технологии будут актуальны и через 5–10 лет, хотя, наверное, процент фонда скважин, связанный с ГРП, будет уменьшаться. Процент бурения боковых стволов, думаю, будет расти еще очень долго, потому что боковой ствол намного облегчает цикл работ, связанный с обустройством площадок, монтажами, демонтажами, развитием инфраструктуры и т.д. На старом фонде производится по сути бурение новых скважин. Я считаю, что в перспективе это будет самая востребованная технология. Есть еще одна проблема, очень большая – ограничения водных притоков скважины на месторождениях, которые сильно обводнены. Она тоже требует решения, а потому потребует развития новых технологий. ☉

Вели беседу Галина ЯХОНТОВА, Ирина ГРУЗДИЛОВИЧ,  
«Время колтюбинга»



*Колтюбинговая установка МК20Т  
МК20Т СТ unit*

This presentation highlighted two directions of future oil and gas services development. And our company works in these very spheres highlighted in the presentation. Firstly, this is gentle perforation and gentle drilling as we start targeting underlying and overlying formations and we need to use gentle techniques of opening these formations. Secondly, heating up the formations, because we have already recovered the easily recoverable oil reserves and only the hardy recoverable oil reserves remain in place. That is why we are mastering steam generation methods, injection of steam and hot water, and we also start developing a method of formation heating by injecting two fluids via coiled tubing. I think these two areas are very promising today.

**V.V. Khoimov:** To my mind the technologies I have already mentioned before will be in demand: hydraulic fracturing and sidetracking technologies. They are currently the most popular and in-demand technologies in the Russian Federation. All these technologies will remain popular in 5-10 years, however, probably, the stock of wells with hydraulic fracturing operations will be reducing. But the percentage of sidetracking operations will be increasing for quite a long period of time because sidetracking allows reducing such types of works as well site preparation, rigging-up and rigging-down, infrastructure development, etc. By using sidetracking technology we actually drill a new well on the basis of an old one. I think that in the future it will be the most in-demand technology. There is another very big issue – water shutoff at the highly-watered fields. This issue also requires a solution, and, consequently, development of new technologies. ☉

Galina YAKHONTOVA and Irina GRUZDZILOVICH,  
Coiled Tubing Times

# Многостадийный ГРП

## Multi-Stage Hydraulic Fracturing

*На вопросы наших читателей отвечает Дмитрий Михайлович Пелевин, гл. специалист по новым технологиям ТВС, ООО «Трайкан Велл Сервис».*

*Dmitry Pelevin, Chief Specialist on New Technologies, Trican Well Service LLC, will answer the questions of our readers.*

**Время колтубинга: Многостадийные ГРП проводятся, как правило, в необсаженных горизонтальных стволах. Какой тип заканчивания скважины и спускаемой компоновки будет наиболее подходящим для проведения многостадийных ГРП в слабосцементированных породах с учетом нормальной посадки пакеров и предотвращения обрушения ствола скважины во время и после ГРП?**

**Дмитрий Пелевин:** Изначально технология многостадийного ГРП является способом разработки месторождений углеводородов в плотных породах (сланцы, песчаники проницаемостью менее 1 мД), только таким методом возможна добыча нефти и газа из слабопроницаемых заглинизированных коллекторов.

В настоящее время множество компаний предлагают системы заканчивания стандартной конструкции (мультипакерная компоновка с портами, активируемыми шарами). В принципе эти компоновки подходят для использования в слабосцементированных породах, для изоляции зон лучше использовать гидравлически активируемые пакеры.

Но в идеале для таких условий подходит технология BPS для цементируемого хвостовика, предлагаемая компанией «Трайкан».

**ВК: Какие факторы являются решающими при выборе длины интервалов при проведении многостадийных ГРП в относительно однородном пласте?**

**Д.П.:** Основным фактором является длина горизонтального участка, проницаемость пласта. Из этих условий подбирается

**Coiled Tubing Times: Multi-stage hydraulic fracturing is usually performed in horizontal open boreholes. What type of well completion and bottomhole assembly will be more suitable for performing multi-stage hydraulic fracturing operations in slightly cemented rocks with account of good packer setting and prevention of borehole collapse during and after the fracturing?**

**Dmitry Pelevin:** Originally, the technology of multi-stage hydraulic fracturing is a method of producing hydrocarbons from dense rocks (shale rock, sandstones with the permeability below 1 mD); only using this method it is possible to produce oil and gas from the poorly permeable mudded off reservoirs.

Currently many companies propose completion systems of a standard design (multiple packer assembly with ports activated by balls). In principle, these assemblies are suitable for slightly cemented rocks. For isolation of zones it is better to use hydraulically activated packers.

But for such conditions it is ideal to use BPS technology for a cemented liner that is proposed by Trican.

**CTT: What factors play a decisive role when choosing the length of intervals during multi-stage hydraulic fracturing operations in a relatively homogeneous reservoir?**

**D.P.:** The main factors are the length of the horizontal section and reservoir permeability. Based on these conditions the decision is made upon the number of stages. In turn, everything depends on the economic factors (we compare



количество стадий. В свою очередь, все это зависит от экономики (сравнивается технологический и экономический эффект вертикальных скважин с ГРП с одной многостадийной горизонтальной скважиной).

**ВК: Реализуем ли многостадийный ГРП на компоновке с надувными либо набухающими пакерами при забойных давлениях ГРП до 500 атм?**

**Д.П.:** Да.

**ВК: Есть ли смысл в изменении массы закачиваемого пропанта (либо иных параметров проведения ГРП) по мере удаления стадий ГРП от забоя горизонтального ствола? И если да, то какие основные факторы следует учитывать при этом?**

**Д.П.:** Если есть риск прорыва воды или продуктивный пласт водоплавающий, то по мере приближения к «пятке» скважины необходимо снижать объем пропанта, так как при эксплуатации ближайшие к «пятке» зоны будут подвергаться большей депрессии.

**ВК: Какие способы борьбы с обратным выносом пропанта наиболее действенны в условиях применения неизвлекаемых мультипакерных компоновок?**

**Д.П.:** Применение полимерного пропанта.

**ВК: Насколько эффективна локализация трещин в открытом горизонтальном стволе при проведении многостадийного ГРП по технологии Surgi Frac\* и подобным ей по сравнению с классическими схемами выполнения ГРП с мультипакерными компоновками? Насколько эффективно проникновение трещины в пласт и ее распространение, если сравнивать эти две технологии?**

**Д.П.:** При использовании системы заканчивания с мультипакерными компоновками, по сравнению с аналогичными технологиями, наиболее эффективна Surgi Frac. Легче изолировать зоны для каждого последующего ГРП.

**ВК: Какие факторы ограничивают применение технологии Surgi Frac\* и ей подобных?**

**Д.П.:** Необходимо наличие прочной колонны (воздействие давления ГРП) и наличие колтюбинга. ☉

technological and economic effect of vertical fractured wells with one multi-stage horizontal well).

**CTI: Is it possible to implement multi-stage hydraulic fracturing using assembly with inflatable or expanding packers under bottomhole fracturing pressure of up to 7,348 psi?**

**D.P.:** Yes.

**CTI: Is there any use in changing the volume of injected proppant (or other hydraulic fracturing parameters) while performing fracturing stages farther and farther from the bottom of the horizontal section of the well? If yes, what main factors should be taken into account?**

**D.P.:** If there is a risk of water breakthrough or if you have a bottom water drive reservoir then it is necessary to reduce the volume of proppant as far as the fracturing stages move closer to the well heel, because during the operation the zones located closer to the well heel will be subject to more underbalanced conditions.

**CTI: What methods to counteract proppant backflow will be more efficient under the conditions of using non-retrievable multi-packer assemblies?**

**D.P.:** Use of polymer proppant.

**CTI: How efficient is fracture localization in an open horizontal borehole when performing multi-stage hydraulic fracturing using Surgi Frac\* and similar technologies as compared to classical fracturing operations using multiple packer assemblies? How efficient is fracture penetration into the reservoir and its development, if we compare these two technologies?**

**D.P.:** The use of the completion system with multiple packer assemblies is more efficient compared to the technologies similar to Surgi Frac. It is easier to isolate zones for each subsequent hydraulic fracturing.

**CTI: What factors restrict the use of Surgi Frac\* and similar technologies?**

**D.P.:** It is necessary to have a strong, solid tubing string (impact of fracturing pressure) and to have a coiled tubing unit available. ☉

## О кислотном воздействии на ПЗП с помощью колтюбинга

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited

### *Дорогие коллеги, читатели журнала!*

Хочу высказать некоторые соображения, используя предоставленную мне колонку в журнале.

Честно говоря, меня беспокоит тот факт, что при наличии большого количества колтюбинговых установок на постсоветском пространстве проводится небольшое количество работ по интенсификации притоков нефти и газа кислотным воздействием на призабойную зону пластовой системы (ПЗП). Не хочу подсчитывать количество проведенных работ по кислотному воздействию на ПЗП, хотя это количество априори должно быть в пределах хотя бы 30–40%. Как и ГРП, кислотная обработка (КО) скважин входит в обязательное количество работ при заканчивании скважин. Жизнь показала, что количество ГРП в значительной степени опережает работы по КО. Я не против ГРП, хотя бы потому, что этот способ интенсификации продуктивной характеристики скважин обладает большим преимуществом перед другими способами повышения производительности скважин. В скрытой форме ГРП, как «сильнодействующее лекарство», таит в себе некоторые негативы (ослабляется крепь скважины, возникает в ускоренном режиме обводнение продукции скважины с уменьшением добычи флюидов и др.).

Совершенно очевидно, что ГРП бесспорно позволяет получить повышенный дебит нефти именно «сегодня». Но ведь известно, что законы фильтрации нефти и газа сурово подчиняются законам вытеснения углеводородов из пласта в скважину, при этом приток углеводородов должен происходить при преобладающем вытеснении нефти или газа по напластованию, нежели чем в крест напластования (если попытаться весьма кратко отметить суть затронутой проблемы).

Таким образом, кислотное воздействие позволит обеспечить планомерное, без «стрессовых явлений» вытеснение нефти к забою скважины, сохраняя возможность фильтрации нефти и газа по напластованию. Не надо забывать, что КО можно проводить с помощью колтюбинга, причем проводить весьма быстро и в большом количестве, сочетая «любой спуск гибкой трубы внутрь скважины». По этой причине рекомендую, не принижая по большому количеству достоинств ГРП, стараться проводить работы по КО.

Памятуя, что ГРП – это нефть «сегодня и быстро», а КО – это нефть или газ «сегодня и долго завтра».

Вам решать, дорогие читатели, что правильное использовать для интенсификации добычи нефти и газа, ГРП или КО с помощью колтюбинговой установки. ☉

## Acid Treatments of Bottomhole Formation Zone with Coiled Tubing Utilization

YU.A. BALAKIROV, Doctor of Engineering, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftgaz Private Limited



### *Dear colleagues and readers of our journal!*

Using the column in the journal, which is provided to me, I want to make some points.

To be honest I'm worried about the fact that the number of oil and gas production stimulation operations performed on the post-Soviet area with the help of

bottomhole formation zone (BFZ) acid treatments is very low, especially taking into account a big number of coiled tubing units in this area. I don't want to count a number of performed BFZ acid treatments, but this number should a priori be within 30-40% of the total number of completion operations. Like hydraulic fracturing, acid treatments (AT) of wells form a part of obligatory operations that should be performed during well completion. As practice shows, a number of hydraulic fracturing operations is significantly larger than the number of AT operations. I'm not against hydraulic fracturing, at least because this method of production enhancement has a set of serious benefits in comparison with other well stimulation methods. Indirectly hydraulic fracturing, like a «drastic remedy», bears some negative aspects (wellbore support weakens, water cut increases, etc.).

It is obvious that hydraulic fracturing allows to obtain increased oil flow rate «today». But it is well-known that the laws of oil and gas filtration are based on the laws of displacement of hydrocarbons into well out of formation. The flow of hydrocarbons should be mainly based on the displacement of oil or gas along bedding, but not on the cross migration of oil or gas (this is a short review of the problem).

Therefore, acid treatments provide a regular, «stress-free» displacement of oil or gas towards the bottomhole, conserving the possibility of along bedding filtration. We should not also forget about the fact that AT operations can be performed with coiled tubing (CT) utilization. CT allows to perform large-volume treatments very quickly without killing of well. For this reason I encourage everybody to perform AT operations without diminishing the importance of hydraulic fracturing.

Remember that hydraulic fracturing gives you oil «today and quickly» while AT gives you oil or gas «today and tomorrow, and so on».

It is up to you, dear readers, to decide what is better to use for oil and has production stimulation, hydraulic fracturing or AT with coiled tubing utilization. ☉



## «УРАЛТРУБМАШ»: СОВЕРШЕНСТВУЯ ТЕХНОЛОГИЮ

С момента производства первой длинномерной трубы в 1998 году «Уралтрубмаш» прошел огромный путь, совершенствуя технологию и повышая качество длинномерных труб в бунтах. В первую очередь усилия были сосредоточены на приобретении высококачественной стальной заготовки, соответствующей самым высоким требованиям мировых стандартов и потребителей. Удалось достичь соглашения о сотрудничестве с мировыми лидерами металлургии из Франции и Финляндии.

В процессе модернизации производства линия сварочного стана дооборудована четырехклетевой формовкой, трехклетевой калибровкой и сварочным оборудованием THERMATOOL, обеспечивающим оптимальные размеры внутреннего грата по всей длине длинномерной трубы, высокое стабильное качество сварки продольного шва и геометрии трубы. Внедрено современное оборудование для термообработки продольного сварного шва фирмы INWT INDUCTOTHERM, позволяющее проводить термообработку шва с целью максимально выравнять свойства по сечению трубы. Внедрен современный комплекс оборудования неразрушающего контроля, произведена модернизация участков накопления штрипса, введена современная автоматизированная линия с плазменной сваркой «косых» стыков и оборудование для намотки трубы с горизонтальной осью.

Длинномерные трубы в бунтах производства «Уралтрубмаш» сертифицированы в системе сертификации ГОСТ-Р и ВНИИГАЗ-Сертификат. Получено разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) на применение длинномерных труб в бунтах.

В настоящее время одной из основных стратегических целей компании «Уралтрубмаш» является расширение сбыта длинномерных труб – усиление влияния на российском рынке и поставка труб за рубеж.

### ПРЕЦИЗИОННЫЕ ЗАГОТОВКИ ДЛЯ ЦИЛИНДРОВ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (ПЭН) И ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ (ПЭД)



Применяются для производства нефтедобывающего оборудования

Наружный диаметр, мм 86; 92; 96; 98,4; 101,6; 103; 112; 114; 115,85; 117  
Толщина стенки, мм 4,7-5, 5-6-6, 35-6, 5-7-10  
Длина, мм до 9000

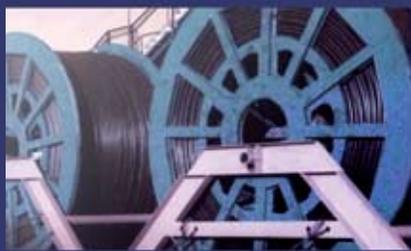
### ЭЛЕКТРОСВАРНАЯ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННАЯ ТРУБА ДЛЯ КАРДАННЫХ ВАЛОВ



Используется для изготовления карданных валов автомобилей, тракторов, машин.

Внутренний диаметр, мм 82; 94; 105; 108  
Стенка, мм 3,5; 4,0; 6,0  
Длина, мм 5000-6000

### ДЛИННОМЕРНЫЕ ТРУБЫ В БУНТАХ



Применяются с использованием колтюбинговых агрегатов для бурения, освоения и ремонтных работ на нефтяных и газовых скважинах, а также для прокладки трубопроводов, транспортирующих некоррозионноактивные продукты

Наружный диаметр, мм 33,5; 38,1  
Толщина стенки, мм 3; 3,2  
Максимальная длина, м 4500

### ТРУБЫ ИЗ СТАЛИ 12Х18Н10Т ГОСТ 9941-81, ГОСТ 14162-79



Используются для производства медицинской техники, приборов различного назначения, в авиационной промышленности

Наружный диаметр, мм 0,8-16  
Стенка, мм 0,15-2  
Максимальная длина, мм 6000

### СИСТЕМА КАЧЕСТВА

Система менеджмента качества сертифицирована на соответствие требованиям ИСО 9001:2008 в международной системе IQNet и в системе Российского регистра. Сертификация распространяется на все виды продукции ОАО «Уралтрубмаш»

### ВОЗМОЖНОСТИ

По Вашему заказу предприятие изготовит:

1. Прецизионные трубы для гидроцилиндров. Характеристики труб соответствуют требованиям стандарта DIN 2393. Класс чистоты Ra 0,2-0,4.
2. Нержавеющие трубы со специальными свойствами и полным комплексом отраслевых испытаний.
3. Прецизионные трубы по требованиям заказчика.
4. Электросварные прямошовные трубы из углеродистых и легированных сталей со специальными свойствами.

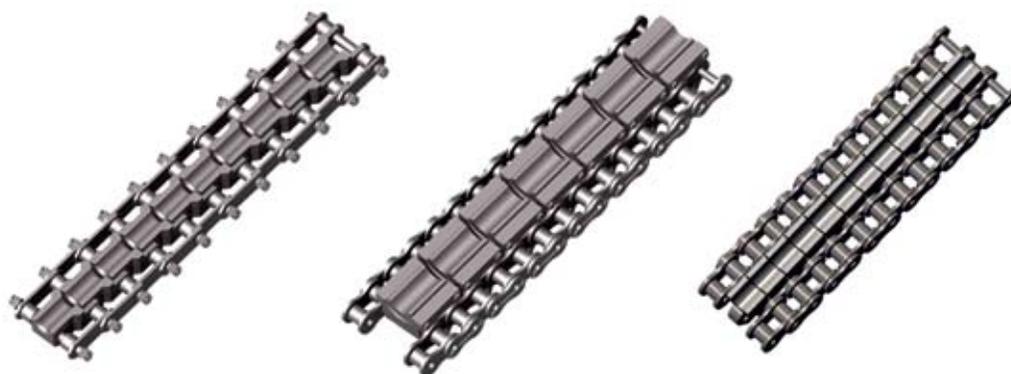
# ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

Ярослав ТУМБАРЦЕВ, технический директор ООО «Акмаш-Холдинг»

**Кировская компания «Акмаш-Холдинг»** не новичок на нефтяном рынке. Имея за плечами более чем полувековой опыт по производству цепей для многих отраслей промышленности, предприятие смогло сформировать мощный конструкторский коллектив. Проведя маркетинговые исследования рынка, его сотрудники пришли к идее о производстве и выпуске цепей для инжекторов колтюбинговых установок. И сейчас, вот уже три года, компания «Акмаш-Холдинг» является одним из лидеров по выпуску этой продукции в России и странах СНГ.

По желанию заказчика нарезка на рабочей поверхности может иметь прямоугольный, трапециевидный профиль или профиль метрической резьбы.

В настоящее время существует конструкция, позволяющая значительно увеличить ресурс цепи и удобство в обслуживании. Компанией «Акмаш-Холдинг» были спроектированы и изготовлены цельные плашки, конструкция которых увеличивает их надежность, износостойкость, а также способствует более надежному сцеплению плашки с трубой.



Сегодня сложились два направления в конструировании цепей для инжекторов колтюбинговых установок – с одной и с двумя тяговыми цепями, снабженными плашками, взаимодействующими с колонной гибких труб. Компания изготавливает цепи обоих исполнений: с составными и цельными плашками. Составная плашка хоть и предполагает некоторую трудоемкость по замене вкладышей, но позволяет один и тот же инжектор использовать с трубами различных диаметров от 19,05 мм до 88,9 мм.

При эксплуатации особое внимание следует уделять сохранению качества поверхности трубы. Как показывает опыт, поверхностные дефекты в виде рисок или вмятин являются концентраторами разрушающих напряжений. Ряд экспериментов и опытная эксплуатация позволили определить оптимальный профиль, обеспечивающий лучшее сцепление колодки с трубой при минимальном воздействии на ее поверхность. Технические специалисты компании подробно изучили условия эксплуатации



**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, 70-38-14, 70-38-26, 70-37-93  
e-mail: sales@akmash.ru

[www.akmash.ru](http://www.akmash.ru)

и применили при изготовлении изделия оптимальные для этого случая материалы и технологии. Цепи для инжекторов колтюбинговых установок, выпускаемые компанией «Акмаш-Холдинг», не уступают импортным аналогам, а по некоторым показателям даже превосходят их. Стоимость изделий ниже импортных, что создает экономическую целесообразность их применения. Еще один плюс – кратчайшие сроки изготовления и поставки, которые складываются из близкого месторасположения

производственной базы к потенциальным потребителям. «Акмаш-Холдинг» предлагает как цепи, изготовленные по российским и международным стандартам, так и цепи, изготовленные по образцам и эскизам заказчиков. Для удобства клиентов работает широкая сеть филиалов и представительств по России и ближнему зарубежью.

«Акмаш-Холдинг» сотрудничает с крупными нефтегазовыми компаниями России и стран СНГ не только в части поставок цепей, но и в изучении вопросов надежности и повышения качества выпускаемой продукции при разработке новых изделий.

На складе предприятия всегда в наличии

более 200 наименований изделий. Производственные мощности позволяют перейти к серийному производству цепей колтюбинга. Компания готова к диалогу с обслуживающими структурами нефтегазодобывающих компаний.

«Акмаш-Холдинг» – постоянный участник тематических и отраслевых выставок.

**Посетите стенд № 84В35**

**«Акмаш-Холдинг» в павильоне № 8 на выставке «Нефтегаз-2012» 25–29 июня!**



## НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ NEW CAPABILITIES OF SELECTIVE PACKER EQUIPMENT

**С.В. БРЫКОВ**, технический директор ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз»  
**О.В. СКИБИН**, директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис»

**S.V. BRYKOV**, Chief Technical Officer of ООО PF Packer Tools  
**O.V. SKIBIN**, Business Development Director of ООО Packer Service

### ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРОЧНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГРП И ОПЗ ДЛЯ МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

ООО «Производственной фирмой «Пакер Тулз» совместно с ООО «Пакер Сервис» разработано новое оборудование для проведения выборочного (селективного) ГРП и ОПЗ на скважинах с несколькими эксплуатируемыми пластами. Данное оборудование представляет собой пакерно-якорную и клапанную систему узлов, первоначально разработанную для проведения обработок призабойных зон (кислотных, глино-кислотных и других обработок). Опыт промышленного применения и экономическая эффективность (за счет значительного сокращения времени на СПО) данных селективных компоновок показали целесообразность применения этого оборудования и для работ по интенсификации притока методом гидравлического разрыва пластов.

ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» совместно с ОАО «Сургутнефтегаз» при инженерном сопровождении ООО «Пакер Сервис» (разработка дизайна работы внутрискважинной компоновки и инженерное сопровождение самих работ) провели успешные опытно-промышленные работы по внедрению данного оборудования на четырех скважинах Северо-Лабатьюганского месторождения. В настоящий момент оборудование одобрено к применению и запущено в серийное производство ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз».

### ОПЫТ ООО «ПАКЕР СЕРВИС» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЛЕКТИВНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНОВКИ ПАКЕРОВ ПС-С

Первым и одним из основных направлений деятельности ООО «Пакер Сервис» с момента его основания и до настоящего времени является сервис по предоставлению и инженерному сопровождению пакеров для проведения гидравлического разрыва пласта, обработок призабойной зоны пласта и различных технологических операций при ремонте

### TECHNOLOGY OF SELECTIVE HYDRAULIC FRACTURING AND BOTTOMHOLE TREATMENT FOR MULTIZONE DEVELOPMENT

ООО PF Packer Tools in partnership with ООО Packer Service has recently developed new equipment for selective hydraulic fracturing and bottomhole treatments that can be used during multizone development. This equipment includes packer and anchor assemblies, as well as valve system, which were originally developed for performing of bottomhole treatments (acid, mud-acid and other types of treatments). Economic efficiency (due to significant reduction of time expenditures) and experience of technical application of these selective treatments showed that the above-mentioned equipment can be very useful during such production stimulation operations as hydraulic fracturing.

ООО PF Packer Tools in partnership with ОАО Surgutneftegas (engineering support was provided by ООО Packer Service and included the development of downhole assembly design and in-situ engineering support during operations) has successfully completed the pilot project that involved implementation of such equipment at four wells of Severo-Labatuganskoe field. Currently the equipment under consideration is approved for field application. Its full-scale production has already been started by ООО PF Packer Tools.

### EXPERIENCE GAINED BY ООО PACKER SERVICE DURING PERFORMING OF SELECTIVE HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS WITH PS-S PACKER ASSEMBLY

The first and one of the main directions of ООО Packer Service activity (from the date of its foundation and up to the present moment) is the provision of packer equipment for hydraulic fracturing and bottomhole treatments (as well as for some other well workover operations) and the corresponding engineering support of



скважин. Различные способы проведения ГРП требуют использования определенных видов пакерного и устьевого оборудования, отвечающих требованиям технологических процессов, скважинных условий и т.д.

### ОПЫТ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

С 2010 года специалистами ООО «Пакер Сервис» освоена технология проведения работ с использованием компоновок пакеров серии ПС-С производства ООО «ПФ «Пакер Тулз» при проведении селективного гидравлического разрыва пласта или обработки определенного интервала пласта на многопластовых скважинах. Суть метода основана на последовательной обработке нескольких вскрытых продуктивных интервалов или обработке одного из нескольких, изолируя их друг от друга компоновкой пакеров. Кроме возможности проведения избирательного воздействия, конструкция пакеров и составляющих компоновки и устьевого оборудования позволяет перемещать компоновку на следующий интервал обработки при наличии избыточного давления в скважине.

В течение 2009–2010 годов с использованием двухпакерной компоновки пакеров для проведения селективного ГРП были выполнены работы по проведению гидравлических разрывов пласта и обработки призабойной зоны пласта кислотными составами на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос». В октябре 2011 года были начаты работы по селективному гидравлическому разрыву пласта с применением пакеров серии ПС-С производства ООО «ПФ «Пакер Тулз» на месторождениях

this equipment. Different methods of hydraulic fracturing operations performing require utilization of certain packer and wellhead equipment that meets the requirements imposed by downhole conditions, operating procedures, etc.

### FIELD EXPERIENCE

In 2010 specialists of ООО Packer Service mastered the technology of selective hydraulic fracturing (or treatment of a definite interval of multiple zone well) with utilization of packer assemblies PS-S manufactured by ООО PF Packer Tools. The technology is based on sequential treatment of several opened production intervals. It is also possible to treat one interval among other adjacent intervals by means of isolating them from one another with utilization of packer assembly. Besides the capability of performing selective treatments, the design of packers and wellhead equipment allows to move the assembly to the next target interval in the presence of overpressurization.

During 2009–2010 a set of hydraulic fracturing and bottomhole acid treatment operations with utilization of two-packer assembly for selective hydraulic fracturing has been performed at the fields of ООО Gazpromneft-Hantos. In October, 2011 several selective hydraulic fracturing operations with application of PS-S packers manufactured by ООО PF Packer Tools were started at the fields of OAO Surgutneftegas. In the course of works 10 selective hydraulic fracturing operations were performed in two and three stages on four different

ОАО «Сургутнефтегаз». В ходе работ выполнены 10 селективных ГРП в два и три этапа на четырех скважинах. Инженерное сопровождение осуществлялось специалистами ООО «Пакер Сервис». Все работы признаны успешными.

### СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Двухпакерная компоновка ПС-168С (далее – ПС) применяется для гидравлического разрыва пласта, тампонажных работ, кислотной обработки, испытания пласта. Представляет собой извлекаемое изделие с двумя фиксирующимися узлами в эксплуатационной колонне и двумя уплотнительными узлами, между которыми находится камера сообщения трубы с затрубным пространством. Позволяет производить воздействие на пласт селективно.

Верхний пакер ПС является проходным инструментом до нижнего пакера, что позволяет прокачивать через него объемы жидкости и беспрепятственно спускать перфораторы и геофизический инструмент.

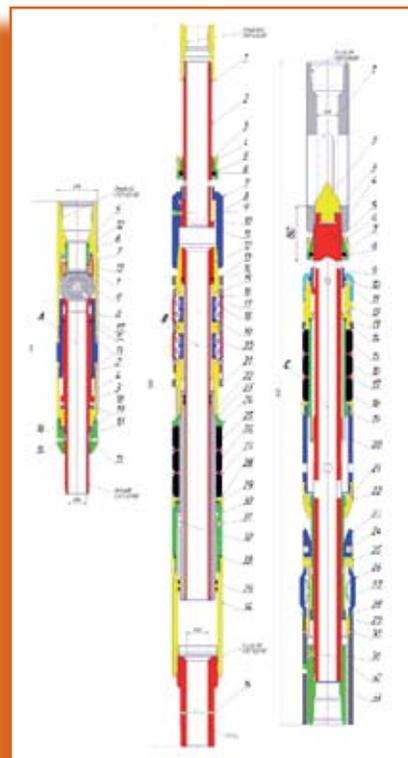
Детали пакера обладают износоустойчивостью к прокачке песка для ГРП.

Посадка нижнего пакера ПС в скважине осуществляется с помощью правого вращения колонны НКТ, установка верхнего пакера производится движением колонны НКТ вниз.

Во время проведения работ в условиях высокого давления верхний пакер удерживается в месте посадки плашками гидравлического якоря при помощи интегральной гидравлической системы. Гидравлические плашки устанавливаются в рабочее положение под действием давления в колонне НКТ. Нижний пакер удерживается в колонне при помощи плашек механического якоря под воздействием горизонтальной нагрузки.



**Специалисты ООО «Пакер Сервис» (в центре главный инженер ООО «Пакер Сервис» Олег Коваль)**  
**Specialists of OOO Packer Service (Oleg Koval, chief engineer of OOO Packer Service, is in the middle of photo)**



**Рисунок 1 – Схема компоновки ПС-С производства ООО «ПФ «Пакер Тулз»**  
**Figure 1 – The design of PS-S packer assembly manufactured by OOO PF Packer Tools**

wells. Engineering support was provided by OOO Packer Service. All operations were successful.

### DOWNHOLE EQUIPMENT

Two-packer assembly PS-168S (hereinafter referred to as PS) can be used during hydraulic fracturing operations, squeeze job, acid treatments and formation tests. This retrievable assembly represents a tool with two clip-on units in a production string and two packing units, between which a chamber that connects tube side with annulus is situated. It allows to perform selective treatments.

Upper packer of PS assembly is full-opening, which allows to pump fluids through it and lower down perforators and/or geophysical tools.

Packer components have good resistance to wear caused by fracturing sand.

In order to set lower packer of PS assembly one needs to rotate the tubing string clockwise. Setting of upper packer is performed by moving the tubing string down.

When operations are performed under high-pressure conditions upper packer holds its setting position with the help of hydraulic anchor slips that are activated by the integrated hydraulic system. When the pressure in the tubing string increases hydraulic anchor slips take their operating position. Lower packer holds its position in the tubing string with the help of mechanical anchor slips that are activated under the influence of



*Сергей Брыков, технический директор ООО «ПФ «Пакер Тулз»*  
*S. Brykov, chief technical officer of ООО PF Packer Tools*

Рабочая поверхность плашек гидравлического и механического якорей имеют высокую твердость, что позволяет увеличить их фиксирующую способность в колонне и износостойкость при работе. Механически управляемый, легко открывающийся циркуляционный клапан может быть заблокирован в открытом или закрытом положении для выполнения тампонажных работ, обработки скважины и для создания циркуляции над пакером.

### КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОМПОНОВКИ ПС-С

Пакерная компоновка ПС-168С состоит из обратного шарового клапана (позиция А), который находится в верхней части компоновки и обеспечивает возможность перекрытия трубного пространства при наличии избыточного давления. Ниже располагается верхний пакер с байпасным узлом, который обеспечивает выравнивание давления и циркуляцию над верхним пакером (позиция В). Верхний пакер состоит из гидравлического якоря и уплотнительного элемента, обеспечивая разобщение затрубного пространства над и под верхним пакером. Конструкция верхнего пакера с байпасным узлом обеспечивает передачу правостороннего вращения на нижний пакер (позиция С), что в свою очередь приводит к выводу нижнего пакера из транспортного положения в рабочее. Нижний пакер состоит из механического якоря и уплотнительного элемента, по которому происходит разобщение с затрубным пространством под нижним пакером. Нижний

longitudinal load. Working surface of hydraulic and mechanical anchors' slips has high hardness. It allows to increase their anchoring power and wear resistance. Power-operated and easy-to-open circulation valve can be fixed in either open or closed position in order to perform squeeze job, well treatment or create a circulation above the lower packer.

### DESIGN FEATURES OF PS-S ASSEMBLY

Packer assembly PS-168S consists of a ball type back-pressure valve (position A), which is situated in the upper part of the assembly and allows to blind the tube side in the case of overpressurization. The upper packer (position B) is situated below the back-pressure valve. It is equipped with a by-pass unit that ensures equalization of pressure, as well as circulation above the upper packer. The upper packer itself consists of hydraulic anchor and seal element. The latter is intended for separation of the annulus above and below the upper packer. Design of the upper packer with a by-pass unit allows to rotate the tubing string clockwise, which results in the change over of the lower packer (position C) from run-in to operating position. The lower packer itself consists of mechanic anchor and seal element. By analogy with the upper packer, seal element is intended for separation of the annulus above and below the lower packer. The lower packer also has a by-pass unit, which ensures equalization of pressure in below-packer zone. In upper part of



пакер имеет в своей конструкции байпасный клапан, обеспечивающий выравнивание давления в подпакерной зоне. В верхней части нижнего пакера располагается девертор, через который происходит сообщение между внутренним пространством НКТ и участком воздействия через пакер ПС-168С. Для перекрытия необходимой длины воздействия применяются трубы НКТ 89, монтируемые между верхним пакером и девертором.

### ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВУХПАКЕРНОЙ КОМПОНОВКИ ПС-С

Технология трехэтапного ГРП с применением компоновки предусматривает следующие этапы проведения ГРП:

- перфорация проектных интервалов;
- подготовка эксплуатационной колонны к спуску компоновки пакеров ПС-С;
- сборка компоновки пакеров ПС-С;
- спуск компоновки пакеров ПС-С;
- привязка пакера (репера) геофизическими методами, установка компоновки пакеров в заданном интервале;
- установка устьевого арматуры ГРП с катушкой (на превентор с трубными плашками под диаметр 89 мм);
- проведение первого этапа ГРП;
- ожидание снижения давления в трубном пространстве до 70 атм;
- закрытие обратного шарового крана;
- подъем компоновки и установка в следующий заданный интервал перфорации проведения ГРП (допустимо при давлении в затрубном пространстве скважины не более 70 атм);
- проведение второго этапа ГРП;
- ожидание снижения давления в трубном пространстве до 70 атм;
- закрытие обратного шарового крана;
- подъем компоновки и установка в следующий заданный интервал перфорации проведения ГРП (допустимо при давлении не более 70 атм);
- проведение третьего этапа ГРП;
- ожидание снижения давления в трубном пространстве до 70 атм;
- срыв компоновки и глушение скважины;
- подъем компоновки из скважины и ее демонтаж.

Опыт использования пакерного оборудования серии ПС-С производства ООО «ПФ «Пакер Тулз» при работах по интенсификации методом ГРП на многопластовых скважинах показал значительную экономическую выгоду для недропользователей, обусловленную сокращением времени на работу бригад КРС, занимающихся подготовкой скважины к ГРП и сокращением времени проведения самого ГРП (в том числе времени на мобилизацию/демобилизацию флота ГРП), так как две или три операции гидроразрыва проводятся за один подъезд флота ГРП. ©

the lower packer a diverter is situated. This diverter connects tube side with treated interval. In order to shut off the necessary length of treated interval a 3-1/2" tubing is usually used. This tubing is mounted between the upper packer and the diverter.

### THE TECHNOLOGY OF TWO-PACKER PS-S ASSEMBLY APPLICATION

The technology of three-stage hydraulic fracturing with utilization of the above-mentioned assembly involves the following procedures:

- perforation of target intervals;
- preparation of the production string for PS-S packer assembly running;
- PS-S packer assembly fit-up;
- PS-S packer assembly running;
- packer (log marker) positioning by means of geophysical methods, setting of packer assembly within the target interval;
- installation of wellhead equipment for hydraulic fracturing equipped with a spool (for blowout preventer with pipe rams suitable for 3-1/2" tubing utilization);
- performing of the first stage of hydraulic fracturing;
- waiting till the tubing pressure reaches the level below 1000 psi;
- ball type back-pressure valve shutoff;
- lifting of the assembly and its setting within the next target perforation interval (this procedure is allowed only when annulus pressure is below 1000 psi);
- performing of the second stage of hydraulic fracturing;
- waiting till the tubing pressure reaches the level below 1000 psi;
- ball type back-pressure valve shutoff;
- lifting of the assembly and its setting within the next target perforation interval (this procedure is allowed only when annulus pressure is below 1000 psi);
- performing of the third stage of hydraulic fracturing;
- waiting till the tubing pressure reaches the level below 1000 psi;
- deactivation of the assembly and killing of well;
- pulling the assembly out of hole and its rig-down.

Experience of OOO PF Packer Tools' PS-S packer equipment utilization during hydraulic fracturing operations in multiple zone wells verifies significant economic benefits for license holders caused by the reduction of time spent by workover crews, which prepare a well for hydraulic fracturing treatments, and by the duration reduction of hydraulic fracturing itself (including time for mobilization/demobilization of hydraulic fracturing fleet), since two or three fracturing operations are performed within one approach of hydraulic fracturing fleet. ©

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНО, КАЧЕСТВЕННО, В СРОК!



## ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз»»



**ПАКЕРЫ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО  
РАЗРЫВА ПЛАСТА И  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ**

**ПАКЕРЫ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ  
РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ  
И ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО  
ДАВЛЕНИЯ**

**ЯКОРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ**

**РАЗЪЕДИНИТЕЛИ КОЛОНН**

**КОНТЕЙНЕРЫ ДЛЯ ГЛУБИННЫХ  
МАНОМЕТРОВ**

**КОМПОНОВКИ СКВАЖИННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЗ, ППД**

**ТОРЦЕВЫЕ ФРЕЗЫ**

**КОЛЬЦЕВЫЕ ФРЕЗЫ**

**КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ**



115191, г.Москва,  
Холодильный переулок, д.3, корпус 1, стр.4  
тел./факс: +7(499) 502-80-36;(495) 665-69-39  
e-mail:contact@packer-tools.ru  
www.packer-tools.ru



# «ЮГСОН-СЕРВИС» – ведущий поставщик пакерно- якорного оборудования

## UGSON-SERVICE is a Leading Supplier of Packer-Anchor Equipment

*Наш корреспондент беседует с В.С. Чернухиным, главным технологом  
производственно-сервисной компании ООО «Югсон-Сервис».*

*Our correspondent talks to V.S. Chernubin, Chief Process Engineer of ООО Ugson-Service.*

**Время колтюбинга:** Спасибо, что нашли время для беседы, Виктор Сергеевич. Знаю, что Вы очень занятой человек, ведь вся инженерно-технологическая структура «Югсон-Сервис» находится под Вашим постоянным контролем. Трудно управлять таким большим количеством людей?

**Виктор Чернухин:** Вовсе нет! Инженеры-технологи нашей компании – не только высококвалифицированные специалисты в области инженерного сопровождения, ремонта и установки скважинного оборудования, но и профессионалы во всех смыслах этого слова. А с профессионалами, как известно, всегда приятно и комфортно работать.

**ВК:** Какие компании являются наиболее активными заказчиками оборудования и инжиниринга «Югсон-Сервис»?

**В.Ч.:** У нас много заказчиков среди «сервисников», как крупных, так и средних. К примеру: «КАТКоневть», «Геотехнокин-Сервис», «КНГ-Сервис», УПНП и КРС «Белоруснефти», МП «ГеоИнТЭК» и многие другие. Не уступают по числу заказов и крупные нефтяные компании, такие как: ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпром»,



*В.С. Чернухин выпускник Тюменского  
индустриального института  
(нынешнего ТюмГНГУ);  
Работал буровым мастером в компании  
«Тюменьгеология», мастером КРС  
в компании «НПК «Славнефть»;  
С 2002 года главный технолог компании  
«Югсон-Сервис».*

*V.S. Chernubin graduated from Tyumen  
Industrial Institute (today's Tyumen State  
Oil and Gas University);  
He worked as a driller in Tyumengeologiya  
and workover rig manager in NGK Slavneft;  
V.S. Chernubin is a chief process engineer  
of Ugson-Service since 2002.*

**Coiled Tubing Times: Viktor Sergeevich,** I really appreciate you made time for this conversation. I know that you are a very busy man – you constantly administrate the whole process technology structure of Ugson-Service. Is it difficult to manage such a large number of people?

**Viktor Chernuhin:** Rather! Process engineers of our Company are not only highly qualified specialists in the fields of engineering support, repair and installation of downhole equipment, but also professionals in every sense of the word. As you know, it is always very nice and comfortable to work with professionals.

**CTT: Which companies are the most active purchasers of equipment and engineering services of Ugson-Service?**

ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Лукойл»,  
ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Татнефть».

**ВК: Как Вы считаете, чем компании руководствуются при выборе поставщика пакерно-якорного оборудования?**

**В.Ч.:** Уверен, что любой уважающий себя и свой труд грамотный специалист в первую очередь обращает внимание на технические и качественные характеристики оборудования, необходимого для проведения той или иной операции, но и не менее важным критерием при выборе является цена. Тут должен работать принцип справедливого соотношения «цена/качество». А вообще, любое оборудование должно приносить не только технологическую пользу, но и давать мощный экономический эффект.

**ВК: Оборудование «Югсон-Сервис» дает такой эффект?**

**В.Ч.:** Разумеется. В качестве примера можно привести мостовые пробки ПМ и ПМЗ, используемые для проведения РИР с применением тампонажного материала выше или ниже интервала установки. Данные пробки позволяют сократить время проведения технологических операций в 4 раза по сравнению с традиционными технологиями, избежать простоя во время ожидания затвердевания цемента, а время является прямым отражением стоимостных затрат.

Освоение скважин и интенсификация притока с использованием струйного насоса УСН-СН позволяет полностью или частично восстановить фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов за счет воздействия на призабойную зону многократными депрессиями и репрессиями и тем самым очистить призабойную зону и улучшить фильтрационные свойства, а также увеличить дебит добываемой жидкости. Использование струйного насоса дает нам также возможность подбора оптимального типоразмера скважинного оборудования под фактическую продуктивность скважины и сократить количество отказов погружного оборудования в разы.

Большой экономической эффективностью обладает и наша технология откачки газа из

**В.Ч.:** Among our customers one can find major and medium-size service companies, including, for example, KATKoneft, Geotechnokin-Service, KNG-Service, Belorusneft (Departments of Oil Recovery Enhancement and Well Workover), MP GeoInTEK and others. A lot of orders also come from major oil companies, such as ОАО TNK-BP, ОАО Gazprom, ОАО Surgutneftegas, ОАО Lukoil, ОАО NK Rosneft and ОАО Tatneft.

**СТТ: In your opinion, what are the main factors that are taken into account by companies when selecting the supplier of packer-anchor equipment?**

**В.Ч.:** I am confident that every skilled specialist who respects himself and his work first

of all pays attention to specifications and quality attributes of equipment, which is necessary for conducting a certain operation. However, the price is also a very important factor that affects the process of selection. I think that price-quality ratio is the main factor in this case. Actually, any

equipment must provide not only technological, but also economic benefits.

**СТТ: Does the equipment of Ugson-Service provide such benefits?**

**В.Ч.:** Obviously. As an example, I can cite bridge plugs PM and PMZ, which are used for cement squeeze with application of backfill above or below the setting interval. These plugs allow to decrease the duration of technological operations by four times in comparison with conventional technologies and minimize nonproductive time associated with waiting-on-cement. And, as you know, time is a direct reflection of costs.

Wells development and production stimulation with application of jet pump USN-SN allow to completely or partially restore flow properties of low-permeability reservoirs due to bottomhole zone treatments (recurrent influence of underbalanced and overbalanced pressure). Such treatments allow to clean up bottomhole zone and improve flow properties, as well as to increase the production rate. Utilization of jet pump also gives the possibility to select optimal unit size of downhole equipment according to

Должен работать принцип справедливого соотношения «цена/качество».

Price-quality ratio is the main factor in this case.

Время является прямым отражением стоимостных затрат.

Time is a direct reflection of costs.

затрубного пространства добывающих скважин. На одной из скважин крупной компании, в Западной Сибири при ОПИ, она позволила сэкономить около 3 млн рублей за один месяц.

**ВК: Серьезный результат! В современных условиях развития промышленности довольно часто организации взаимодействуют между собой, предоставляя то или иное оборудование для ОПИ. А «Югсон-Сервис» проводит совместные с другими компаниями опытные испытания?**

**В.Ч.:** Да, испытания у нас проходят довольно часто. Сейчас совместно с компанией «ТНК-Нижневартовск» проводятся ОПИ с пакером 4ПМС-КВБ. В Бузулуке совместно с НГДУ «Сорочинскнефть» ОПИ с мостовыми пробками 2ПМ и компоновками для изоляции зон негерметичности ИЗН намечены на июнь 2012 года.

**ВК: На сегодняшний день на рынке сервисных услуг ужесточилась конкуренция отечественного сектора с западными «захватчиками».**

**Данный факт оказывает влияние на деятельность компании? Насколько востребованы услуги инжиниринга компании «Югсон-Сервис»?**

**В.Ч.:** Конечно, конкуренты влияют на нашу деятельность, но это влияние трансформируется в постоянное совершенствование нашей организации и выпускаемой продукции, а также позволяет постоянно повышать уровень и качество оказываемых услуг. Наш большой плюс еще и в том, что мы практически мгновенно реагируем на ситуацию. В Нижневартовске создан и работает наш сервисный центр, который помогает компании более оперативно реагировать на запросы заказчиков.

Что касается спроса на наш инжиниринг, то, к сожалению, по известным причинам не могу назвать точные цифры, но согласно учетной статистике, объем работ, выполняемых нашей компанией с 2009 по 2012 год вырос более чем на 150%. Думаю, этот показатель о многом говорит.

**ВК: Большое спасибо за интересную беседу, Виктор Сергеевич!**

**В.Ч.:** Успехов вашему журналу! ☺

well productivity and decrease the number of equipment failures by many times.

Our technology of gas pumping out of production wells' annulus provides significant economic benefits as well. Pilot tests of this technology at one of the wells in Western Siberia owned by major oil company showed that cost-cutting amounted to 3 mln rubles (\$95,000) per month.

**CTT: Strong result! Under present-day conditions of industry development different companies interact with each other quite often and provide certain equipment for pilot testing. Does Ugson-Service perform pilot tests in association with other companies?**

**V.Ch.:** Yes, such pilot tests are performed rather frequently. At the moment we are performing pilot tests of 4PMS-KVB packer together with TNK-Nizhnevartovsk Company. Pilot tests of 2PM bridge plugs and assemblies for leakage zone isolation are planned to perform in association with NGDU Sorochinskneft in June, 2012.

**CTT: Currently there is a serious business struggle between domestic and foreign companies at the oilfield service market.**

**Does this fact affect the business of the Company somehow? How popular are the engineering services of Ugson-Service?**

**V.Ch.:** Of course, our competitors affect the business of our company. But this influence is transformed into permanent improvement of the Company, its products and the quality of provided services. Among our advantages is the fact that we almost immediately respond to every application. Our service facility is situated in Nizhnevartovsk. It helps the Company to rapidly process all requests of our customers.

As concerns the popularity of our engineering services, unfortunately I cannot provide you with exact numbers for obvious reasons. But, according to statistics, the amount of work performed by our Company during the period between 2009 and 2012 has increased by 150%. I think that this fact does convey a great deal of information.

**CTT: Viktor Sergeevich, thank you very much for such an interesting conversation!**

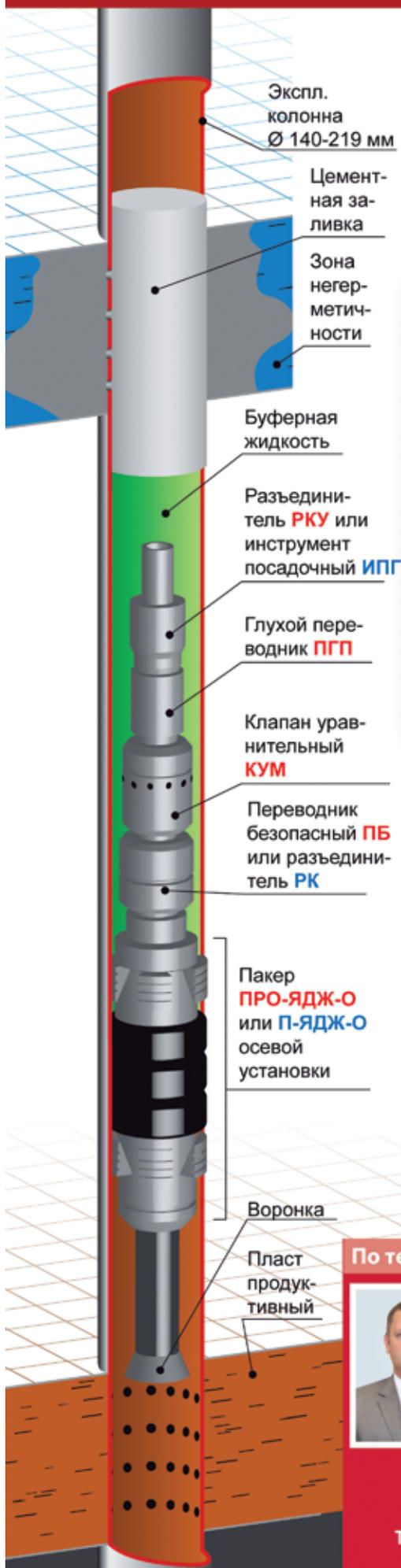
**V.Ch.:** I wish Coiled Tubing Times Journal every success! ☺



# 1ПРОК-ИРИР-1

**однопакерная компоновка (извлекаемая)**

**для временной изоляции продуктивного пласта на период проведения работ по ликвидации верхнего интервала негерметичности эксплуатационной колонны скважины**



### Данная компоновка позволяет:

- ▶ сократить время на капитальный ремонт скважины за счет исключения отсыпок продуктивного интервала;
- ▶ проводить отсечение нижележащего продуктивного пласта с последующим извлечением оборудования после выполнения технологических операций;
- ▶ исключить негативное влияние на продуктивный пласт при проведении работ по изоляции верхних интервалов негерметичности;
- ▶ сократить время вывода на режим после КРС;
- ▶ использовать оборудование компоновки многократно;
- ▶ уменьшить износ скважины эксплуатационной колонны за счет уменьшения СПО и работ по бурению или фрезерованию мостов.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Обсад. колонна, мм		Наруж. диам. компоновки, мм	Диам. проходн. канала, мм (не менее)	Присоединительная резьба НКТ, ГОСТ 633-80	
	Усл. диам.	Толщ. стенок			Верх (муфта)	Низ (нипель)
1ПРОК-ИРИР-1-114-50-T100°-K3	140	7-10,5	114	50	89	60
	146	10-12				
1ПРОК-ИРИР-1-118-50-T100°-K3	140	6-8	118	62	89	73
	146	9-11				
1ПРОК-ИРИР-1-122-50-T100°-K3	146	6,5-9	122	62	89	73
	168	8-11				
1ПРОК-ИРИР-1-140-62-T100°-K3	178	13,7-15	140	62	89	73
	168	7,3-8,9				
1ПРОК-ИРИР-1-142-62-T100°-K3	178	12,7-15	142	62	89	73
	168	7,3-8				
1ПРОК-ИРИР-1-145-62-T100°-K3	178	8,1-12,7	145	80	89	89
	219	7,7-14,2				

△ - по отдельному заказу поставляются на T=150°C.

### По технологии обращаться:



**Змеу  
Артем Александрович**  
Ведущий инженер-технолог  
службы разработки  
скважинных технологий  
Моб.: +7-927-960-59-16  
Тел.: +7-34767-5-07-04  
E-mail: skv-tehn@npf-paker.ru



**Хусаинов  
Альберт Раилевич**  
Руководитель службы сбыта  
Моб.: +7-927-233-83-94  
Тел.: +7-34767-5-22-78  
Skype: npf-paker  
E-mail: market@npf-paker.ru



# Актуальность применения азотных компрессорных станций ТГА в колтюбинге

## Applicability of TGA Nitrogen Gas Generators in Coiled Tubing Technologies

*Важной задачей нефтегазодобывающих компаний является рациональное извлечение углеводородного сырья, снижение себестоимости этого процесса. Применение колтюбинговых технологий при вскрытии продуктивных пластов и капитальном ремонте скважин является одним из наиболее перспективных и эффективных методов.*

*Efficient production of hydrocarbons and reduction of the production costs – these are the most important tasks for all oil and gas producing companies. Use of coiled tubing technologies for drilling-in producing formations and well workover is one of the most promising and efficient methods.*

Колтюбинговые технологии позволяют обеспечить условия рациональной эксплуатации месторождений в поздней стадии разработки и для «реанимирования» старого фонда скважин. Данные технологии, связанные с ликвидацией отложений в скважинах, поинтервальной обработкой, борьбой с обводнениями, доставкой и извлечением внутрискважинного оборудования, ловильными операциями, занимают свою растущую нишу в нефтегазовом секторе.

Coiled tubing technologies allow creating proper conditions for effective development of mature fields and rehabilitation of the old well stock. Technologies related to removal of substance deposits in wells, selective treatments, counteraction of well watering, running into a well and retrieval of downhole equipment, fishing operations have more and more growing share in the oil and gas sector.

По сравнению с другими методами очистки ствола скважины колтюбинг является более дорогостоящей технологией. Однако применение этого метода имеет ряд преимуществ, касающихся возможностей повышения производительности скважин.

### АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ ТГА – ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ В КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных компрессорных станций ТГА заключается в том,

Compared to other methods of wellbore cleaning, coiled tubing is a more expensive technology. However, this method has a number of advantages concerning the improvement of well productivity.

### TGA NITROGEN GAS GENERATORS – AN EFFECTIVE SOLUTION IN COILED TUBING TECHNOLOGIES

The technology of oil inflow stimulation with the use of TGA mobile nitrogen gas generators involves injection of gaseous nitrogen or nitrogen-saturated liquid (foam) into the well and



Продукция ООО «Тегас» и ООО «Краснодарский Компрессорный Завод» (ККЗ)  
Products of TEGAS and Krasnodar Compressor Plant

что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетается в скважину и замещает находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть).

Использование азотированного рассола позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота с помощью передвижной станции ТГА.

Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера установки погружных центробежных насосов (УЭЦН) и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтюбинга, как правило, занимает всего два-три дня – на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов.

### ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ АЗОТНЫХ СТАНЦИЙ ТГА

Станции ТГА отличаются от предшественников – станций СДА и НДА – улучшенными эксплуатационными характеристиками, повышенным межсервисным интервалом, широким списком запатентованных доработок и возможного дополнительного оборудования.

Основные преимущества ТГА:

- Повышенная чистота азота на выходе – 90–99%.
- Возможность увеличения давления станции в диапазоне от 10 до 100% в специальном исполнении.
- Возможность регулирования производительности от 10 до 100%.
- Оптимизация компоновки навесного оборудования для более легкого обслуживания станции.
- Модернизация капота – увеличены его надежность и долговечность.
- Микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе, работа станции происходит автоматически.

replacement of the liquid (drilling mud, water or oil) originally present in the well.

The use of nitrogenized salt brine allows performing cleaning operations under the conditions of reduced hydrostatic pressure (underbalanced conditions), what facilitates more efficient removal of solid particles and reduced damage to reservoir. Besides, within the period of several hours the well can be completed by injecting nitrogen alone with the use of truck-based TGA station.

This ensures even better cleaning of the borehole and allows acquiring production profile data that are necessary for selection of the proper electric submersible pump (ESP) type and assessment of well performance. Finally, well cleaning with the use of coiled tubing takes only two-three days, which is several days less if compared to conventional methods.

### OUTSTANDING FEATURES OF TGA NITROGEN STATIONS

TGA stations in comparison to previous modifications (SDA and NDA stations) have better operational characteristics, increased inter-service intervals and wide range of of parented developments and optional equipment.

Main advantages of TGA:

- Higher nitrogen purity at the output: 90–99%.
- Possibility to increase the station's pressure from 10 to 100% in special configuration.
- Possibility to adjust the productivity from 10 to 100%.
- Optimized attachable equipment to ensure easier maintenance of the station.
- Modernized cowling with improved reliability and durability.
- Microprocessor system allows for the remote



*Станция ТГА на объекте  
TGA station at the wellsite*

- Модернизирована система охлаждения дизеля и компрессора, что позволяет станциям работать в более широком диапазоне температур окружающей среды.
- Стоимость станций ТГА на порядок ниже аналогичного импортного оборудования за счет применения отечественных компрессоров и уникальной схемы газоразделения.
- Газоразделение производится с использованием высокоселективных мембран.
- Получение необходимого давления производится одним компрессором, который выполняет роль основного и дожимающего. Это позволяет уменьшить массогабаритные показатели станции, повысить ее надежность, снизить эксплуатационные затраты.
- Modernized diesel and compressor cooling system that allows the station operating in a wider range of ambient temperatures.
- The cost of TGA stations is considerably lower than the cost of import analogs due to the use of domestic compressors and unique gas separation scheme.
- Gas separation is done with the use of highly-selective membranes.
- The necessary pressure is created by only one compressor, which is acting as the main compressor and the booster compressor at a time. This allows reducing the weight and dimensions of the stations, improving its performance and reducing operational costs.

Исходя из индивидуальных производственных задач Заказчика, компания «ТЕГАС» предлагает исполнение азотных компрессорных станций: на шасси, на прицепе, на салазках.  
Самоходные азотные компрессорные станции ТГА – высокоэффективные и исключительно надежные системы по получению азота из атмосферного воздуха высокого давления.

Based on the individual needs of the customer, TEGAS Company can install nitrogen compressor stations on a truck, on a trailer or on a sledge.

TGA nitrogen gas generator installed on a truck is a highly-efficient and reliable system for deriving highpressure nitrogen out of atmospheric air.

## КОМПЛЕКС СЕРВИСНЫХ УСЛУГ КОМПАНИИ «ТЕГАС»

«ТЕГАС» оказывает все необходимые сервисные услуги для компрессорного и газоразделительного оборудования. Представительства компании расположены в Краснодаре, Москве, Сургуте, Новокузнецке.

Помимо сервиса, «ТЕГАС» оказывает также сопутствующие услуги:

- обучение персонала заказчика работе на компрессорной технике;
- аренда компрессорного оборудования.

## АРЕНДА АЗОТНЫХ И ВОЗДУШНЫХ СТАНЦИЙ

Для проведения разовых или срочных работ «ТЕГАС» предлагает азотные и воздушные станции ТГА в аренду. Станции установлены на шасси КАМАЗ. При необходимости возможна перестановка в контейнер либо на салазки. Обслуживание и сервис станций производится силами компании «ТЕГАС».

Направление аренды востребовано сегодня в таких операциях нефтегазовой и угольной отраслей, как продувка и опрессовка нефте- и газопроводов, участие в операциях по обслуживанию нефтескважин, создание инертной среды в шахтах и т.д.

*Успешность применения колтюбинговых технологий во многом определяется надежностью и эффективностью использования станций ТГА по выработке инертного газа (азота) для работы в составе колтюбинговых комплексов.*

*Азотные компрессорные станции ТГА – неотъемлемый инструмент нефтяной промышленности, надежная техника для операций колтюбинга, эксплуатирующаяся на крупнейших предприятиях России и СНГ.*

Компания «ТЕГАС»  
г. Краснодар,  
тел.: +7 (861) 299-09-09,  
факс: +7 (861) 279-06-09,  
e-mail: [info@tegaz.ru](mailto:info@tegaz.ru),  
сайт: [www.tegaz.ru](http://www.tegaz.ru),  
аренда, сервис, поставка ЗИП:  
«НСК ТЕГАС»: [www.nsktegas.ru](http://www.nsktegas.ru)

ООО «Краснодарский компрессорный завод» (ККЗ)  
e-mail: [info@kkzav.ru](mailto:info@kkzav.ru) сайт: [www.kkzav.ru](http://www.kkzav.ru)

## SERVICES PROVIDED BY TEGAS

TEGAS provides the necessary servicing of compressor and gas separation equipment. TEGAS has its representative offices in Krasnodar, Moscow, Surgut, Novokuznetsk.

Besides equipment servicing, TEGAS also provides a range of related services:

- Training of the Client's personnel in operation of compressor equipment;
- Leasing out compressor equipment.

## LEASING OUT NITROGEN AND AIR STATIONS

TEGAS leases out TGA nitrogen and air stations to perform single or urgent jobs. The stations are installed on KAMAZ trucks. If necessary, it is possible to reinstall the stations into a container or on a sledge. The stations are maintained and serviced by TEGAS Company.

The lease of stations is currently in demand in the following operations in oil and gas industry or in coal mining industry: purging and pressure testing oil and gas pipelines, oil well servicing operations, creation of inert environment inside mines, etc.

*The success of coiled tubing technologies largely depends on reliable and efficient use of TGA stations generating inert gas (nitrogen) as part of coiled tubing complexes.*

*TGA nitrogen gas generators serve as an integral tool of oil industry and reliable equipment for coiled tubing operations that is currently at the disposal of the largest Russian and CIS companies.*

TEGAS Company  
The city of Krasnodar  
Phone: +7 (861) 299-09-09  
Fax: +7 (861) 279-06-09,  
e-mail: [info@tegaz.ru](mailto:info@tegaz.ru)  
website: [www.tegaz.ru](http://www.tegaz.ru)  
Lease, service and spare parts supplies:  
Oil Services Company TEGAS: [www.nsktegas.ru](http://www.nsktegas.ru)

Krasnodar Compressor Plant  
e-mail: [info@kkzav.ru](mailto:info@kkzav.ru) website: [www.kkzav.ru](http://www.kkzav.ru)

# Преимущества азотных станций ТГА при колтюбинговом бурении

*Колтюбинг – это прогрессивный метод бурения и ремонта скважин, основанный на использовании безмуфтовых гибких труб. Колтюбинг используется как при бурении новых скважин, так и при бурении новых стволов из существующих скважин.*

*Сегодня колтюбинг применяется для таких операций, как гидрофразыв пласта, исследование и эксплуатация скважин и т.д.*

*На сегодня эффективность колтюбинга не вызывает вопросов. В частности, колтюбинг – это один из наиболее эффективных методов, применяемых при бурении продуктивных пластов и при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин в условиях депрессии на продуктивный пласт.*

## Роль азота в колтюбинге

Для бурения в условиях депрессии используется несколько типов промывочных жидкостей. В том числе облегченные растворы, в которых необходимая низкая плотность достигается путем аэрации азотом. Применение азота в аэрации не только задает высокий уровень пожаро- и взрывобезопасности, но и является экологически чистым методом.

Не считая того, что использование азота в нефтегазовой отрасли регламентировано Ростехнадзором.

## Плюсы применения азотных станций ТГА

В колтюбинговом бурении ключевое значение имеет надежность используемого оборудования, предсказуемость его работы и точный контроль рабочих параметров.

Азотные станции серии ТГА от компании «ТЕГАС» нацелены на достижение этих необходимых качеств:

- применяется надежный и долговечный мембранный газоразделительный блок, обладающий низким энергопотреблением, которому не страшен сложный температурный режим и тяжелые рабочие условия;
- компрессорные блоки собственного производства – надежные и легкие в обслуживании;

- по требованию заказчика автоматика станций ТГА позволяет контролировать и архивировать рабочие параметры с последующей их обработкой на ПК; также возможна установка системы спутникового контроля положения станции и ее основных рабочих параметров;

- станции ТГА подготавливаются к работе в заданных климатических условиях: климатическое исполнение до УХЛ-1, предпусковой подогреватель Webasto, дополнительные предпусковые подогреватели масла в контурах привода компрессора, применение легкой муфты связи компрессора с приводом, облегченная система вентиляции компрессора и привода, а так же другие запатентованные наработки компании «ТЕГАС».

Станции ТГА сертифицированы и соответствуют строгим мировым стандартам, модельный ряд станций не имеет аналогов на территории России по своим рабочим характеристикам, комплектации и возможности транспортировки.

## Аренда азотных станций ТГА

Для закрытия потребностей в нерегулярных и краткосрочных работах с участием азотных станций компания «ТЕГАС» предлагает станции ТГА в аренду. Парк доступных для аренды машин расширяется регулярно.

*Компания «ТЕГАС» предлагает своим клиентам не только современные азотные станции ТГА, но и необходимые сопутствующие услуги: поставка запчастей, сервис, обучение персонала Заказчика работе на компрессорном оборудовании, аренда азотных станций. Колтюбинг с применением азотных станций ТГА – это рациональная и безопасная эксплуатация месторождений, оптимальные режимы работы оборудования.*

## ОПЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЗОТНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ТГА:

- операции колтюбинга;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- геофизические исследования скважин;
- опрессовка скважин;
- вытеснение нефти и нефтепродуктов;
- азотное пожаротушение.

### Азотные компрессорные станции серии ТГА, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду:

Наименование	Производительность, Нм <sup>3</sup> /мин*	Давление азота, атм.	Чистота азота, %	Исполнение
ТГА-5/101 С95-97	5	100	95-97	КАМАЗ 343118, 6Х6
ТГА-10/251 С95-97	10	250	95-97	КАМАЗ 3501, 8Х8
ТГА-9/13 С97-98	9	13	97-98	КАМАЗ 43118, 6Х6

*Возможна перестановка на контейнер, оборудованный салазками.*

### Воздушные станции серии ТГА, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду:

Наименование	Производительность, Нм <sup>3</sup> /мин*	Давление азота, атм.	Исполнение
ТГА-9/101	9	100	Шасси КАМАЗ, либо 20-футовый контейнер
ТГА-18/101	18	100	
ТГА-18/251	18	250	

\* Производительность приведена по условиям всасывания.

Преимущества аренды компрессорных станций:

- **не надо ждать производства** – станции в наличии;
- **экономия на приобретении и обслуживании:**
  - нет нужды в приобретении дорогостоящего оборудования;
  - в увеличении численности персонала для обслуживания станции и проведении его специального обучения;
  - в уплате налоговых отчислений;
  - в расходах на сервисное обслуживание;
- **станции предоставляются с высококвалифицированным экипажем;**
- **оперативное проведение регламентных работ силами ООО «ТЕГАС».**

при освоении или ремонте гарантировано по установленному графику;

- **круглосуточная эксплуатация станции;**
- **выполнение разнохарактерных операций;**
- сокращение времени проведения работ за счет применения спецтехники с более высокими характеристиками по производительности, давлению, концентрации;
- повышение степени взрывобезопасности работ;
- использование высокотехнологичного оборудования высокой проходимости в различных климатических условиях – 50 °С до +50 °С;
- возможность квалифицированной консультации и планирования необходимого объема работ.



▲ ТГА 10/251 С 95 на шасси КАМАЗ 63501  
Производительность – 10 м<sup>3</sup>/мин;  
Давление – 250 атм.;  
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 С 95 на шасси УРАЛ  
Производительность – 5 м<sup>3</sup>/мин;  
Давление – 100 атм.;  
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 Б 95 в блочно-модульном исполнении  
Производительность – 5 м<sup>3</sup>/мин;  
Давление – 100 атм.;  
Чистота азота – 95%.

**Компания «Тегас» предлагает новые подходы к решению Ваших производственных задач. Мы обеспечиваем эффективное взаимодействие и оперативную обратную связь. Приглашаем к сотрудничеству!**



[www.tegaz.ru](http://www.tegaz.ru)

г. Краснодар

тел.: +7 (861) 299-09-09 (многоканальный),

факс: +7 (861) 279-06-09

[info@tegaz.ru](mailto:info@tegaz.ru) – заказ оборудования

[arenda@tegaz.ru](mailto:arenda@tegaz.ru) – аренда компрессорного оборудования.

# ДВУХРЯДНЫЙ КОЛТЮБИНГОВЫЙ ПРЕВЕНТОР ППК2-80Х35 DOUBLE-RAM COILED TUBING PREVENTER (TYPE ППК2-80Х35)

И.И. ЖИРНОВ, В.А. ДУДИНЦЕВ, Ю.И. КНЯЗЕВ, ЗАО «НПП «Сибтехноцентр»  
I.I. ZHIRNOV, V.A. DUDINTSEV, Yu.I. KNYAZEV, Research and Production Enterprise "Sibtechnocenter"

Одной из наиболее востребованных услуг в нефтедобывающей и газодобывающей промышленности является капитальный ремонт скважин. Технология капитального ремонта скважин позволяет проводить комплекс подземных работ по восстановлению рабочего состояния скважин с использованием технических элементов бурения.

В настоящее время все чаще капитальный и текущий ремонт скважин выполняется с привлечением колтюбинговых технологий.

Колтюбинговые технологии (от coiled tubing – «гибкая труба») основаны на применении гибких непрерывных труб вместо традиционных буровых труб и НКТ при внутрискважинных работах: капитальном ремонте (в том числе при гидроразрыве пластов), бурении, геофизических исследованиях. Гибкие трубы позволяют получить доступ в горизонтальные и боковые стволы [1].

Для обеспечения безопасности работ используется специализированное противовыбросовое оборудование – колтюбинговый превентор, предназначенный для герметизации устья при работе гибкой непрерывной трубой в процессе ремонта нефтяных и газовых скважин, а также для предупреждения выбросов, открытых фонтанов, охраны недр и окружающей среды [2].

Колтюбинговый превентор позволяет загерметизировать устье скважины как со спущенной гибкой трубой, так и без нее, также допускает возможность перерезания трубы с последующей герметизацией и удержанием обрезанной части от падения в скважину.

Well workover is one of the most in-demand services in oil and gas industry. The technology of well workover allows performing a set of subsurface operations to restore the operational ability of a well with the use of various technical elements of drilling.

Currently, coiled tubing technologies are more and more often used for well workover and well servicing.

Coiled tubing technology is based on the use of continuous flexible tubes instead of conventional drilling and production tubes during well interventions: well workover (including hydraulic fracturing), drilling, logging. Coiled tubes allow accessing horizontal well sections and sidetracks [1].

To safeguard the operations specialized blowout preventing equipment – coiled tubing preventer – is used. This coiled tubing preventer is meant for sealing the well head when using coiled tube during workover of oil and gas wells, as well as for prevention of blowouts, uncontrolled flows and for the protection of mineral resources and environment [2].

Coiled tubing preventer allows sealing the well head both with a coiled tube run into the whole and without a coiled tube. It also provides the possibility to cut the tube with subsequent sealing and holding the cut section of a tube preventing its fall into the well.

Today four-ram preventers manufactured by foreign companies gained popularity and are widely used. In these preventers each of the abovementioned functions is performed by a separate row of rams.

Research and Production Enterprise "Sibtechnocenter" is one of the leading domestic manufacturers of coiled tubing preventers competing with foreign analogs. The design center of the company has designed and patented [3] a two-ram

На сегодняшний день широкое распространение получили четырехрядные колтюбинговые превенторы иностранного производства, у которых каждая из четырех вышеперечисленных функций выполняется отдельным рядом плашек.

Одним из ведущих отечественных производителей колтюбинговых превенторов, составляющих конкуренцию зарубежным аналогам, является компания ЗАО «НПП «Сибтехноцентр». Конструкторским центром компании разработан и запатентован [3] двухрядный колтюбинговый превентор ППК2-80х35, не имеющий аналогов в России.

Двухрядный колтюбинговый превентор ППК2-80х35 выполняет те же функции, что и четырехрядный превентор, но имеет меньшую высоту и массу за счет использования комбинированных плашек.

Колтюбинговые превенторы изображены на рисунке 1.

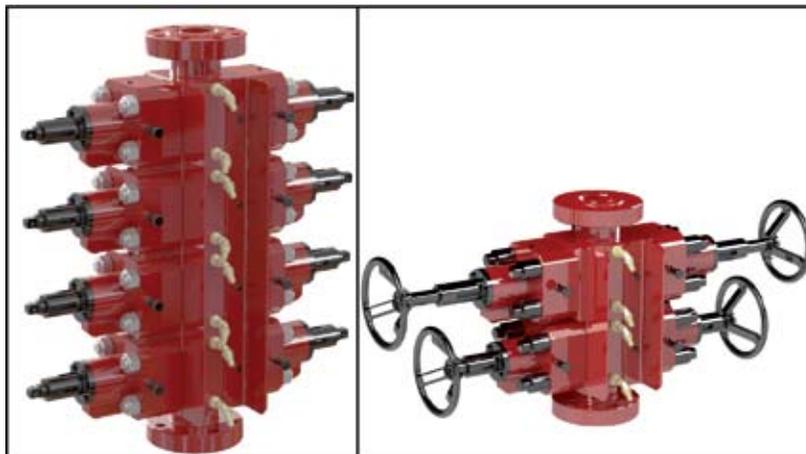
Первый ряд комбинированных плашек выполняет функции герметизации и удержания трубы. Второй ряд – функции перерезания трубы и герметизации условного прохода (рисунок 2).

От зарубежных аналогов данный превентор выгодно отличается ориентированность на эксплуатацию в экстремальных условиях, повышенная надежность и ряд патентованных нововведений, таких как конструкции комбинированных плашек и приводов. Одним из условий повышения надежности превентора является использование полиуретановых уплотнений собственной конструкции, рассчитанных с использованием программы на основе метода конечных элементов [4].

Актуальность данной разработки в области колтюбинговых превенторов обоснована наличием спроса как у отечественных, так и у иностранных потребителей. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. <http://fracjet.com>
2. <http://Sibtechnocenter.ru>
3. Пат. 51659 Российская Федерация, МПК E 21 В 33 / 06. Превентор, 2005129246/22; заявл. 19.09.05; опубл. 27.02.06. – 2 с.
4. Жирнов, И. И. Оптимизация геометрической формы уплотнения корпусных деталей с помощью компьютерного моделирования / И. И. Жирнов [и др.] // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири. – Тюмень, 2011. – С. 210–214.



**Рисунок 1 – Колтюбинговые превенторы производства ЗАО «НПП «Сибтехноцентр»: слева – четырехрядный ППК2-80х35; справа – двухрядный ППК2-80х35**

**Figure 1 – Coiled tubing preventers manufactured by Sibtechnocenter: To the left – four-ram preventer ППК2-80х35; to the right – two-ram preventer ППК2-80х35**

coiled tubing preventer (type ППК2-80х35) that is second to none in Russia.

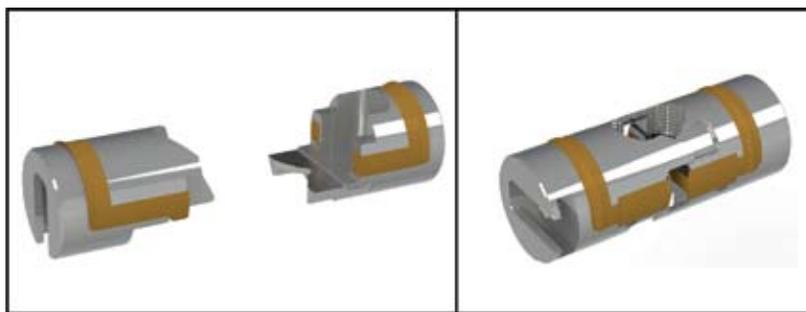
Two-ram coiled tubing preventer ППК2-80х35 performs the same functions as the four-ram preventer does, but it has smaller height and weight due to the use of combined rams.

Figure 1 shows coiled tubing preventers.

First row of combined rams performs the functions of sealing and holding the tube. The second row – functions of cutting the tube and sealing the inside diameter (Figure 2).

This coiled tubing preventer compares favorably with its foreign analogs due to its focus on operation in harsh environments and extreme conditions, improved reliability and a number of patented solutions such as the design of combined rams and drives. One of the preconditions for high reliability of the preventer is the use of polyurethane seals of in-house design that were computed with the use of software based on finite elements method [4].

Development of this preventer is timely and relevant due to domestic and external demand. ☉



**Рисунок 2 – Плашки двухрядного колтюбингового превентора ППК2-80х35: слева – герметизирующие срезные; справа – герметизирующие удерживающие**

**Figure 2 – Rams of the two-ram coiled tubing preventer ППК2-80х35: To the left – sealing and shear ram; to the right – sealing and slip ram**

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

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

## MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS OF MOST WIDELY SOLD CTUs\* IN RUSSIA

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

# ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ТЕСТИРОВАНИЯ СОСТАВОВ И РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ

## LABORATORY TEST METHODS OF COMPOUNDS AND CHEMICALS USED IN FLOW DEVIATION TECHNOLOGIES

В.Б. ГУБАНОВ, Л.А. МАГАДОВА, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина  
W.B. GUBANOV, L.A. MAGADOVA, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

*Успешное применение в промысловых условиях потоковотклоняющих технологий требует лабораторного тестирования предлагаемых реагентов и составов для сравнительного анализа их тампонирующих свойств и способности к селективному тампонированию в пористой среде и соответствующих термобарических условиях конкретного месторождения.*

*В данной статье приведено описание некоторых методических приемов, используемых в практике лабораторного экспериментального исследования эффективности такого рода составов и реагентов.*

*Successful practice of flow deviation technologies under reservoir conditions involves laboratory testing of offered compounds and chemicals for their plugging-back properties and capability for selective plugging under temperature and pressure conditions of a specific field.*

*This article includes description of several methods, which are used in laboratory testing of such compounds and chemicals.*

Поведение составов и реагентов после их закачки в пласт в условиях пористой среды может существенно отличаться от их поведения в свободном объеме.

Поэтому прежде чем использовать какой-либо реагент или состав в промысловых условиях, необходимо выполнить их тестирование в лабораторных условиях для оценки эффективности их свойств в пористой среде при термобарических условиях пласта и в присутствии пластовых флюидов. Такое тестирование составов и реагентов в лабораторных условиях основано на проведении фильтрационных экспериментов.

В лаборатории моделирования пластовых процессов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработана установка HP-CFS, позволяющая проводить широкий спектр экспериментов по изучению фильтрации флюидов через пористую среду при термобарических условиях пласта.

Конструкция фильтрационной установки

The behavior of chemicals and compounds under the conditions of porous medium after their injection into reservoir can be considerably different from their behavior in a free state.

That is why before using any chemical or compound under the field conditions it is necessary to test them in a laboratory to assess the efficiency of their properties in porous medium under reservoir temperature and pressure conditions and under the presence of reservoir fluids. Such laboratory testing of compounds and chemicals is based on the performance of filtration experiments.

Specialists of Gubkin Russian State Oil and Gas University's Laboratory for Simulation of Reservoir Processes have developed an HP-CFS unit that allows conducting a wide range of tests to study fluid filtration through porous medium under the temperature and pressure conditions of a reservoir.

The design of HP-CFS high-pressure unit allows



высокого давления HP-CFS позволяет проводить фильтрационные эксперименты с использованием как образцов кернов, так и насыпных моделей пласта, в зависимости от целей и методики эксперимента.

Установка HP-CFS (рисунок 1) обеспечивает выполнение фильтрационных экспериментов при температурах до 150 °С и давлении до 20,0 МПа. При необходимости используется система противодействия, обеспечивающая максимальный уровень давления 7,0 МПа. При работе с образцами кернов давление обжима может достигать 50,0 МПа.

Основными функциональными частями установки являются одна или две термостатируемые насыпные модели пласта и кернодержатели для опытов с использованием образцов кернов. При этом в зависимости от типа исследований возможно использование кернодержателя для составных кернов длиной до 30 см либо кернодержателя для одного образца керна.

Подача рабочих жидкостей (керосин, вода) в насыпную модель и в образцы кернов осуществляется через поджимки с разделительными поршнями посредством жидкостных прессов ISCO, из которых в подпоршневой объем поджимок подается масло.

При этом возможна раздельно-одновременная подача масла в каждую из поджимок или только в одну поджимку с заданным расходом.

Для закачки в модель пласта дегазированной нефти, высоковязких составов, дисперсных или полимерных систем используется промежуточный сосуд высокого давления, подача реагента из которого производится под давлением газа из баллона либо под воздействием несмешивающейся с реагентом жидкости из поджимки. В процессе фильтрации осуществляется контроль перепада давления. Фильтрация флюидов может производиться при фиксированных расходах до 600 см<sup>3</sup>/час.

Термостатирование насыпных моделей и предварительный подогрев входной линии осуществляются нагревательной лентой, обмотанной вокруг корпуса каждой модели и входной линии. На ленту подается напряжение 200 V от сети через автотрансформатор (ЛАТР). Регулировкой напряжения обеспечивается скорость подъема температуры, а ее поддержание и контроль – датчиком-регулятором температуры ТРМ-1, соединенным с термопарой.

Нагрев образца керна внутри кернодержателя до температуры эксперимента обеспечивается жидкостным термостатом.

В лаборатории моделирования пластовых процессов проводятся тестовые испытания

conducting filtration tests with the use of core samples and sand-packed models, depending on the purpose and methodology of the test.

HP-CFS unit (figure 1) ensures performance of the filtration tests at the temperature of up to 150 °C and pressure up to 20.0 MPa. If necessary, a counterpressure system can be used with the maximum pressure level of 7.0 MPa. When testing core samples the overburden pressure may reach up to 50.0 MPa.

One or two temperature-controlled sand-packed models and a core holder (for the tests with the use of core) are the main functional elements of the unit. Depending on the type of the test it is possible to use a core holder for composite cores up to 30 cm long or for a single core sample.

Working fluids (kerosene, water) are driven into the sand-packed models and core samples via pressing tanks with the separating pistons by ISCO fluid presses out of which oil is fed to the underpiston part of the tank.

At the same time there is a possibility for simultaneous separate oil supply into each of the tanks or only into one tank with the required fluid flow rate.

To inject degassed oil, highly-viscous compositions, dispersion and polymer systems into the reservoir model an intermediate high-pressure tank is used. The chemicals supplied from this tank are driven by the pressure of gas from a cylinder or by fluid from the pressing tanks, which does not mix up with the chemicals. Pressure differential is controlled during the filtration process. Fluid filtration can be done with the fixed fluid flow rate of up to 600 cm<sup>3</sup>/hour.

Heating of the sand-packed models and preheating of the input line is done with the help of a heat tape coiled around each of the sand-pack models and the input line. The tape is connected to a 200 V voltage via laboratory autotransformer. The heating up velocity is regulated by voltage adjustment; temperature is maintained and controlled by the TPM-1 temperature control sensor connected to the thermal couple.

Core sample in a core holder is heated up to the test temperature by a liquid thermostat.

Laboratory for Simulation of Reservoir Processes performs tests of plugging compounds used in flow deviation technologies.

At the same time, there is a possibility for simultaneous testing of plugging properties and selectivity of plugging a highly-permeable section of the producing reservoir. From the methodological point of view the testing process includes the conduct of filtration tests at the HP-CFS unit with the use of sand-packed reservoir models.

тампонирующих составов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях.

При этом могут одновременно исследоваться тампонирующие свойства и селективность тампонирующего высокопроницаемого участка продуктивного коллектора. Методически процесс тестирования включает в себя проведение сравнительных фильтрационных экспериментов на установке HP-CFS с использованием насыпных моделей пласта.

Следует отметить, что насыпные модели, в отличие от образцов реального керна, весьма удобны для выполнения опытов, направленных на сравнение тампонирующих свойств составов, не вступающих в реакцию с компонентами породы коллектора и пластовыми флюидами.

Структура пористой среды насыпной модели пласта носит регулярный характер и практически одна и та же для любого значения коэффициента проницаемости. Напротив, структура пористой среды образца реального керна, как правило, сложна и индивидуальна для каждого образца и в значительной мере влияет на конечный результат эксперимента, что обуславливает необходимость выполнения нескольких одинаковых опытов для получения достоверного результата.

Использование насыпных моделей дает возможность сравнения тампонирующих свойств исследуемого состава в зависимости от объема закачки при заданной начальной проницаемости модели, в зависимости от проницаемости при одинаковых объемах закачиваемого реагента, а также сравнения эффективности нескольких составов. При этом нет необходимости в проведении повторных опытов для получения достоверного результата.

Для моделирования процесса селективного тампонирующего высокопроницаемого участка продуктивного коллектора закачка исследуемого состава производится в две термостатированные модели через общий вход (рисунок 2). Одна модель моделирует высокопроницаемую часть коллектора, а вторая моделирует гидродинамически связанный, низкопроницаемый участок коллектора.

По тому, какая доля от закачанного объема реагента заходит в низкопроницаемую модель, а какая в высокопроницаемую модель, можно судить о степени селективности исследуемого реагента. Кроме того, фильтрация воды после закачки реагента позволяет определить значения полученных коэффициентов проницаемости по воде при остаточной нефти для каждой из моделей, количество дополнительно извлеченной нефти и значения остаточного фактора сопротивления. Поскольку в каждом из

It is worth saying that sand-packed reservoir models, in contrast to real core samples, are rather convenient for the conduct of tests aimed at comparing plugging properties of compounds that are not entering into reaction with the components of reservoir rocks and reservoir fluids.

Structure of the porous medium of the sand-packed reservoir model is of regular character and is almost the same for any value of permeability factor. On the contrary, structure of the porous medium of a real core sample is usually complex and individual for each core sample. This complexity and individuality considerably affects the final result of a test, stipulating the necessity to perform several identical tests to receive a reliable result.

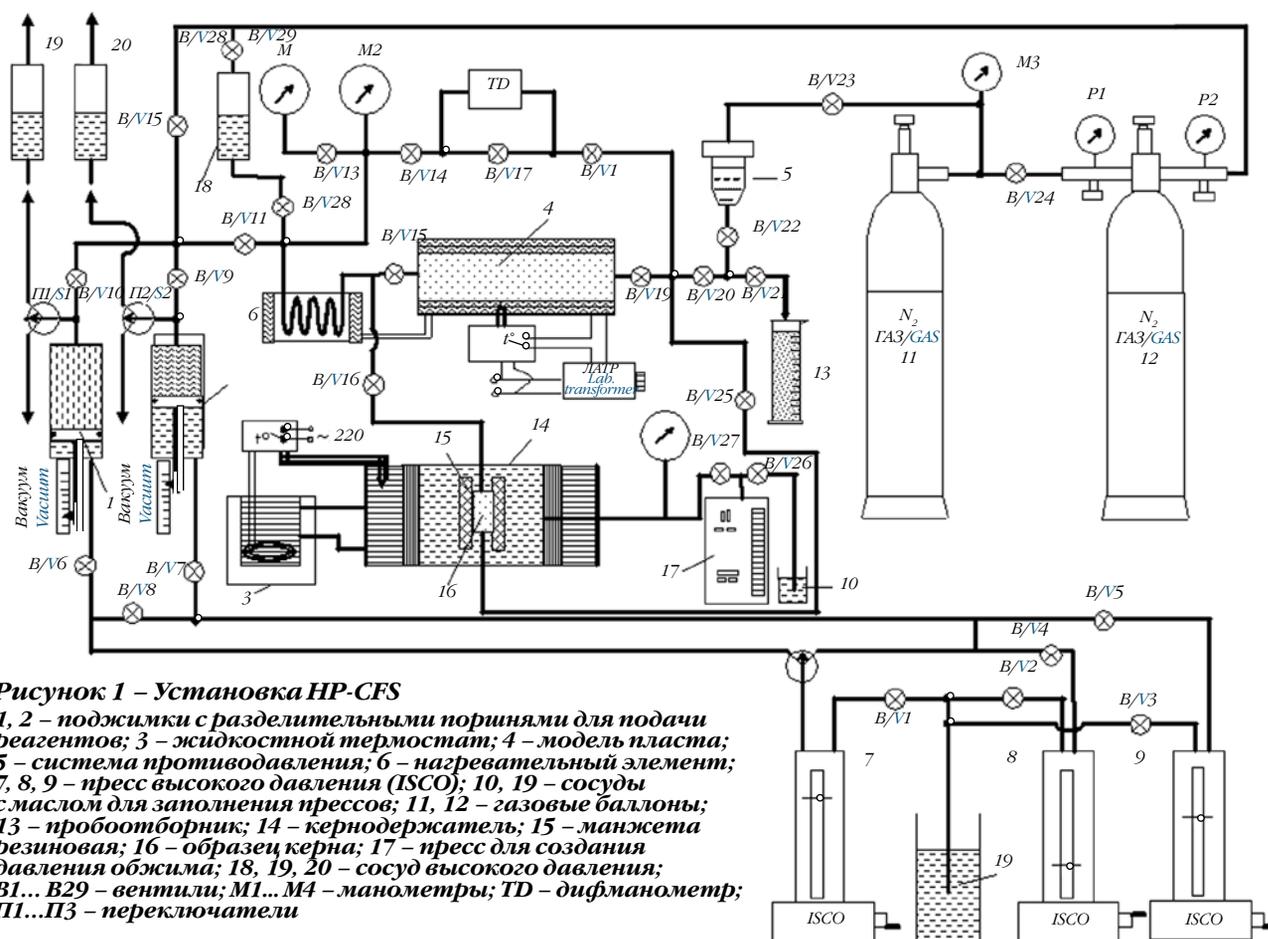
The use of sand-packed models gives an opportunity of comparing the plugging properties of a tested compound depending on the volume of injection at the predetermined initial permeability of a model, depending on permeability at equal volumes of injected chemicals, as well as comparing efficiency of several compounds. There is no necessity in conducting repeated tests to receive a reliable result.

To simulate the process of selective plugging of a highly-permeable section of a producing reservoir the compound under testing is injected into the two temperature-controlled models via a common input (figure 2). One model simulates a highly-permeable section of a reservoir and the second model simulates a hydrodynamically connected lowly-permeable section of a reservoir.

One can judge about the selectivity of a compound by the percentage of the total injected volume going to the lowly-permeable model and the percentage going to the highly-permeable model. Besides, water filtration after injection of chemicals allows identifying water permeability factor with residual oil in each of the models, amount of additionally recovered oil and the values of residual resistance factor. Due to the fact that in each comparison test the same volume of chemicals is injected, one can compare the values of maximum pressure differential during the injection of each chemical.

At the stage of injecting chemicals it is one of the important factors determining the selectivity level of the chemical under testing.

It also should be emphasized that linear filtration under laboratory conditions, in contrast to radial filtration in real conditions, imposes more rigid requirements for the chemicals being filtrated through the reservoir model. In a real producing reservoir continuation of the plugging compound filtration is related to the compound's squeezing into the highly-permeable areas of a reservoir or



**Рисунок 1 – Установка HP-CFS**

1, 2 – поджимки с разделительными поршнями для подачи реагентов; 3 – жидкостной термостат; 4 – модель пласта; 5 – система противодействия; 6 – нагревательный элемент; 7, 8, 9 – пресс высокого давления (ISCO); 10, 19 – сосуды с маслом для заполнения прессов; 11, 12 – газовые баллоны; 13 – пробоотборник; 14 – кернодержатель; 15 – манжета резиновая; 16 – образец зерна; 17 – пресс для создания давления обжима; 18, 19, 20 – сосуд высокого давления; B1... B29 – вентили; M1... M4 – манометры; TD – дифманометр; П1... П3 – переключатели

сравнительных опытов закачивается один и тот же объем реагента, можно сравнить значения максимального перепада давления при закачке каждого реагента.

На этапе закачки реагента это один из важных факторов, определяющих степень селективности исследуемого реагента.

Следует, однако, отметить, что линейная фильтрация в лабораторных условиях, в отличие от радиальной фильтрации в реальных условиях, накладывает более жесткие условия к тому реагенту, который фильтруется через модель пласта. В реальном продуктивном коллекторе продолжение фильтрации тампонирующего состава связано с его селективным продвижением в высокопроницаемые зоны пласта или трещины, если таковые имеются. В случае попадания части реагента в низкопроницаемый участок коллектора, продвижение реагента закачиваемой вслед водой может приводить к тому, что кольцевой слой реагента становится тоньше, и даже если в результате закачки реагента образовалась локальная непроницаемая зона, то она не приводит к негативным необратимым последствиям. В лабораторных условиях даже незначительное количество реагента, зашедшего

**Figure 1-HP-CFS unit**

1, 2 – pressing tanks with separating pistons to supply chemicals; 3 – liquid thermostat; 4 – reservoir model; 5 – counterpressure system; 6 – heating coil; 7, 8, 9 – high-pressure fluid press (ISCO); 10, 19 – tanks with oil to fill in the presses; 11, 12 – gas cylinders; 13 – sampling tool; 14 – core holder; 15 – rubber collar; 16 – core sample; 17 – press for overburden pressure generation; 18, 19, 20 high-pressure vessel; V1... V29 – valves; M1... M4 – manometers; TD – differential manometer; S1... S3 – switches;

fractures, if there are any. When a portion of the chemical gets into the lowly-permeable area of a reservoir, squeezing of chemicals with the help of injected water may lead to a situation when a circular layer of chemical agent becomes thinner, and even if there appears a local non-permeable zone as a result of chemical injection, it does not lead to negative irreversible effects. Under the laboratory conditions even a small portion of chemical getting into the lowly-permeable model may lead to considerable reduction or even decay of filtration.

When performing comparative tests with simulation of high reservoir temperatures it is necessary to use a counterpressure system to avoid evaporation or boiling of filtrated fluids. For the two temperature-controlled models with common

в низкопроницаемую модель, может привести к значительному снижению проницаемости и даже к затуханию фильтрации.

При выполнении сравнительных экспериментов с моделированием высокой пластовой температуры, во избежание испарения или закипания фильтруемых флюидов требуется применение системы противодействия. Для двух термостатированных моделей с общим входом нами применяется простая система противодействия, позволяющая создавать одинаковое противодействие для каждой из них. Система состоит из двух вертикально расположенных сосудов высокого давления. Верхние штуцера сосудов соединены общей линией с газовым баллоном, содержащим азот под давлением 3,0 МПа. Нижний штуцер каждого сосуда соединен с выходной линией модели пласта через систему вентиля, позволяющих закрывать выход из модели и производить периодический выпуск из сосуда жидкой фазы, поступившей из модели.

Ниже поэтапно описана последовательность выполнения фильтрационного эксперимента с использованием двух термостатированных моделей с общим входом.

Все этапы, начиная с пункта 3, проводятся при температуре эксперимента и противодействии.

1. Определение начальной проницаемости по воде для высокопроницаемой (ВП) и низкопроницаемой (НП) модели пласта со 100%-й водонасыщенностью при комнатной температуре.

2. Закачка дегазированной нефти в вертикально расположенную модель пласта из сосуда высокого давления под давлением газа из баллона – для создания остаточной связанной воды в каждой модели.

3. После выдержки 24 часа фильтрация воды при заданном расходе через общий вход в обе модели пласта при температуре эксперимента и противодействии до стабилизации перепада давления и выхода из ВП модели полностью обводненной продукции. Определение фазовой проницаемости по воде ВП модели при остаточной нефти и фазовой проницаемости по воде НП модели, а также коэффициента вытеснения нефти.

4. Закачка реагента в количестве, равном суммарному поровому объему двух моделей пласта. Определение количества дополнительно извлеченной нефти из каждой модели.

5. При необходимости, в зависимости от свойств исследуемого состава, выдержка моделей пласта при температуре опыта и противодействии в течение заданного времени. Охлаждение до комнатной температуры. Снятие



**Рисунок 2 – Моделирование процесса селективного тампонирующего высокопроницаемого участка продуктивного коллектора. Закачка исследуемого состава производится в две термостатированные модели через общий вход**  
**Figure 2 – Simulation of the selective plugging of a highly-permeable section of a reservoir. The compound under testing is injected into the two temperature-regulated models via a common input**

input we use a simple counterpressure system that allows creating equal counterpressure for each of the models. The system consists of the two vertically oriented high-pressure vessels. The top fittings of the vessels are connected (via a common line) to a gas cylinder that contains nitrogen under the pressure of 3.0 MPa. Bottom fittings of each of the vessels are connected to the output line of reservoir models via a system of valves that allows shutting the model's output and periodically exhausting liquid phase that comes to the vessel from the reservoir model.

Below there is a step-by-step description of the filtration tests performed with the use of the two temperature-controlled models with common input.

All the steps starting from item 3 are conducted at the test temperature and with counterpressure.

1. Identification of initial water permeability for the highly-permeable and lowly-permeable reservoir models with 100% water saturation at room temperature.

2. Injection of degassed oil into the vertically oriented reservoir model from the high-pressure vessels under the pressure of gas from the cylinder to create residual bound water in each of the models.

3. After keeping models for the period of 24 hours, filtration of the predefined volumes of water via a common input into both reservoir models at the test temperature and with counterpressure until pressure differential stabilizes and a completely watered fluid comes out of the highly-permeable reservoir model. Determination of water relative permeability of the highly-permeable model with residual oil, determination of water relative



противодавления, осмотр и очистка фильтров, подводных линий.

6. Нагрев моделей до температуры эксперимента. Фильтрация воды при противодавлении и температуре опыта до выхода из НП модели полностью обводненной продукции и стабилизации перепада давления. Определение фазовой проницаемости по воде низкопроницаемой и высокопроницаемой модели, соответствующих значений остаточного фактора сопротивления и количества дополнительно извлеченной нефти.

Следует отметить, что закачка в продуктивный коллектор определенного объема тампонирующего состава и продвижение пачки этого состава при последующей закачке воды может привести к снижению эффекта тампонирующего за счет размывания пачки водной фазой.

В лабораторных условиях можно оценить степень снижения тампонирующих свойств пачки состава при увеличении глубины обработки и в случае необходимости выбрать наиболее эффективный способ сохранения целостности пачки (например, путем закачки до и после пачки буферных оторочек).

Исследования заключаются в проведении ряда сравнительных фильтрационных экспериментов с использованием насыпных моделей пласта длиной 60 см и более, с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости по газу.

Согласно разработанной нами методике, термостатируемая модель № 1 насыщается пластовой водой, после чего производится ее нагрев до заданной пластовой температуры.

Определяется значение коэффициента проницаемости по воде и производится закачка исследуемого состава в количестве  $0,1 V_{\text{пор}}$  части порового объема ( $V_{\text{пор}}$ ) из вертикально расположенного сосуда высокого давления под давлением газа из баллона. Затем в модель пласта закачивается вода в объеме  $0,1 V_{\text{пор}}$ . Производится выдержка модели пласта для прохождения реакций, обеспечивающих необходимую вязкость состава. После выдержки вновь закачивается вода до стабилизации перепада давления. Определяется величина остаточного фактора сопротивления ( $R_{\text{ост}}$ ).

В водонасыщенную модель № 2 после ее нагрева и определения начальной проницаемости по воде также производится закачка  $0,1 V_{\text{пор}}$  исследуемого состава. Затем в модель пласта при заданном расходе закачивается вода в объеме  $0,8 V_{\text{пор}}$ . Измеряются текущие и конечные значения перепада давления. Далее производится выдержка модели и закачивается вода до стабилизации перепада давления. Определяется величина  $R_{\text{ост}}$ .

permeability of lowly-permeable model, oil recovery factor determination.

4. Injection of chemicals in the amount equal to the total pore volume of the two reservoir models. Determination of the amount of oil additionally recovered from each of the models.

5. If necessary, depending on the properties of compounds under testing, keeping the reservoir models at the test temperature and with counterpressure for the specified period of time. Cooling the models down to room temperature. Relieving counterpressure, inspecting and cleaning filters and feeding lines.

6. Heating the models up to the test temperature. Filtration of water at the test temperature and with counterpressure until the completely watered fluid comes out of the lowly-permeable reservoir model and pressure differential stabilizes. Determination of water relative permeability in the lowly-permeable and highly-permeable reservoir models, determination of the residual resistance factor value and the amount of additionally recovered oil.

It should be mentioned that injection of a certain amount of plugging compound into the producing reservoir and its squeezing during the subsequent water injection may lead to a reduction in the plugging effect due to plugging material ablation by the water.

Under laboratory conditions it is possible to identify the level of compound's plugging properties reduction as far as the treatment depth increases and, if necessary, select the most efficient way of preserving integrity and consistency of the plugging compound, for example by injecting a buffer fluid before and after injecting the plugging compound.

The study involves a number of filtration tests with the use of sand-packed reservoir models 60 and more centimeters in length with equal gas permeability factor values.

According to our methodology, temperature-controlled model No.1 is saturated with formation water, after that it is heated up to the predetermined reservoir temperature.

We determine the value of water permeability factor and inject the tested compound in the amount of 0.1 of the pore volume ( $V_{\text{pore}}$ ) from the vertically oriented high-pressure vessel under the pressure of the gas from the cylinder. After that we inject water in the amount of  $0,1 V_{\text{pore}}$  into the reservoir model. We keep the reservoir model for some time for the reactions ensuring the necessary compound's viscosity to take place. After that we again inject water to stabilize pressure differential. Then the value of residual resistance factor ( $R_{\text{resid}}$ ) is determined.

После анализа полученных в первом и втором опытах результатов и принятия решения о целесообразности закачки до и после пачки тампонирующего состава буферных оторочек выполняется следующий эксперимент.

В водонасыщенную модель № 3 после ее нагрева и определения начальной проницаемости по воде производится закачка  $0,1 V_{\text{пор}}$  буферной жидкости,  $0,1 V_{\text{пор}}$  состава и  $0,1 V_{\text{пор}}$  буферной жидкости. Затем в модель пласта при заданном расходе закачивается вода в объеме  $0,7 V_{\text{пор}}$ . Таким образом, пачка состава занимает то же место в модели, что и пачка во втором опыте. Измеряются текущие и конечные значения перепада давления. После выдержки модели закачивается вода до стабилизации перепада давления. Определяется  $R_{\text{ост}}$ .

В результате выполненных экспериментов сравниваются полученные значения остаточного фактора сопротивления и оценивается степень размытия состава в процессе продвижения по пористой среде, а также влияние буферных оторочек на целостность тампонирующих свойств состава. В том случае, если буферная жидкость не меняет своих свойств после выдержки, а также зная величины фактора сопротивления, полученные в двух последних опытах после закачки 0,8 и, соответственно,  $0,7 V_{\text{пор}}$  воды, можно примерно оценить вклад буферных оторочек в полученное в третьем опыте значение  $R_{\text{ост}}$ .

В заключение необходимо отметить, что описанные в данной статье методические приемы, используемые при лабораторном тестировании тампонирующих составов и реагентов, являются только частью комплекса различных лабораторных методов, применяемых в процессе исследований. Эти методы могут меняться и варьироваться в зависимости от свойств объекта исследования.

*Публикации, посвященные лабораторным методам физического моделирования, практически не появляются в печати, а их необходимость очевидна, поскольку они позволяют экспериментаторам, занимающимся изучением пластовых процессов, найти общий подход при проведении исследований и возможность сравнения полученных результатов. ☉*

After heating up the water-saturated model No.2 and identification of the initial water permeability, we inject into it the compound under testing in the amount of 0.1 of the pore value. Afterwards, we inject 0.8 of pore volume of water with the predefined flow rate. The current and final values of pressure differential are measured. Further on we keep the model for a while and inject water until pressure differential stabilizes. We determine the  $R_{\text{resid}}$  value.

After analyzing the results of the first and the second tests and decision making about the expediency of buffer fluid injection before and after plugging compound injection, we perform the following test.

Into water-saturated model No.3, after heating it up and defining the initial water permeability, we inject  $0.1 V_{\text{pore}}$  of buffer fluid,  $0.1 V_{\text{pore}}$  of compound and  $0.1 V_{\text{pore}}$  of buffer fluid. After that we inject  $0.7 V_{\text{pore}}$  of water at the predefined flow rate. Thus, the plugging compound takes the same place in the reservoir model as the plugging compound in the second test. The current and the final pressure differential values are measured. After keeping the model for a while we inject water until pressure differential stabilizes.  $R_{\text{resid}}$  value is defined.

After performance of the tests we compare the values of residual resistance factor, the level of plugging compound ablation during its squeezing through the porous medium as well as the effect of buffer fluids on the integrity and consistency of the plugging material and its properties. Provided that buffer fluid does not change its properties after curing and knowing the resistance factor values derived during the latest two tests after injection of 0.8 and  $0.7 V_{\text{pore}}$  of water, we can approximately assess the contribution of buffer fluid into the  $R_{\text{resid}}$  value derived during the third test.

In conclusion we would like to emphasize that the methods described in this article and used for laboratory testing of plugging compounds and chemicals are only a portion of the whole set of laboratory methods used in the process of research. These methods may vary depending on the properties of the test subject.

*There are almost no publications dedicated to laboratory physical simulation in the press. However, such publications are essential as they allow the researchers studying reservoir processes to find common approaches to research and to comparing the results. ☉*

# КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

# NOV ASEP Elmar

ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

• Головка для регулировки закачки смазки Enviro™

• Шаровой контрольный клапан

• Секции лубрикатора

• Переходник для экспресс-испытания

• Устьевой переходной фланец

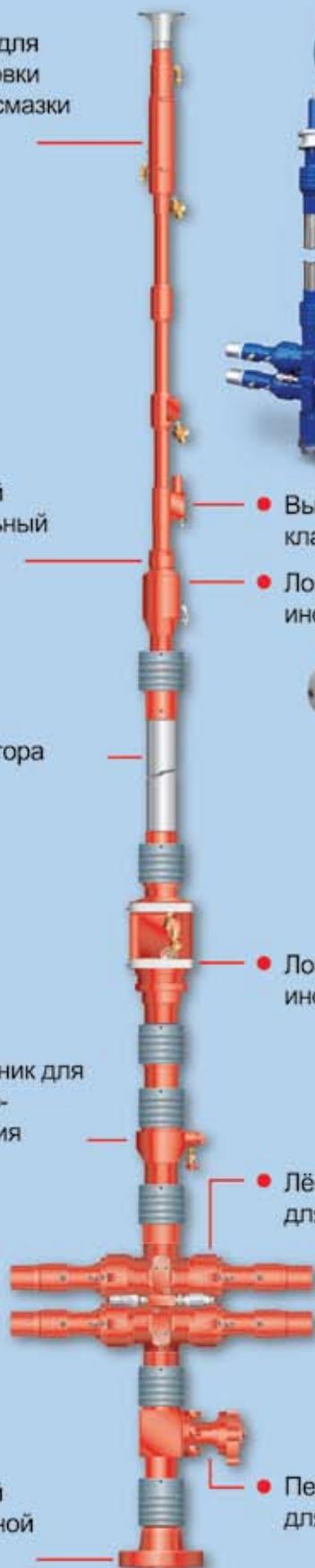


• Выпускной клапан  
• Ловитель инструмента

• Ловушка для инструмента

• Лёгкий клапан для кабеля

• Переходник для всасывания



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



**«Лёгкий» клапан  
для кабеля**



**Плашка  
конструкции  
Q-Guide™**

[www.nov.com/asepelmar](http://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: [sales@elmar.co.uk](mailto:sales@elmar.co.uk)



## FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

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



# ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

## MODERN ENHANCED OIL RECOVERY METHODS: THEORY AND PRACTICE

**В** городе белорусских нефтяников Речице 24–25 мая 2012 года прошла Международная научно-практическая конференция «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов». Организаторами мероприятия выступили ЗАО «Зарубежнефть» и РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Для участия в конференции прибыли более трех сотен участников, представлявших 60 делегаций ведущих нефтедобывающих и сервисных компаний из Беларуси, различных регионов России, Украины, Польши, Казахстана, Азербайджана, Туркменистана, Норвегии.

В качестве главной цели конференция ставила анализ и обобщение информации о современных эффективных технологиях повышения доли извлекаемой нефти из разнотипных залежей углеводородов, о методах интенсификации добычи нефти, разрабатываемых и внедряемых в мире, прежде всего в России, Казахстане, Беларуси, Украине, Польше.

В качестве основных докладчиков конференции выступили ведущие ученые и опытные производственники ЗАО «Зарубежнефть»,

**I**nternational Scientific and Practical Conference «Modern enhanced oil recovery methods: theory and practice» was held in the town of Rechitsa on May, 24–25, 2012. The Conference was organized by ZAO Zarubezhneft and RUP PO Belarusneft. More than three hundred participants, 60 delegations representing major oil and gas production and service companies from Belarus, Russia, Ukraine, Poland, Kazakhstan, Azerbaijan, Turkmenistan and Norway took part in this Conference.

The main goals of the Conference were: the analysis and consolidation of information about modern effective technologies intended for improvement of oil recovery from various hydrocarbon deposits, as well as information about production stimulation methods that are developed and introduced globally with a focus on Russia, Belarus, Kazakhstan, Ukraine and Poland.

Among the main speakers at the Conference one could find leading scientists and process men of ZAO Zarubezhneft, RUP PO Belarusneft, AO NK KazMunaiGaz, Polish Oil and Gas Institute, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, NAK Neftegaz Ukraine, OAO VNIneft, OOO Ugson-Service and others.

The Conference was opened by A.A. Lyakhov, general

*В зале конференции  
In the conference hall*



*А.А. Ляхов открывает конференцию  
A.A. Lyakhov opens the Conference*



РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», АО НК «КазМунайГаз», Польского института нефти и газа, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, НАК «Нефтегаз Украины», ОАО «ВНИИнефть», ООО «Югсон-Сервис» и др.

Конференцию открыл приветственным выступлением «Приоритетные задачи в повышении нефтеотдачи белорусских залежей» генеральный директор РУП «ПО «Белоруснефть» А.А. Ляхов.

Генеральный директор ОАО «Зарубежнефть» Н.Г. Брунич приветствовал участников выступлением «Об актуальности широкого внедрения методов увеличения нефтеотдачи».

Программа конференции включала более сорока выступлений в технических секциях и порядка семидесяти стендовых презентаций по самым актуальным проблемам основной тематики, которую можно структурировать на такие основные разделы, как технологии повышения нефтеотдачи пластов в залежах; вторичные ПНП в разнотипных залежах; третичные и другие технологии повышения нефтеотдачи пластов, в том числе интегрированные; интенсификация добычи нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов и полукolleкторов.

«Белоруснефть» представила на конференции ряд сообщений по инновационным технологиям, внедряемым на предприятии. Об основных проблемах повышения нефтеотдачи залежей Беларуси и путях их решения доложил директор БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» Н.А. Демяненко, член редакционного совета журнала «Время колтюбинга». Он рассказал об успехах и трудностях на пути внедрения инноваций, о ближайших планах и стратегических намерениях белорусских нефтяников.

Представителями «Белоруснефти» были озвучены также сообщения о Припятском полигоне

director of RUP PO Belarusneft. He gave a talk «Priority tasks in the field of enhanced oil recovery of Belarusian deposits».

N.G. Brunich, general director of ZAO Zarubezhneft, greeted the participants of the Conference with a talk «About the currentness of large-scale implementation of enhanced oil recovery methods».

The programme of the Conference included more than 40 reports presented in the framework of technical sessions and around 70 poster presentations. The main topics of reports included technologies of enhanced oil recovery, secondary EOR of various deposits, tertiary and other EOR technologies, as well as stimulation of oil and gas production from low-permeability reservoirs and half-reservoirs.

Belarusneft presented several reports devoted to innovative technologies implemented by the Company. N.A. Demyanenko, director of BelNIPIneft, RUP PO Belarusneft, member of Coiled Tubing Times Editorial Board, presented a report about the main problems of utilization of enhanced oil recovery technologies in Belarus and the methods of their solving. He told about the progress and difficulties on the road to innovations implementation, short-range plans and strategic aims of Belarusian oilmen.

Representatives of Belarusneft also provided the participants of the Conference with information about Prip'yatskiy testing ground, which is used for performing field tests of enhanced oil recovery technologies. They also told about the extended oil displacement in water-flooded low-pressure reservoirs, formation pressure maintenance in gas condensate reservoirs by means of water injection, designing and realization of water diverting agents' injection into carbonate oil-bearing reservoirs, alternation of EOR stages with oil withdrawal stages (effective method of complex deposits development), sustainable development of massive deposits through the example of Uzhno-Alexandrovskoe oilfield, hydraulic fracturing of low-

### **Неформальное общение** *Casual communication*



испытания технологий повышения нефтеотдачи пластов; о широкоохватном вытеснении нефти в обводненных залежах со сниженным пластовым давлением; о поддержании пластового давления в газоконденсатных залежах путем закачки воды; об опыте проектирования и реализации закачки потокоотклоняющих реагентов в карбонатные залежи нефти; о чередовании этапов ППД и отбора нефти – эффективном способе разработки сложнопостроенных залежей; о рациональной разработке массивных залежей на примере Южно-Александровского нефтяного месторождения; о гидравлических разрывах (с проппантом) низкопроницаемых карбонатных коллекторов; о многофазовых гидравлических разрывах терригенных резервуаров.

Организаторам конференции удалось составить впечатляюще насыщенную программу. Приглашенные специалисты осветили в своих выступлениях самый широкий спектр воздействия на продуктивные пласты. Выступления были посвящены термогазовым, водогазовым, плазменно-импульсным, реогазохимическим, импульсно-волновым, газоимпульсным, термохимическим, химическим методам воздействия, а также обработке скважин методом закачки воздуха. Большое внимание конференция уделила новым методикам гидроразрыва пласта: опыту применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП, альтернативным технологиям ГРП и др.

В рамках конференции действовала выставка «Научный и производственный потенциал РУП «ПО «Белоруснефть», представившая оригинальное оборудование и технологии, рекламные материалы и проспекты, сборники научных трудов. Выставка включала два раздела: отраслевая наука и машиностроительный блок. Были организованы также выставки продукции белорусских машиностроительных предприятий, выпускающих нефтегазовое оборудование, – ОАО «Сейсмотехника» и СЗАО «Фидмаш».

Устроители мероприятия не ограничились заседаниями технических секций в зале великолепного Дворца культуры нефтяников. Огромный встречный интерес у гостей вызвала широкая демонстрация внедряемых «Белоруснефтью» новейших технологий и специализированного оборудования. Для ознакомления с работой техники были организованы экскурсии на все основные сервисные предприятия «Белоруснефти». В частности, в процессе экскурсии в Тампонажное управление участники смогли осмотреть оборудование, находящееся в эксплуатации: колтюбинговую, азотную, цементирующую и насосную установки. Непосредственно на промысле участники были ознакомлены с колтюбинговым бурением по малому радиусу искривления двух-трех дополнительных

permeability carbonate reservoirs and about multi-stage hydraulic fracturing of terrigenous reservoirs.

The organizers of the Conference succeeded in making up an impressively rich programme. Invited specialists spotlighted a wide spectrum of formation stimulation technologies in their reports. These reports were devoted to thermal-gas, gas-water, plasma-impulse, rheo-gas-chemical, impulse-wave, thermal-chemical and chemical methods of formation stimulation, as well as to air injection well treatment techniques. A lot of attention was paid to new hydraulic fracturing technologies: multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells, alternative hydraulic fracturing technologies, etc.

As part of the Conference a special Exhibition «Scientific and production potential of RUP PO Belarusneft» was held. Original equipment and technologies, advertizing materials and folders, as well as collection of scientific papers were presented there. The Exhibition included two sections: sectoral science and mechanical-engineering sections. Products of Belarusian mechanical-engineering companies ОАО Seismotekhnika and NOV Fidmash that manufacture oil and gas equipment were also presented at the Exhibiton.

However, organizers of the Conference didn't restrict it to technical sessions alone. Huge interest of the participants was attracted by large-scale demonstration of state-of-the-art technologies and specialized equipment implemented by Belarusneft. In order to introduce the operation of equipment a set of guided tours to the main Belarusneft facilities was organized. In particular, during a trip to Backfill Department

**Экскурсия на скважину № 116 Речицкая (ознакомление с 345-тонной буровой установкой с электроприводом переменного тока с частотным регулированием для бурения скважин глубиной до 5000 м производства ОАО «Сейсмотехника» совместно с Drillmec)**

**A guided tour to well # 116 of Rebitskoe field (the participants familiarize themselves with a 345 ton drilling rig equipped with frequency regulated AC drive. The rig is manufactured by ОАО Seismotekhnika in partnership with Drillmec. It is capable of drilling wells with depths up to 16,400 ft)**



стволов добывающей скважины с целью увеличения охвата пласта выработкой и для наращивания дебита низкопродуктивных скважин.

Большой интерес у участников вызвало практическое применение технологий повышения нефтеотдачи пластов путем закачки полимерных оторочек, применения водных дисперсий амбарных нефтешламов, водогазового воздействия с применением азота. Гости были также ознакомлены с технологией одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов, с опытом применения газированных кислот и пенокислотных обработок для интенсификации добычи нефти с использованием азотной установки испарительного типа и с другими прогрессивными технологиями ПНП.

И, конечно же, невозможно переоценить тот эмоциональный подъем, который конференция, а точнее неформальное общение в ее процессе, вызвала у гостей и «резидентов». Новые знакомства, встречи коллег и старых друзей, обмен мнениями, а подчас и ноу-хау – эта сторона подобных мероприятий вспоминается ее участниками порой ярче, чем официальные доклады. И нужно отдать должное организаторам конференции, которые предоставили прекрасные возможности для интенсивного обмена идеями в процессе кофе-пауз, дружеского ужина, экскурсий. А еще поблагодарить небо за то, что в эти дни с него не упало ни единой капельки дождя.

По итогам конференции были намечены наиболее рациональные пути максимальной выработки запасов нефти разнообразных месторождений углеводородов. Было принято соответствующее решение и высказано намерение проводить такие встречи ежегодно, тепло принятое всеми участниками. ☉

the participants had a possibility to observe the following operating equipment: coiled tubing, nitrogen, cementing and pumping units. Directly at the wellsite the participants were acquainted with coiled tubing drilling technology, which was used for sidetracking of production wells aimed to increase of formation contact and improvement of their (low pressure wells) production rate.

A serious interest of the participants was also attracted by practical application of enhanced oil recovery technologies via injection of polymer slugs, utilization of aqueous dispersions of oil slurries and gas-water stimulation with application of nitrogen. Moreover, guests were shown the technologies connected with multiple completions, application of aerated acids and foam-acid formation treatments (performed with the help of vaporizing nitrogen unit) aimed to increase wells production rates and some other advanced EOR technologies.

And, of course, it is impossible to overestimate the uplift caused by the Conference and casual communication between guests and “residents”. Sometimes new acquaintances, meetings of colleagues and old friends, intercommunication and even trade secrets are remembered by the participants even better than official reports. It is necessary to give a credit to the organizers of the Conference who provided great possibilities for intense exchange of ideas during coffee breaks, welcome party and guided tours. And also thank the sky for the fact that there was no rain during the Conference days.

Following the results of the Conference the most sustainable ways of ultimate recovery of oil deposits at various hydrocarbon fields were nominated. An intend to hold such meetings annually was stated and the corresponding decision was made. All participants of the Conferences supported this decision. ☉

**Скважина № 139 Речицкого месторождения (демонстрация скважинных систем контроля «СКАД-3003М» на УЭЦН, эксплуатируемых на месторождениях НГДУ «Речицанефть»)**

**Well #139 of Rebitskoe field (demonstration of SKAD-3003M ESP downhole control systems operated at the fields of NGDU Rebitsanefi)**



# КОМПАНИЯ, ГДЕ ВСЕ – ЕДИНОМЫШЛЕННИКИ

*Восьмая потребительская конференция СЗАО «Фидмаш»*

## THE COMPANY WHERE ALL EMPLOYEES ARE LIKEMINDED PEOPLE

*8<sup>th</sup> NOV Fidmash's Consumer Conference*

Состоялась очередная Потребительская конференция СЗАО «Фидмаш» – ведущего на постсоветском пространстве производителя оборудования для нефтегазового сервиса. Такие встречи стали уже хорошей традицией. Они ожидаемы потенциальными участниками, проводятся ежегодно и являются главной площадкой обмена практическим опытом эксплуатации продукции данного производителя. Мероприятие собирает тех специалистов, для кого техника, созданная СЗАО «Фидмаш», является основным орудием труда, кто с помощью нее осваивает и успешно применяет новейшие эффективные технологии обслуживания скважин, кто хочет знать больше о возможностях этого оборудования, путях его модернизации, видах сервисного обслуживания, формах постоянного взаимодействия с производителем и планах последнего по разработке и производству новых продуктов.

Наверное, нет необходимости подробно рассказывать нашим хорошо информированным читателям о замечательном предприятии СЗАО «Фидмаш»: оно широко известно, поскольку фактически дало старт времени колтюбинга в России. Но все же приведем некоторые сведения. На сегодняшний день около 75% колтюбинговых установок, работающих в СНГ, произведено именно СЗАО «Фидмаш». Аналогичное оборудование выпускается только в Канаде и США. «Фидмаш» производит также комплексы и отдельные компоненты для гидравлического разрыва пласта, цементировочное оборудование, насосные установки, азотные установки криогенного типа, сопутствующее оборудование для повышения нефтеотдачи пластов и направленного бурения.

Предприятие осуществляет полный цикл создания оборудования: разработку и постановку на производство, выпуск, сервисное обслуживание и подготовку обслуживающего персонала. Вся продукция СЗАО «Фидмаш» – результат научно-технических разработок собственного конструкторского бюро.

За десять с лишним лет деятельности было

Another Consumer Conference organized by NOV Fidmash, a leading manufacturer of oil and gas service equipment on the post-Soviet space, took place in Minsk. Such meetings have already become a good tradition. They are held annually, attract interest of many specialists and can be associated with the main platform for exchange of field experience connected with operation and maintenance of equipment manufactured by NOV Fidmash. The Conference gathers those specialists for whom the equipment manufactured by NOV Fidmash is the main instrument of labor, who use it to master up-to-date effective technologies of well maintenance and successfully apply them. This event is for those people who want to know more about the possibilities of this equipment, about the ways of its modernization, types of service maintenance, forms of constant interaction with manufacturer and plans of NOV Fidmash concerning the development and manufacturing of new products.

Probably there is no need to tell much about NOV Fidmash. Our readers already know a lot about this remarkable company. The Company is well-known since it actually launched Coiled Tubing Times in Russia. Nevertheless let's present some information. Currently about 75% of coiled tubing units operating on the territory of Russia and CIS countries were manufactured by NOV Fidmash. Similar equipment is produced only in Canada and the USA. Fidmash also manufactures assemblies and separate components for hydraulic fracturing, cementing equipment, pumping units, cryogenic nitrogen units, associated equipment for enhanced oil recovery and directional drilling.

The Company performs full range of equipment manufacturing operations: designing, development, launching into manufacture, production, service maintenance and personnel training. All products of NOV Fidmash are the result of research and development work of its own Engineering Department.



разработано, произведено и внедрено в эксплуатацию более 150 единиц высокотехнологичного оборудования, в три раза выросла численность персонала и более чем в пять раз – объемы реализации, расширились и появились новые рынки сбыта выпускаемой продукции. В настоящее время продолжается освоение в производстве все новых для компании видов оборудования. Происходит расширение номенклатуры оборудования для ГРП. Продолжается совершенствование колтюбингового оборудования. Создаются электронные системы управления и автоматизации процессов.

Для участия в Восьмой потребительской конференции по приглашению предприятия в Минск прибыли 42 представителя 17 компаний, эксплуатирующих оборудование в Центральной России, Западной и Восточной Сибири, Украине, Туркменистане, Азербайджане, Казахстане и других регионах.

Открывая встречу, Генеральный директор СЗАО «Фидмаш» Е.Б. Лапотентова выразила благодарность участникам за то, что они, несмотря на напряженный рабочий график, нашли время приехать на конференцию. **Е.Б. Лапотентова** отметила, что на ежегодные встречи СЗАО «Фидмаш» приглашает своих действующих потребителей, и определила цели мероприятия, главная из которых – обобщение опыта работы с различными нефтегазосервисными компаниями, осуществляющими свою деятельность в самом широком спектре геологических и климатических условий, и получение обратной связи.

«Мы выслушиваем наших потребителей, определяем их потребности и интегрируем эти сведения, и этот интегрированный продукт дает нам толчок для дальнейшего развития. С каждым годом, с каждой потребительской конференцией концепция нашего производства усложняется, – отметила Генеральный директор и особо подчеркнула, – впечатляющих результатов нам удастся достигать, потому что в нашей компании все – единомышленники, все, как один человек».

Since the year it was founded more than 150 pieces of high-tech equipment has been developed, produced and put into operation. The number of employees has increased threefold, sales revenue has increased fivefold. Distribution area has increased and new outlets for output products have appeared. Today the Company continues to master new technologies and manufacture innovative equipment. The range of hydraulic fracturing equipment is continuously expanded. Refinement of coiled tubing equipment is also continued. Electronic control and process automation systems are created.

A lot of specialists came to Minsk in order to take part in the 8th Consumer Conference. Among them one could find 42 representatives of 17 companies from central Russia, Western and Eastern Siberia, Ukraine, Turkmenistan, Azerbaijan, Kazakhstan and other regions. All these companies utilize equipment manufactured by NOV Fidmash.

While opening the meeting, **A.B. Lapatsentava**, General Director of NOV Fidmash, expressed her gratitude to the participants of the Conference for their coming in Minsk despite a large amount of work. **A.B. Lapatsentava** noticed that annual meetings organized by NOV Fidmash were usually attended by the active consumers of Fidmash's equipment. She defined the main goals of the Conference, including generalization of experience in cooperation with different oil and gas service companies, which perform operations in a wide range of geological and climatic conditions, and getting of the corresponding feedback.

«We listen to every our consumer and define their needs. Then we integrate these data, and this integrated product gives us an impetus to further development. From year to year the concept of our manufacturing grows increasingly complex. We succeed in getting impressive results because all employees of our Company are likeminded people,» said Lapotentova.

## Восьмая потребительская конференция СЗАО «Фидмаш»

С большим вниманием участники встречи выслушали доклад начальника управления продаж и продвижения продукции **Ю.В. Белугина** «Актуальные предложения СЗАО «Фидмаш» для нефтегазового сервиса». Докладчик изложил информацию по выпускаемому предприятием колтюбинговому оборудованию трех классов (легкого, среднего и тяжелого), не оставив без внимания колтюбинговые установки в блочном исполнении для работы на морских платформах и в труднодоступных районах и подробно остановившись на особенностях одного из наиболее популярных в настоящее время детищ «Фидмаша» – установке тяжелого класса МК30 на полуприцепе. Эта машина оснащена инжектором с тяговым усилием 36 000–45 000 кг и гибкой трубой диаметром до 60,3 мм и длиной 3200–4500 м. Установка может применяться для радиального вскрытия пласта и направленного бурения. Она совместима с системой направленного бурения СНБ89-76М производства СЗАО «Новинка».

Было отмечено, что в конструкциях современных колтюбинговых установок (проекта 2012 года) применяются комплектующие лучших мировых производителей, улучшена конструкция тяговых цепей и других узлов, увеличен ресурс и надежность. Конструкция кабины стала более комфортабельной и эргономичной, система отопления и кондиционер улучшили условия труда.

Слушатели были подробно ознакомлены с характеристиками пяти серий инжекторов, которыми оснащаются колтюбинговые установки, в том числе с наиболее популярным – инжектором серии FM127 с тяговым усилием 27 200 кг и толкающим усилием 9000 кг.

Противовыбросовое и вспомогательное (установки для перемотки гибкой трубы, скважинные площадки, устьевые сборные основания) оборудование также не осталось без внимания.

Была подробно представлена насосная установка Н504 с компрессором и подогревателем нефти, которая успела заслужить широкую популярность у нефтесервисников, а также азотная установка А100 проекта 2012 года, которая претерпела ряд усовершенствований по сравнению с предшествующей модификацией. В частности, установка выполнена в блочном исполнении и оснащена кабиной оператора. Теперь она может устанавливаться на любую транспортную базу (как на полноприводное шасси, так и на полуприцеп). Не была забыта цементировочная установка НС1000-10, уже хорошо известная аудитории.

Особая гордость предприятия – комплексы для гидроразрыва пласта. К слову, в текущем году «Фидмаш» изготовит два полных комплекса ГРП под ключ для заказчиков. Докладчик презентовал состав комплекса проекта 2012 года, особо остановившись на усовершенствованиях. Стала более производительной смесительная установка. SKU позволяет управлять восемью насосными, гидратационной и смесительной установками. Ныне комплекс ГРП монтируется на базе

**Yu.V. Belugin**, Head of Sales and Promotional Support Department, gave a talk «Latest offers of NOV Fidmash for oil and gas service». The participants of the Conference paid great attention to this report. The speaker provided the information concerning coiled tubing equipment (light, medium and heavy weight) manufactured by NOV Fidmash, including modular coiled tubing units, which can be used on offshore platforms, in remote or hard-to-reach areas. He also gave detailed information about the most popular product of Fidmash – heavy weight MK30T unit on the semitrailer. This coiled tubing unit is equipped with an injector head, which pulling capacity is 80,000–100,000 lbs, and ” coiled tubing with lengths between 10,500 and 14,800 ft. The unit can be used for radial and directional drilling. It is compatible with SNB89-76M directional drilling system, which is also manufactured by NOV Fidmash.

It was mentioned that the design of up-to-date coiled tubing units contains component parts manufactured by top global producers, the design of pulling chains and other key parts was improved, as well as the lifetime and reliability were increased. The design of operator's cab became more comfortable and ergonomic, while heating and air-conditioning system improved working environment.

The speaker provided detailed information about the specifications of five injector series, including the most popular FM127 injector with pulling capacity of 60,000 lbs and snubbing capacity of 20,000 lbs.

Blowout and auxiliary (coiled tubing spooler units, wellhead modular platforms, etc.) equipment was also described.

N504 pumping unit with compressor system and heater was presented. This unit has already become very popular among oil and gas service companies. A100 nitrogen unit (design of 2012), which was significantly modified in comparison with previous version, received much attention. The above-mentioned nitrogen unit has modular design and is equipped with operator's cab. Now it can be mounted on any chassis (both all-wheel drive and semitrailer). The speaker also devoted some time to the well-known NS1000-10 cementing unit.

Hydraulic fracturing complexes are crown jewels of the Company. In the current year Fidmash will manufacture two “ready-to-operate” hydraulic fracturing complexes for its customers. The speaker told a lot about the structure of the new 2012 complex paying a special attention to modified features. The productivity of a blender unit was increased. SKU control station now allows to operate eight pumping units, one hydration and one blender units. Hydraulic fracturing complex is now mounted on MAN chassis. Storage bunker of T-40 sand feed unit is now divided into three sections in order to provide transportation and separate feed of three different proppant types



## 8<sup>th</sup> NOV Fidmash's Consumer Conference

шасси MAN. Бункер пропантовоза T-40 разделен на три отсека для обеспечения перевозки и отдельной подачи пропанта трех фракций. В насосной установке N2501 на полуприцепе применен дизельный двигатель CAT с электронным управлением, установлена подвеска и оси производства BPW, в тормозной системе применена система курсовой устойчивости ESP.

Гарантией качества продукции СЗАО «Фидмаш» является сертификация предприятия и соответствие систем управления качеством международному стандарту ISO9001 и требованиям стандарта Американского института нефти API. Но даже самое совершенное оборудование может отказать, если его будут эксплуатировать неправильно или если персонал окажется недостаточно квалифицированным. Потому еще одной важной темой Потребительской конференции стали «Особенности эффективной эксплуатации оборудования СЗАО «Фидмаш» – таково название доклада, озвученного инженером по сервису **А.Г. Резниковым**.

Выступающий остановился на общих вопросах, касающихся эксплуатации установок: качестве гидравлического масла, особенностях проведения сварочных работ гибкой трубы в случае ее нахождения на узле намотки установки, требованиях к порядку и периодичности проведения ТО отдельных функциональных узлов и установок «в целом». Были рассмотрены требования к эксплуатации шасси MAZ и MZKT, на которых монтируется большая часть установок, а также способы предотвращения проблем. Докладчик дал советы по монтажу оборудования на скважине, подробно осветил вопросы, возникающие в период эксплуатации оборудования (узла намотки гибкой трубы, инжектора, превентора и др.). Отдельно были рассмотрены особенности эффективного использования насосной установки.

Общий мотив выступления был основан на трех важных постулатах:

1. Соблюдение всех видов и периодичности ТО.
2. Соблюдение требований по эксплуатации, отраженных в РЭ.
3. Рекомендуются проведение обучения специалистов заказчика особенностям эксплуатации и обслуживания установок СЗАО «Фидмаш».

В последнем предприятии готово оказывать всемерную помощь и ждет пытливых учеников, чтобы передать им необходимые сведения.

Конференция продолжилась обсуждением, в процессе которого потребители получили исчерпывающие ответы на свои вопросы, заданные представителям предприятия-изготовителя.

Завершилась встреча заседанием круглого стола по проблематике развития современного нефтегазового сервиса, подробный репортаж о котором будет опубликован в следующем номере нашего журнала. ☉

Ольга ЛИС, «Время колтюбинга»

(different mesh size). N2501 pumping unit on a semitrailer now features CAT diesel engine with electronic control, new BPW's suspension and axes, as well as new brake system with ESP stability control system.

NOV Fidmash's products assurance is confirmed by the Certificates of Conformity of the Company and its Quality Management System with ISO9001 international standard and API standards. But even the most advanced equipment can fail to function if it is operated improperly or under the control of low-skilled personnel. **A.G. Reznikov**, service engineer of NOV Fidmash, presented a report «Distinctive features of effective operation of NOV Fidmash's equipment», the topic of which became another important subject for discussions at the 8th Consumer Conference.

The speaker told about the main aspects of coiled tubing unit operation: the quality of hydraulic oil, the main features of coiled tubing welding procedures in the case when the latter is situated on the reel, and the requirements concerning the order and frequency of technical maintenance of individual functional parts and whole units. He also provided some information about the operational specifications of MAZ and MZKT chassis, on which the major part of coiled tubing units is mounted, and gave some trouble shooting tips. The speaker offered advices connected with equipment rig-up and gave detailed information about the main problems arising during equipment (coiled tubing reel, injector, blowout preventer, etc.) operation. The peculiarities of effective utilization of pumping units were considered separately.

The main idea of the report was based on three important principles:

1. Adherence to all maintenance types and observation of the frequency of technical maintenance.
2. Observation of operational requirements presented in Service Manual.
3. It is recommended to perform client's personnel training so they will be familiar with main features of operation and maintenance of NOV Fidmash's coiled tubing units.

The Company is ready to assist in organization of training seminars and waits for curious scholars in order to pass on the torch.

The Conference was followed by a discussion, during which all the consumers got comprehensive answers to their questions addressed to representatives of the Company.

Finally a round-table meeting was organized. It was devoted to development problems of the present-day oil and gas service. Detailed report about this meeting will be published in the next issue of Coiled Tubing Times. ☉

Olga LIS, Coiled Tubing Times

# КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ,  
НЕФТИ И ГАЗУ, ВОДОСНАБЖЕНИЮ И ЗАЩИТЕ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ  
13 – 15 марта 2012  
Дубаи, ОАЭ



10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС  
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2012»  
26 – 28 июня 2012  
Москва, Россия



ИнтерНефтеГаз

12-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»  
20 – 22 марта 2012  
Киев, Украина



7-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY  
2 – 3 октября 2012  
Астана, Казахстан



TUROGE

11-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
21 – 22 марта 2012  
Анкара, Турция



KIOGE

20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»   
2 – 5 октября 2012  
Алматы, Казахстан



OGU

16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»   
15 – 17 мая 2012  
Ташкент, Узбекистан



10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ RETROTTECH  
14 – 17 октября 2012  
Нью-Дели, Индия



TGC

3-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА  
23 – 24 мая 2012  
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан



MANGYSTAU  
OIL & GAS

7-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА  
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»  
6 – 8 ноября 2012  
Актау, Казахстан



CASPIAN  
OIL & GAS

19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»   
5 – 8 июня 2012  
Баку, Азербайджан



OGT

17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»  
13 – 15 ноября 2012  
Ашхабад, Туркменистан



МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE   
25 – 29 июня 2012  
Москва, Россия



МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС  
13 – 17 октября 2013  
Тэгу, Южная Корея

ufi  
Approved  
Event



20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

## KIOGE



**ВЫСТАВКА**  
**2 - 5**  
**октября 2012**  
Алматы • Казахстан  
КЦДС «Атакент»



**КОНФЕРЕНЦИЯ**  
**4 - 5**  
**октября 2012**  
Алматы • Казахстан

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ  
МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**



**ITE MOSCOW**  
+7 (495) 935 7350, 788 5585  
oil-gas@ite-expo.ru

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5000  
oilgas@ite-exhibitions.com

# НАМ 10 ЛЕТ! WE ARE 10 YEARS OLD!

В оформлении использованы фрагменты картин художника-пуантилиста Жоржа Сера (1859–1891).  
The design contains fragments of paintings by Georges Seurat, a French pointillist painter.

*Выдающийся социолог Зигмунд Бауман, концепции которого наш журнал посвятил один из выпусков рубрики «Альфа – омега» (в № 35), писал: «Время нам сегодня не представляется ни цикличным, ни линейным, а, скорее даже, точечным, «пуантилистичным» (пуантилизм – направление в изобразительном искусстве XIX века, заключался в заполнении пространства мелкими точками краски). Между точками нет протяженности. Необходим талант Жоржа Сера или Альфреда Сислея, чтобы из рассыпанных и рассеянных точек наколдовать конфигурацию значений». Разделяя эту точку зрения, мы также попытались применить пуантилистичную форму. Предлагаем вашему вниманию материал, составленный из точечных цитат, взятых из публикаций журнала «Время колтюбинга» первых лет. Из сегодняшнего времени, словно со значительного расстояния, они видятся как отрезок поступательного пути колтюбинговых технологий и – шире – нефтегазового сервиса нового времени в России.*

*Outstanding sociologist Zygmunt Bauman, to whose concepts we dedicated one of our “Alpha-Omega” columns (issue No.35), wrote: “Today the time is neither cyclic nor linear, but, more likely, the time is punctuated, “pointillist” (pointillism is a fine arts trend of the 19th century that consisted in filling out the space with small paint spots). There are no links between these spots. One should have a talent of Georges Seurat or Alfred Sisley to make a configuration of values out of scattered and diffused spots”. Sharing this point of view, we also tried to apply a pointillist form. We offer you an article made up of quotations from Coiled Tubing Times’s earliest issues. From today’s perspective they are seen as part of the progressive development of coiled tubing technologies and even as part of the whole oil and gas services sector development in the modern Russian history.*

## 2002

### **Л. Кочетков (Сургутское управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин № 1, ОАО «Сургутнефтегаз»):**

Работы по ремонту скважин с применением установки «гибкая труба» в ОАО «Сургутнефтегаз» были начаты в 1994 году на Федоровском месторождении. На сегодняшний день в Управлении насчитывается сорок две бригады капитального ремонта, из них 22 с установкой «гибкая труба». Все они полностью укомплектованы и оснащены необходимыми техническими средствами.

Преимущества технологии колтюбинга бесспорны: раньше, при использовании традиционной технологии, бригада выполняла два-три ремонта в месяц, сейчас – от восьми до двенадцати, и не подземных ремонтов, а капитальных. Причем в этом перечне могут быть уникальные операции по освоению, исследованию горизонтальных скважин и горизонтальных участков скважин с боковыми стволами. Это очень серьезные и ответственные работы. В восьмидесятых годах мы и сами не могли даже предположить, насколько все изменится в недалеком будущем. За период применения установок «гибкая труба» выполнено 4240 ремонтов скважин.

### **А. Хамидуллин (ОАО «Татнефть», Актюбинское УКК и ПМ):**

Уже первый опыт эксплуатации установок «гибкая труба» при ремонте скважин в ОАО «Татнефть», полученный около трех лет назад, показал высокую эффективность колтюбинговых технологий. Установки M10A по основным характеристикам

### **L. Kochetkov (No.1 Surgut Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Surgutneftegaz):**

Surgutneftegaz Company started to employ first coiled tubing units for well workover back in 1994 at Fyodorovskoye field. Today, the Department consists of 42 teams 22 of which are equipped with coiled tubing units. All of them are fully equipped with all the necessary technical facilities and tools.

The advantages of coiled tubing technology are indisputable: previously, when using conventional technology, the team could do two-three well servicing jobs per month and currently they do eight to twelve workover jobs. The list of jobs may also include unique operations like completion and research of horizontal wells and horizontal sections of sidetracked wells. These are really serious and demanding jobs. In 1980s we could not imagine how the things would change in the near future. We have already performed 4,240 workover jobs with the use of coiled tubing units.

### **A. Khamidullin (Tatneft, Aktyubinsk Department of Wireline-Container and Packer Methods):**

Already first experience of operating coiled tubing units during well workover jobs at Tatneft Company three years ago showed high efficiency of coiled tubing technologies. In terms of main characteristics, M10A coiled



не уступают аналогичным образцам техники производства известнейших фирм США и Канады, выполняют одни и те же технологические операции, но имеют умеренный ценовой уровень по сравнению с ними. За период с июня по март 2002 года включительно – за 10 месяцев – установками M10A было отремонтировано 185 скважин.

**Д. Кузьменко (Управление интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром» № 1):**

В мае 1999 года на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении Управлением интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром» совместно с ФИД Республики Беларусь проведены промысловые испытания первой экспериментальной колтюбинговой установки типа РАНТ10.01. Успешное завершение промысловых испытаний позволило УИРС ООО «Уренгойгазпром» начать опытно-промышленную эксплуатацию первой колтюбинговой установки РАНТ10.01 производства ФИД Республики Беларусь с безмуфтовой длиномерной трубой (БДТ) производства «УралЛУКтрубмаш». ФИД Республики Беларусь на основе полученного опыта разработал и начал серийное производство установок нового поколения типа ОРТК-М10 и ОРТК-М20. В настоящее время в Управлении эксплуатируется экспериментальная колтюбинговая установка типа РАНТ-10.01 и установка ОРТК-М10, укомплектованные БДТ диаметром 33,5 мм и длиной 1600 м.

tubing units are highly competitive with the equipment manufactured by leading US and Canadian companies. They perform one and the same technological operations, but they are moderately priced compared to foreign analogs. From June 2002 till March 2002 – over the 10-months period – 185 wells were workovered with the use of M10A coiled tubing units.

**D. Kuzmenko (Well Stimulation and Workover Department No.1, Urengoygazprom):**

In May 1999 Well Stimulation and Workover Department of Urengoygazprom in cooperation with FID, Republic of Belarus, conducted field tests of PAHT10.01 coiled tubing unit at Urengoykoye oil and gas condensate field. Successful field tests allowed Well Stimulation and Workover Department of Urengoygazprom starting pilot operation of the first PAHT10.01 coiled tubing unit manufactured by FID (Republic of Belarus) and equipped with a coiled tube manufactured by UralLUKtrubmash. Based on its experience, FID (Republic of Belarus) designed and started serial manufacturing of new-generation coiled tubing units OPTK-M10 and OPTK-M20. Well Stimulation and Workover Department currently operates a pilot coiled tubing unit PAHT-10.01 and OPTK-M10 unit equipped with coiled tubes 33.5 mm in diameter and 1,600 m in length.

## 2003

**Л. Груздилович (НП «ЦРКТ»):**

В марте 1998 года состоялась I Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям. Одним из главных инициаторов этого мероприятия была Группа ФИД. Оно проводилось под эгидой Министерства энергетики Российской Федерации. В конференции приняли участие свыше ста представителей практически всех нефтегазовых компаний России. Вывод был однозначным: технологии нужны. Следовало решить задачу создания надлежащего отечественного оборудования, с которой впоследствии успешно справилась Группа ФИД.

Сегодня, по прошествии пяти лет, мы можем уже говорить о том, что данная конференция послужила своеобразным толчком к активному

**L. Hruzdilovich (Coiled Tubing Technologies Development Center):**

1st Pan-Russian Conference on Coiled Tubing Technologies was held in March 1998. FID Group was one of the initiators of this event. The Conference was held under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation. More than one hundred representatives of almost all Russian oil and gas companies participated in the Conference. The main conclusion of the conference was that coiled tubing technologies are essential, it was just necessary to develop and produce appropriate domestic equipment. Subsequently FID Group successfully dealt with this task.

внедрению колтюбинговых технологий в отрасли, а также созданию соответствующей техники. Так, за последние три года Россия по темпам внедрения колтюбинговых технологий вышла в число самых динамично развивающихся стран в мире. И, как результат, во многих компаниях появились неожиданные резервы для повышения эффективности работы и дальнейшего наращивания объемов добычи углеводородного сырья. Показательны данные о наличии колтюбинговых установок (КУ) у ведущих нефтегазовых компаний. Начало 2000 года. Основной производитель – «Хайдра Риг» – 1/2 мирового производства, и на сегодняшний день это лидер. Далее – «Стюарт энд Стивенсон» и «Нэшнл Ойлвелл», которая производит 10–11% этого оборудования. И, наконец, другие компании-производители. Трудно сказать, где это собрано – в Италии или в Шотландии. Хотя инжектор, как правило, «Стюарт энд Стивенсон», «Хайдра Риг» или «Дрико». И первая установка, поставленная Группой ФИД.

Сравним с показателями поставок в 2000–2003 годах:

- «Нэшнл Ойлвелл» – 1;
- «Стюарт энд Стивенсон» – 2;
- «Хайдра Риг» – 8;
- Группа ФИД – 35;
- другие компании – 1.

Здесь не учтены опытные образцы российских производителей («Рикор», экспериментальный завод «Металлист» и др.).

Пять лет назад колтюбинговые агрегаты были только в нефтегазодобывающих компаниях, единицы – у сервисных. Сейчас роль сервисных компаний во внедрении колтюбинговых технологий значительно выросла. Сервисные компании, как и во всем мире, берут в свои руки обслуживание и эксплуатацию скважин. Это нормальное явление, когда специализированные организации, имеющие все необходимые технологии, технику, специалистов, занимаются проблемой комплексно, обслуживают какой-либо регион или группу компаний.

Сегодня целый ряд компаний России, таких как НПО «Бурение» и другие, изготавливают либо способны самостоятельно выпускать инструмент и вспомогательное оборудование для колтюбинговых технологий. Речь идет о необходимости изучения возможностей и объединении усилий для выпуска такого оборудования своими силами, чтобы не изобретать велосипед. Среди приоритетных направлений можно выделить следующие: исправительное цементирование, устранение негерметичности колонны и заколонных перетоков; водоизоляционные работы, обработка интервалов перфорации с целью очищения от отложений; удаление солевых отложений со стенок НКТ с использованием специальных забойных

Today, five years later, we can safely say that the Conference gave an impulse to active application of coiled tubing technologies and development and manufacture of the respective equipment. So, in terms of coiled tubing technologies introduction rates Russia has become one of the most dynamically developing countries in the world over the recent three years. As a result, many companies found reserves to improve their working efficiency and achieve further growth of hydrocarbon production. Information about the availability of coiled tubing units at the leading oil and gas companies is quite illustrative in this respect. Let's take beginning of the year 2000. The main manufacturer – Hydra Rig– 1/2 of world's output, and it is still a leader today. Next – Stewart and Stevenson and National Oilwell that produce 10–11% of this equipment. And, finally, other manufacturing companies. It is hard to say where they assemble this type of equipment – in Italy or in Scotland – but, as a rule, injectors are made by Stewart and Stivenston, Hydra Rig or Drico. At that time the first coiled tubing unit was supplied by FID Group.

Now let's compare this with the supplies data in 2000-2003:

- National Oilwell – 1;
- Stewart and Stevenson – 2;
- Hydra Rig – 8;
- FID Group – 35;
- Other companies – 1.

Here we do not take into account pilot equipment samples of Russian manufacturers (Rikor, Experimental Factory "Metallist" and others).

Five years ago mainly oil and gas producing companies had coiled tubing units in possession, and only a couple of service companied did. Currently service companies play a much more important role in coiled tubing technologies adoption. Like in the rest of the globe, service companies took well servicing and operation into their own hands. It is quite normal when specialized companies possessing all the necessary technologies, equipment and specialists exercise an integrated approach to the problem by the way of servicing a certain region or a group of companies.

Today a number of Russian companies such as Research and Production Association "Burenie" and others are manufacturing or are capable of manufacturing tools and auxiliary equipment meant for the use with coiled tubing. It is necessary to explore the possibilities and join efforts to manufacture this kind of equipment on our own. The high-priority areas of work are as follows: remedial cementing, casing leak repair and elimination of behind-the-casing flows; water

компонентов, причем модернизированы могут быть сами агрегаты, обеспечение их лубрикаторами, шлюзами и т.д., для спуска буровых компоновок; разбуривание пробок и цементных камней, растепление коллекторов, ликвидация крестовин, где они есть.

К перспективам развития технической базы можно отнести разработку: специального оборудования для выполнения таких операций, как бурение, с помощью колтюбинга и обсадных труб, т.е. гибридные комплексы; оборудования для работы на морском шельфе (колтюбинг для морских скважин); установок для геофизических исследований; оборудования для обслуживания интеллектуальных скважин.

Из статьи «Расширение спектра технологических операций при ремонте скважин с использованием колтюбинга на Уренгойском месторождении» Д. Хадиева, А. Ахметова, Н. Рахимова (УИРС ООО «Уренгойгазпром»), Е. Штахова (ОАО НПО «Бурение»):

В первые годы основными операциями, проводимыми с применением колтюбинговых установок и показавшими высокую эффективность использования гибкой трубы по сравнению с традиционным ремонтом с подъемных установок, были растепление гидратных и промывка песчаных пробок. В результате этого продолжительность и стоимость ремонтных работ снизилась более чем в два раза. Следующим этапом развития данной технологии стало успешное освоение таких видов работ, как: закачка в скважины тампонирующих материалов и водоизолирующих составов (цемент, стиромаль, ДЭГоцемент, жидкое натриевое стекло); кислотные обработки и закачки гидрофобизаторов; освоение скважин в условиях АНПД.

С использованием колтюбинговых установок средней серии типа М20 производства Группы ФИД (длина трубы 3600 м, диаметр 38 мм) были успешно проведены работы по промывке горизонтальных стволов в двух нефтяных скважинах. В последнее время внедряется технология направленных кислотных обработок в газоконденсатных скважинах с использованием гидромониторных насадок с боковыми промывочными отверстиями.

За период с 1999 по 2002 год с использованием колтюбинга проведен ремонт более 400 скважин.

Для снижения себестоимости ремонта скважин ведется поиск и расширение области применения колтюбинговой техники при совместных работах с подъемными установками. В ОАО НПО «Бурение» (г. Краснодар) налажен выпуск комплекса оборудования и инструмента для работы с гибкой трубой в колоннах диаметром 60, 73, 89, 102 и 114 мм, в который входят гидравлические труборезы, якоря, стабилизаторы, разъединители, труболочки, ►

shutoff, perforation intervals treatment to clean them from deposits; removal of scale from the production tubing walls with the use of special downhole components, where units themselves can be modernized, equipping them with lubricators, etc. for the purpose of running drilling assemblies; drilling out plugs and cement stones, heating up reservoirs, removing cross connections, where they are in place.

The future development of technical facilities may include: designing special equipment meant for the performance of such operations as drilling with the use of coiled tubing and casing pipes, i.e. hybrid complexes; designing equipment for offshore operations (coiled tubing for sea wells); designing equipment for logging operations; designing equipment to service intelligent wells.

Abstract from the article: “Expanding the Range of Technological Operations During Well Workover with the Use of Coiled Tubing at Urengoyskoye Field”; authors: D. Khadiyeva, A. Akhmetova, N. Rakhimova (Well Stimulation and Workover Department, Urengoygazprom), Ye. Shtakhova (Research and Production Association “Burenie”):

Hydrate plugs thawing and sand washing were the first and the main operations done with the use of coiled tubing that demonstrated coiled tubing’s high efficiency compared to conventional technologies using workover rigs. As a result of coiled tubing application, the duration and cost of well servicing operations reduced more than two-fold. The next stage of this technology development was successful mastering of such operations as: injection of plugging materials and waterproofing sealants into a well (cement, styromal, DEGocement, sodium water glass); acid treatments and injection of hydrophobisators; well completion under abnormally low formation pressures.

Horizontal boreholes flushing jobs were successfully performed in two oil wells with the use medium-class M20-type coiled tubing units manufactured by FID Group (tube length – 3,600 m, diameter – 38 mm). In recent times companies have been introducing a technology of directional acid treatments of gas condensate wells with the use of jet nozzles with lateral flushing ports.

From 1999 till 2002 more than 400 wells were workovered with the use of coiled tubing.

To reduce well workover costs companies are looking for new and try to expand the existing areas of application of coiled tubing equipment in combination with hoisting units. “Burenie” Research and Production Association (the city of Krasnodar) is manufacturing a set of equipment and tools to be used with coiled tubing in the strings 60, 73, 89, 102 and 114 mm in diameter. The company’s products ►

штангоголовки, различные промысловые насадки и т.д. Весь поставляемый инструмент был испытан при ремонте скважин и показал свою работоспособность.

**А. Гличев, С. Яштылов, А. Иванов  
(УПНП и КРС 000 «Оренбурггазпром»):**

В целях поддержания добычи углеводородного сырья на плановом уровне УПНП и КРС за последние два года значительно расширило номенклатуру сервисных услуг.

К новым видам сервисных услуг относятся освоение скважин после ПРС, КРС и ТРС, устранение пробок различного происхождения в колоннах НКТ и интенсификация притока к забою с применением колтюбинговой установки средней серии типа М20 производства одного из предприятий Группы ФИД – СЗАО «Фидмаш».

Колтюбинговая установка М20, предназначенная для выполнения технологических и ремонтно-восстановительных работ вертикальных и горизонтальных скважин, была получена Управлением ПНП и КРС в 2003 году, и в настоящее время продолжаются работы по ее освоению.

Успешно проведены работы по размыву грязевых пробок и восстановлению призабойной зоны пласта уже на 10 скважинах, ранее отнесенных к капитальному ремонту с глушением скважины, подъемом НКТ и подземного оборудования. Таким образом, работы по КРС были заменены на работы по интенсификации притока, что в значительной степени позволило снизить не только время на выполнение работ, но и стоимость ремонта скважины. Максимальный прирост дебита углеводородного сырья после проведения работ с использованием установки М20 только на одной скважине составил 85 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Срок окупаемости установки при средней загруженности (24–25 скважин в год) составит приблизительно 1,6 месяца.

include hydraulic tube cutters, anchors, stabilizers, disconnectors, tubing catchers, spear catchers, various flushing nozzles, etc. All the tools have been tested during well workover jobs and proved their operational ability.

**A. Glichev, S. Yashtylov, A. Ivanov (Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Orenburggazprom):**

In order to keep the production of hydrocarbons at the pre-planned level the Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover has considerably expanded the range of its servicing operations over the recent two years.

New service operations include: well completion after workover, removal of plugs of different origin in production strings and inflow stimulation with the use of medium-sized M20-type coiled tubing unit manufactured by Fidmash – a company being a part of FID Group.

M20 coiled tubing unit, which is meant for technological and workover operations in vertical and horizontal wells, was purchased by the Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover in 2003 and the Department still continues mastering new operations with the use of this unit.

The Department has successfully performed the works on mud plugs washout and bottomhole formation area restoration at 10 wells already. Previously, these wells were classified as wells requiring workover with well killing, retrieval of the production string and downhole equipment. Thus, instead of workover well stimulation works were performed allowing to reduce the time spent and the costs. Maximum hydrocarbons yield growth after the conduct of the works with the use of M20 coiled tubing unit made up 85 thousand cubic meters per day per well.

In case of medium work load (24–25 wells per year) the average payback period of the unit will be around 1.6 months.

## 2004

**С. Константинов, Н. Канюков, А. Мокрушин  
(ЗАО «Урал-Дизайн»):**

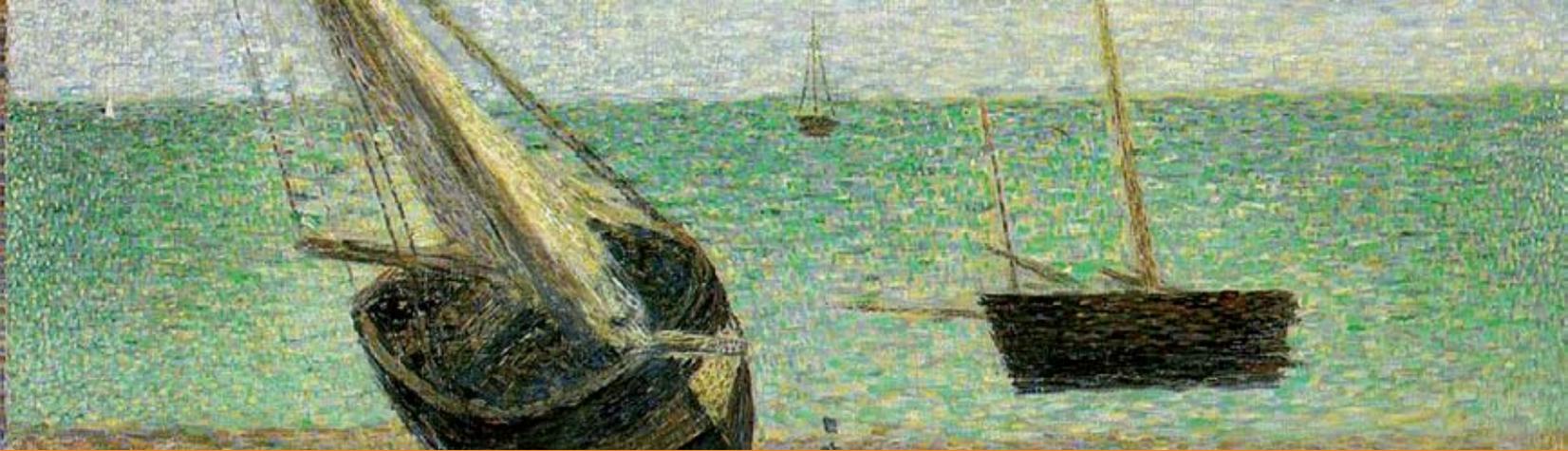
В начале 2000 года ЗАО «Урал-Дизайн» приобрело у одного из предприятий Группы ФИД колтюбинговую установку ПАНТ М10 с колонной гибких труб (КГТ).

На протяжении прошедших лет ЗАО «Урал-Дизайн» разработало и успешно применяет ряд технологий с применением ПАНТ М10: очистку колонны НКТ (насосно-компрессорных труб) от АСПО (асфальто-парафиновых отложений) с использованием скребка; промывку забоя скважины с использованием гидромониторной насадки; кислотную обработку продуктивного

**S. Konstantinov, N. Kanyukov,  
A. Mokrushin (Ural-Design):**

At the beginning of 2000 Ural-Design purchased PAHT M10 coiled tubing unit from one of the companies of the FID Group.

Since the purchase of the coiled tubing unit Ural-Design has developed and has been successfully performing a number of jobs with the use of PAHT M10 unit: cleaning production strings from asphalt, resin and paraffin deposits with the use of a scraper; bottomhole jet flushing; acid treatment of producing formations;



пласта скважины: виброволновое воздействие на продуктивный пласт скважины и промывки забоя генератором ГДВ.

Все используемые технологии с КГТ позволяют заказчику решить ряд проблем, связанных с высокой трудоемкостью и стоимостью традиционной технологии, а именно: обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения, отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием КГТ, безопасность проведения спуско-подъемных операций, сокращение времени при спуске и подъеме внутрискважинного оборудования на проектную глубину, значительное улучшение условий труда работников бригад подземного ремонта при выполнении всего комплекса операций.

**Я. Нуретдинов, Н. Степанов, В. Баженов (ОАО «Татнефтегеофизика»):**

Основными сдерживающими факторами широкого использования гибкой трубы в России являются отсутствие надежного отечественного оборудования и высокая стоимость работ (по сравнению с кабельными технологиями). Тем не менее, оказалось, что во многих случаях колтюбинговая технология доставки приборов в горизонтальные стволы является единственно возможной, позволяющей проводить исследования в протяженных (более 300 м) горизонтальных стволах сложного профиля.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» для проведения технологических операций при капитальном ремонте скважин используется шесть колтюбинговых агрегатов. Для геофизических исследований имеется один барабан с гибкой трубой, который при необходимости может устанавливаться на любой из колтюбинговых агрегатов.

В отличие от гибкой трубы, используемой при капремонте, гибкая труба для геофизических исследований имеет внутри трехжильный бронированный каротажный кабель, снабжена кабельным наконечником для крепления скважинных приборов и специальным коллектором для соединения с каротажной лабораторией.

vibrowave impact on the producing formation and bottomhole cleaning with the use of hydrodynamic generator.

All the technologies employing coiled tubing units allow fulfilling the tasks that are quite labor and cost intensive when using conventional technologies. These are such tasks as wellhead sealing at all the stages of well intervention, conducting works in oil and gas wells without well kill, no need to complete and stimulate the well that was intervened with the use of coiled tubing, ensuring safety of tripping in and out of well, reduction of time necessary for pulling or running the downhole equipment to the designed depth, considerable improvement of working conditions of the workover teams when performing the whole range of operations.

**Ya. Nuretdinov, N. Stepanov, V. Bazhenov (Tatneftegeofizika):**

The main factors restricting the wide use of coiled tubing in Russia are the lack of reliable domestic equipment and high costs of operation (compared to wireline technologies). Nevertheless, it was found out that in many cases the technology of running tools into horizontal well sections with the use of coiled tubing units is the only technology allowing conducting studies in long (more than 300 m) horizontal well sections with a complex design.

Currently, Tatneft uses six coiled tubing units to perform various technological operations during well workover. For logging operations they have one special coiled tube reel that can be installed on any of the coiled tubing units. Unlike coiled tube meant for workover operations, logging coiled tube has an armored triple-core logging cable inside of it and is equipped with the cable head meant for fastening downhole tools and a special collector meant for connection with the logging laboratory.

**Л. Груздилович (НП «ЦРКТ»):**

Сегодня в России около 90 колтюбинговых установок. Много это или мало? На начало 2000 года общее количество их в России равнялось сорока шести единицам, и только одна из них была ФИДа, т.е. прирост за эти пять лет – почти 100%, в 3 раза больше, чем в мире в среднем. Причем более 75% этих «добавленных» установок были поставлены Группой ФИД. А из 19 установок, которые были поставлены в Россию за последние 3 года, наших – 16.

В России и странах СНГ в ближайшие 5 лет количество пробуренных с помощью колтюбинга скважин увеличится не менее чем в 10 раз, вследствие чего будут расти потребности в полнофункциональном и надежном оборудовании местного производства.

Продолжится дальнейший вывод сервиса из «тел» нефтегазовых компаний и повышение активности российских сервисных компаний, что приведет к дальнейшему расширению услуг с применением гибких труб. Ожидаются и новые интересные решения российских компаний в отношении колтюбингового бурения, основанные на чисто российском опыте. Будущее колтюбингового бурения в России связано с компаниями, уже начавшими практиковать эти технологии, а также с развивающимися бурение на депрессии (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Роснефть»).

**А. Басов, В. Ноготков (ООО «Кавказтрансгаз»):**

Месторождения, эксплуатируемые ООО «Кавказтрансгаз», в основном находятся на завершающей стадии эксплуатации и так же, как Северо-Ставропольское ПХГ, характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). В этих условиях возможность осуществлять ремонт скважин без глушения и осваивать скважины при помощи КГТ (колонны гибких труб) делает колтюбинговые технологии максимально востребованными.

Для освоения скважин используется колтюбинговая установка М10 (диаметр КГТ – 38 мм).

По результатам освоения и отработки скважин с применением КГТ можно выделить следующие преимущества предложенного способа вызова притока:

1. При освоении не создается избыточного давления на пласт, и в пласт не проникают кольматирующие вещества, ухудшающие фильтрационно-емкостные свойства коллектора.
2. Сокращаются затраты времени на освоение и отработку скважин.
3. Использование колтюбинговой техники позволяет без дополнительных затрат полностью освободить зумпф скважин от жидкости и песчаных пробок как в процессе освоения, так и во время отработки.
4. Появляется возможность при необходимости проводить интенсификацию притока различными методами без глушения скважины. ☉

**L. Hruzdilovich (Coiled Tubing Technologies Development Center):**

Currently there are around 90 coiled tubing units in Russia. Is it many or not? At the beginning of 2000 the total number of coiled tubing units in Russia was 46, and only one of them was manufactured by FID, i.e. over the recent five years the growth rate is almost 100%, which is almost three-fold more than the average global growth. More than 75% of these “additional” units were supplied by FID Group. And of 19 coiled tubing units that have been supplied to Russia over the recent three years 16 were FID's ones.

In Russia and CIS the number of wells drilled with the use coiled tubing will increase at least ten-fold, consequently there will grow the demand for fully functional and reliable domestic equipment.

Such tendencies as separation of services from the oil and gas companies and increment in the activity of the Russian service companies will continue in the coming years. This will lead to further extension of services based on coiled tubing technologies. We also expect that Russian companies will present new interesting solutions in terms of coiled tubing drilling that will be based on purely Russian experience. Future development of coiled tubing technologies in Russia will stem from the companies that have already started practicing such technologies and the companies developing the technology of underbalanced drilling (Surgutneftegaz, Tatneft, Rosneft).

**A. Basov, V. Nogotkov (Kavkaztransgaz):**

The fields operated by Kavkaztransgaz are mainly mature fields and, the same as Severo-Stavropolskoye underground natural gas storage, are characterized by abnormally low formation pressures. Under such conditions coiled tubing technologies are in high demand as they allow performing well workover without well killing and also allow completing wells with the use of coiled tubing units.

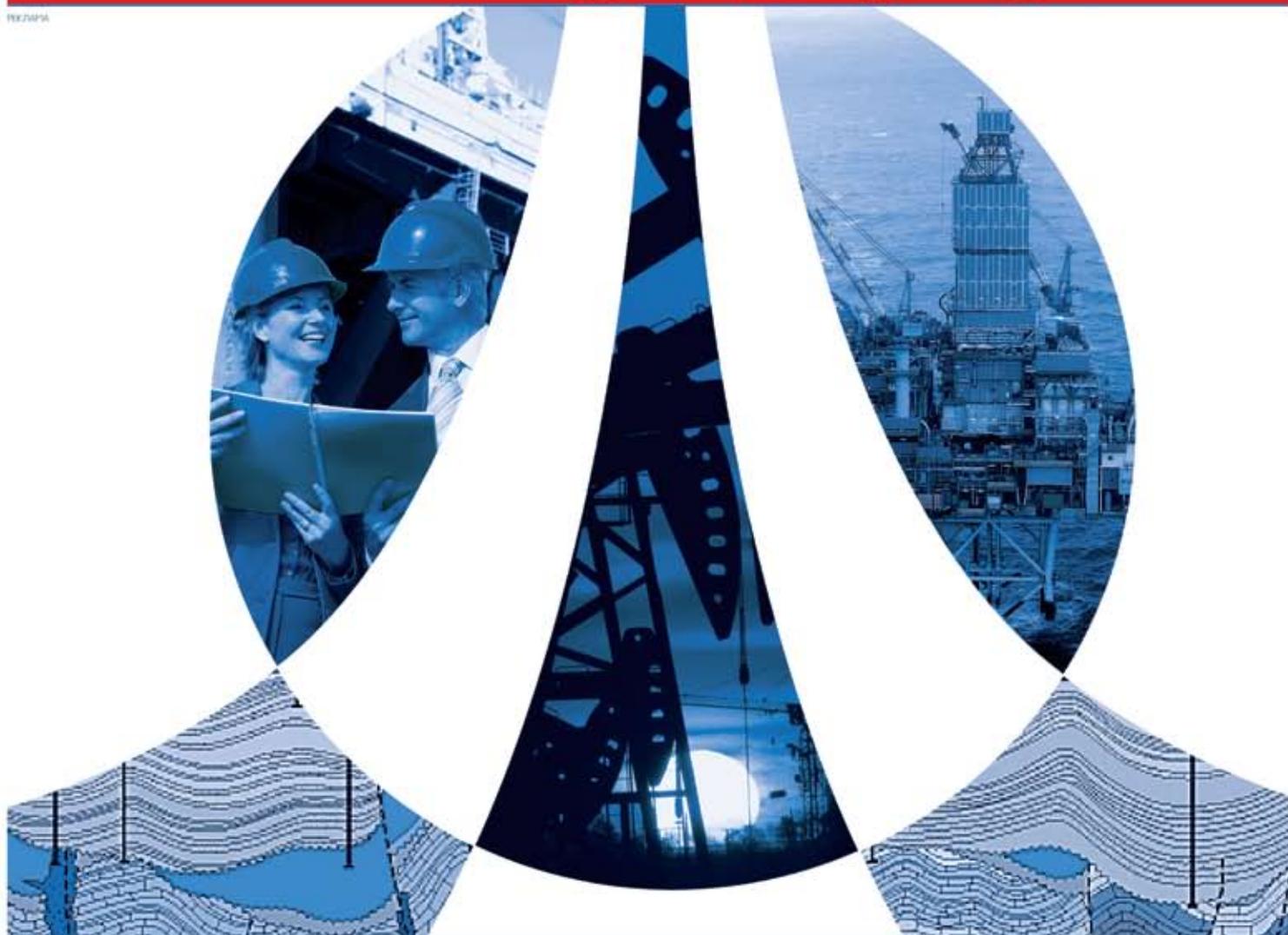
For well completion M10-type coiled tubing unit is used (tube diameter – 38 mm).

The results of well completion and flowing show the following advantages of coiled tubing-conveyed well stimulation:

1. During the completion process no excess pressure is exerted on the formation; plugging materials that deteriorate reservoir porosity and permeability properties do not penetrate into the formation.
2. Reduced time of well completion and flowing operations.
3. The use of coiled tubing technology allows fully removing liquid and sand plugs from well dibhole (without any additional costs) both during the completion process and during well flowing.
4. If necessary it will be possible to conduct well stimulation (using different methods) without well killing. ☉

# Главное событие года по разведке и добыче

РЕКЛАМА



## РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

[www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com)

**Бронируйте лучшие стенды на Выставке —  
присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!**

Регистрация на выставку и конференцию открыта на сайте [www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com)

■ Выберите спонсорский пакет и получите максимальный эффект от участия в Выставке

■ Используйте выгодные условия участия в «Инкубаторе Технологий» (подробности у менеджеров проекта)

■ Программа Конференции опубликована на сайте [www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com) Более 150 технических презентаций

#### КОНТАКТЫ:

Кузнецова Ирина,  
Директор выставки  
т.: +7(495) 937 68 61\*152  
e: [irina.kuznetsova@reedexpo.ru](mailto:irina.kuznetsova@reedexpo.ru)

Наталья Яценко,  
менеджер проекта  
т.: +44(0) 208 910 7194  
e: [nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk](mailto:nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk)

#### СПОНСОРЫ 2012

Платиновые спонсоры



Schlumberger



Спонсоры



Организаторы





**МЫ ПРОДОЛЖАЕМ ПУБЛИКАЦИЮ ФОТОГРАФИЙ, ПРИСЛАННЫХ НАШИМИ ЧИТАТЕЛЯМИ. В этом номере в рубрике «Красота месторождений» представлены работы сотрудников ООО «Пакер Сервис» и СЗАО «Фидмаш».**

*Ждем новые фотосюжеты по адресу [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).*

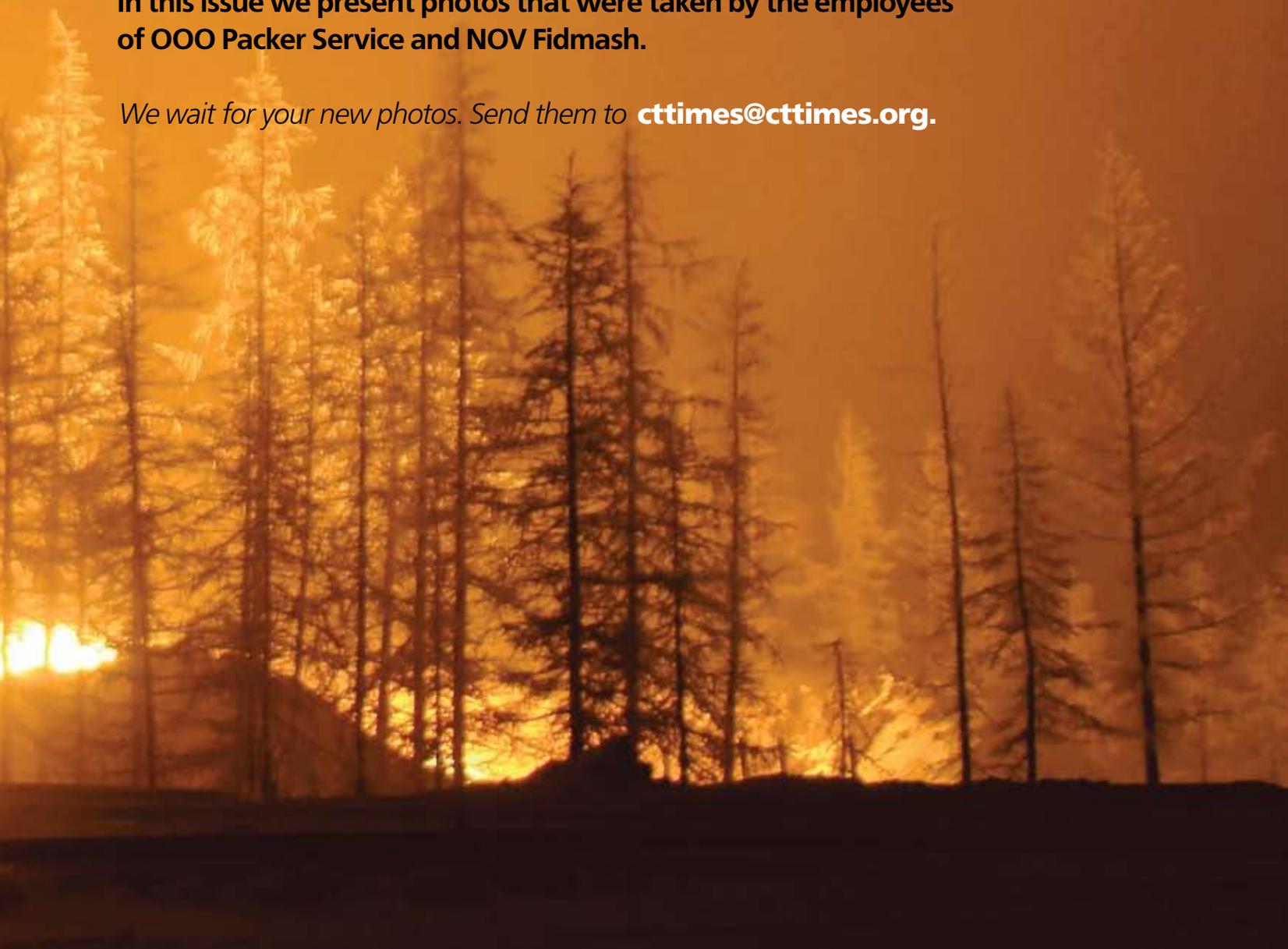


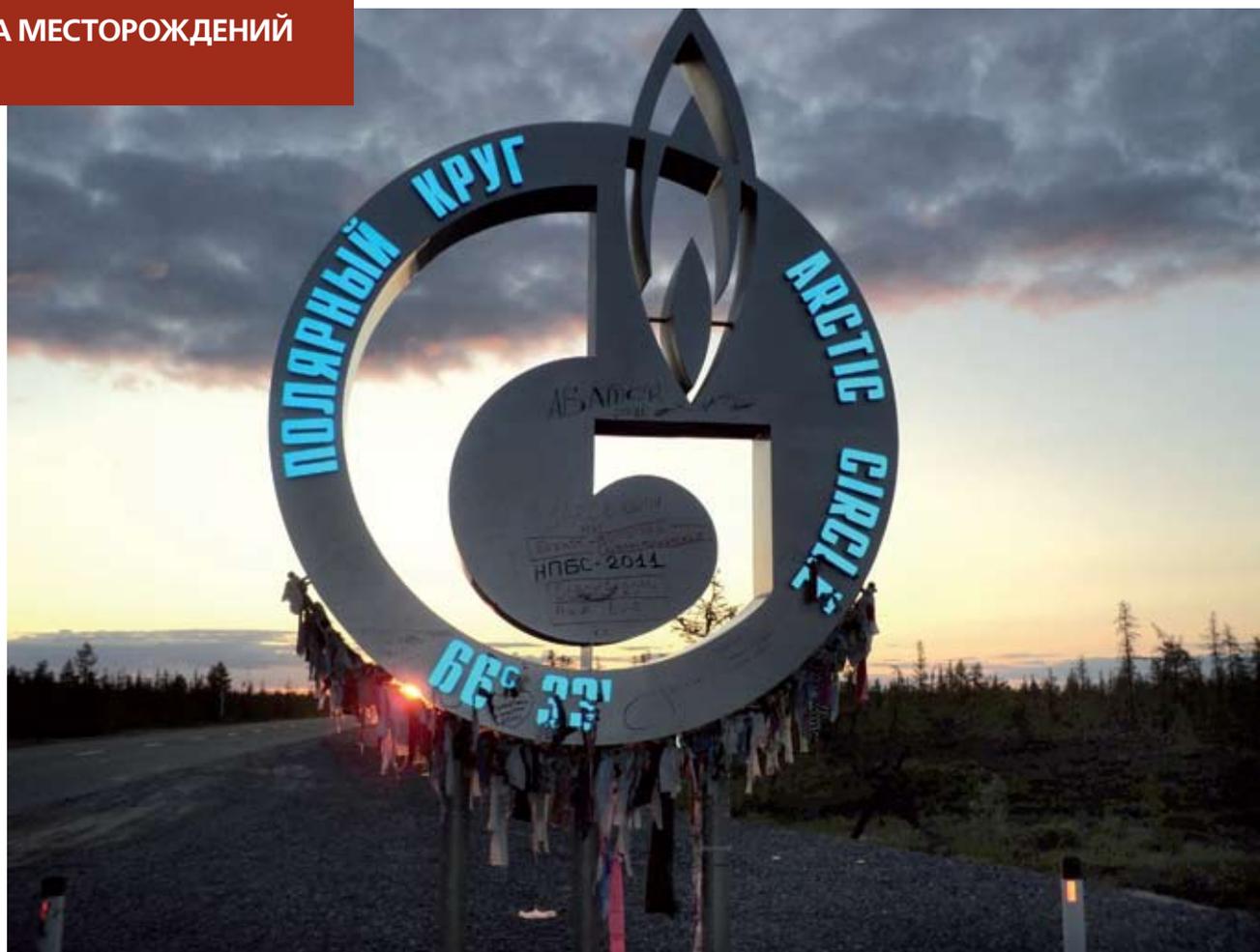


WE CONTINUE TO PUBLISH PHOTOS SENT TO US BY OUR READERS.

In this issue we present photos that were taken by the employees of OOO Packer Service and NOV Fidmash.

We wait for your new photos. Send them to [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).





THE BEAUTY OF OILFIELDS



# Джон НЕЙСБИТ:

## «Самый надежный способ предугадать будущее – понять настоящее»



*Джон Нейсбит  
(15 января 1929 г.,  
Солт-Лейк-Сити, США) –  
американский писатель  
и футуролог.*

*John Naisbitt (January 15, 1929,  
Salt Lake City, USA) – an American  
writer and futurologist.*

## Время бурных перемен

Герой нашего нынешнего выпуска «Альфы – омеги» получил всемирную известность в 1982 году, когда вышла его книга **«Мегатренды»**, практически мгновенно переведенная на все основные мировые языки, включая русский, и выдержавшая множество изданий.

«Мегатренды» представляют собой футурологическое исследование, основанное на анализе тенденций развития американского общества, взятых из открытых источников. Автор сделал выводы, изучив более чем два миллиона статей в местных газетах, посвященных событиям в больших и малых городах США за двенадцатилетний период. Свой метод получения информации Нейсбит определил как «контент-анализ», восходящий ко временам Второй мировой войны, когда его изобрели и успешно опробовали разведчики.

Позже, в 2009 году, Нейсбит напишет об этой методике так: «Газеты – наши замечательные помощники. Они – не только первичные эскизы истории. Они дают нам образ будущего, поскольку будущее определяется тем, что мы делаем сейчас. Газеты – важнейший источник информации и географического масштаба событий. Газеты представляют нам хронику и факты в области политики, культуры, социальных изменений, событий, тенденций и случайных явлений. Здесь же мы находим и мнения, политическую пропаганду, малозначительные подробности и мимолетные блики, которые едва ли могут быть для нас ориентирами в том, что касается



# John NAISBITT,

## "The Most Reliable Way to Forecast the Future Is to Try to Understand the Present"

Свой метод получения информации Нейсбит определил как «контент-анализ», восходящий ко временам Второй мировой войны, когда его изобрели и успешно опробовали разведчики.

Naisbitt defined his method of receiving information as content analysis, which goes back to the World War II, the time of its being invented and put into practice by intelligence service.

### Time of the Parenthesis

The central figure of this Alpha-Omega column has acquired worldwide recognition in 1982 upon his book, *Megatrends*, being published, almost immediately translated into the widespread languages, including Russian, and going through a number of editions.

*Megatrends* is a futurological research based on the analysis of the American society development trends reflected in publicly available sources. The author drew his conclusions after reviewing more than two million articles published in local papers and dealing with the twelve-year array of events that took place in the American cities and towns. Naisbitt defined his method of receiving information as content analysis, which goes back to the World War II, the time of its being invented and put into practice by intelligence service.

Later on, in 2009, Naisbitt wrote about the method, 'Newspapers are our great collaborators. They are not only the first draft of history but the first to give us a glimpse of the future, because what we are doing now will determine the future. Newspapers are the basic source of the information and geographic range. Newspapers provide stories and facts about politics, culture, social affairs, events, trends, and fads. But they also carry personal opinions, political propaganda, irrelevant details, and temporary blips that are not likely to be signals about the future. While it is crucial to be well instructed, it is not the amount of information we collect but how consciously we receive it. In a verifying and selective process, we can find the components that bring together the pictures of the future.'

In the early 1980s the 'Intention of *Megatrends* was to discover many ways in which America

будущего. Информированность имеет значение, но важен не объем собранной нами информации, а то, насколько сознательно мы ее обрабатываем. В процессе отбора и проверки мы можем обнаружить компоненты, которые помогут нам увидеть целостную картину».

В начале 1980-х «замысел «Мегатрендов» состоял в том, чтобы показать все многообразие способов, которыми перестраивается Америка, понять, как складываются элементы мозаики в общую картину, и попытаться увидеть, на что же похоже это новое общество».

«Хотя перемены были видны мне с первого взгляда, – напишет Нейсбит спустя много лет, – некоторые новые направления, которые мне открылись, в то время казались маловероятными. Я рисковал вызвать раздражение экспертов. Они могли бы заявить, что описание мира в изменяющихся критериях – это чрезмерное упрощение. Но я счел, что рискнуть стоит».

Книга содержит десять глав, каждая из которых посвящена одному из важнейших американских мегатрендов или «направлений перестройки». Нейсбит определяет их так:

1. **От индустриального общества к информационному.** Переход от индустриального общества к обществу, в основе которого лежит производство и распределение информации.
2. **От форсированной технологии к балансу высокой технологии и душевного комфорта.** Движение в сторону дуализма «технический прогресс – душевный комфорт», когда каждая новая технология сопровождается компенсаторной гуманной реакцией.
3. **От национальной политики к мировой.** Более недоступна роскошь работы в пределах изолированной, самодостаточной национальной экономической системы; необходимо признать, что Америка является составной частью мировой экономики. Американцы начали освобождаться от мысли, что Соединенные Штаты являются и должны остаться индустриальным лидером мира, и перейти к другим задачам.
4. **От краткосрочного к долгосрочному.** Из общества, управляемого сиюминутными соображениями и стимулами, идет превращение в общество, ориентированное на гораздо более долгосрочные перспективы.
5. **От централизации к децентрализации.** В городах и штатах, в небольших организациях и подразделениях люди снова открывают способность действовать новаторски и получать результаты – снизу вверх.
6. **От помощи со стороны институтов к самопомощи.** Во всех аспектах жизни наблюдается переход от надежд на помощь учреждений и организаций к надеждам на собственные силы.
7. **От представительной демократии к партисипативной.** Формы представительной демократии в эпоху мгновенно распространяющейся информации устарели.
8. **От иерархий к сетевым структурам.** Люди перестают зависеть от иерархических структур и делают выбор в пользу неформальных сетей. Это особенно важно для предпринимательской среды.
9. **От Севера к Югу.** Увеличивается число американцев, живущих на Юге и на Западе, покинувших для этого старые промышленные центры Севера.
10. **От «или – или» к множественному выбору.** Из общества, скованного жесткими рамками выбора «или – или», американцы быстро превращаются в свободное общество с многовариантным поведением.

Каждый свой мегатренд Нейсбит иллюстрирует яркими примерами. Для нашего дискурса особенно интересны его рассуждения о компании Schlumberger в четвертой главе «От краткосрочного к долгосрочному». Приводим этот отрывок полностью: «Schlumberger Ltd – очень успешная, быстро растущая компания с оборотом 5 млрд долларов в год, которая только что пересмотрела, чем она занимается. С начала двадцатых годов, когда два брата-француза Конрад и Марсель Шламбергера изобрели





is restructuring, to understand how the pieces fit together and to try to see what the new society looks like.'

'Although for me the changes were clearly under way,' Naisbitt will write many years afterwards, 'some of the new directions I saw seemed unlikely at the time. I risked displeasing the experts, who could have argued that describing the world in terms of shifting categories would be too simplistic. But I thought it was worth the risk.'

The book comprises ten chapters each of which is dealing with one of the most significant American megatrends or 'directions of restructuring'. Naisbitt defines them as follows:

1. **From an industrial society to an information society.** The transition from an industrial society to a society based on creation and distribution of information.
2. **From forced technology to high-tech/high-touch.** Moving in the dual directions of high tech/high touch, matching each new technology with a compensatory human response.
3. **From national economy to global economy.** No longer do we have the luxury of operating within an isolated, self-sufficient, national economic system; we must now acknowledge that America is part of a global economy. Americans have begun to let go of the idea that the US is and must remain the world's industrial leader as we move on to other tasks.
4. **From short-term to long-term.** From a society run by short-term considerations and rewards in favour of dealing with things in much longer-term time frames.
5. **From centralization to decentralization.** In cities and states, in small organizations and subdivisions, people have rediscovered the ability to act innovatively and to achieve results – from the bottom up.
6. **From institutional help to self-help.** Shifting from institutional help to more self-reliance in all aspects of our lives.
7. **From representative democracy to participatory democracy.** The framework of representative democracy has become obsolete in an era of instantaneously shared information.
8. **From hierarchies to networking.** People are giving up their dependence on hierarchical structures in favour of informal networks. This will be especially important to the business community.
9. **From North to South.** More Americans are living in the South and West leaving behind the old industrial cities of the North.
10. **From either/or to multiple option.** From a narrow either/or society with a limited range of personal choices, Americans are exploding into a free-wheeling multiple option society.

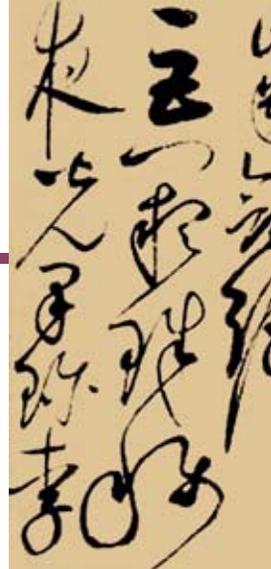
Naisbitt provides bright examples to illustrate each of his megatrends. The story he tells in Chapter 4 'From short-term to long-term' about

All those engaged today in oil business will eventually leave it, some of them sooner than the others.

В конце концов, все, кто занят сейчас нефтяным бизнесом, когда-нибудь из него уйдут, вопрос лишь в сроках.

Schlumberger is of especial interest to our discourse. Let us retell the whole of the story. Schlumberger Ltd has been a very successful fast-growing company with annual cash flow of 5 billion dollars and it has just reconsidered its business. The company has been dealing with wells monitoring since early

1920s, when Conrad Schlumberger and his brother Marcel invented electronic process to reflect the geological status of oil wells. Now, Schlumberger has decided to engage in data collecting and processing. According to Jean Riboud, the company's president, 'It was a mere



электронный процесс, описывающий геологическую картину в нефтяных скважинах, компания занималась мониторингом скважин. Теперь компания Schlumberger решила, что занимается «сбором и обработкой данных». Как сказал ее президент Жан Рибо: «То, что первые данные, собранные и обработанные нами, описывали нефтяную скважину, было простой случайностью». В 1981 году эта весьма прибыльная французская компания приобрела фирму Manufacturing Data Systems, Inc. – компанию по оказанию компьютерных услуг в Энн-Арборе, штат Мичиган, и компанию Appicon, Inc. в Берлингтоне, штат Массачусетс, которая создает системы автоматического проектирования, – каждую за 200 миллионов долларов. Двумя годами раньше компания Schlumberger приобрела компанию Fairchild Camera and Instrument Corporation, прославленную в начале полупроводниковой эпохи (но не слишком процветающую в момент покупки), за 425 млн долларов. Еще Schlumberger поговаривает о том, чтобы заняться автоматизацией производства. Компания утверждает, что это делается с дальним прицелом, в расчете на время, когда в бурении нефтяных скважин пойдет спад. Это действительно план на будущее. Компания работала в нефтяном бизнесе, и о ней тоже все так думали. Но вместо расширения нефтяного направления для будущего своего роста она решила использовать для развития то, что знает об измерениях и их обработке. Ведь, в конце концов, все, кто занят сейчас нефтяным бизнесом, когда-нибудь из него уйдут, вопрос лишь в сроках. Главный бизнес компании Schlumberger, мониторинг нефтяных скважин, до сих пор невероятно прибылен и быстро растет, но Schlumberger на эти прибыли покупает себе будущее».

*Редакция журнала «Время колтубинга» была бы счастлива, если бы представители компании Schlumberger прокомментировали бы эту цитату из бестселлера 1982 года в координатах развития, определенных Нейсбитом. Будем ждать писем по адресу [cctimes@cctimes.org](mailto:cctimes@cctimes.org) с пометкой «Альфа – омега».*

## Черно-белая китайская кошка

Нейсбит анализировал тенденции развития самой индустриальной страны мира – США, но поскольку согласно тренду № 3 роскошь работы в пределах изолированной национальной системы больше недоступна, выделенные автором «Мегатрендов» векторы движения оказались универсальными.

Книга, продержавшаяся на первом месте в списке бестселлеров «Нью-Йорк таймс» дольше двух лет, вскоре разошлась двадцатимиллионным пиратским тиражом в Китае и имела небывалый успех у первого «послекультурнореволюционного» поколения Поднебесной, жаждавшего превратить в ведущую мировую державу свою многострадальную страну.

«Вы не представляете, насколько вы популярны в Китае», – такими словами встретил Нейсбита в своем кабинете Цзян Цзюмин.

Контент-анализ китайских открытых информационных источников вылился в труд «Китайские мегатренды», написанный Джоном Нейсбитом в соавторстве с

**После того как компания укрепитя на рынке как производитель, ее следующей целью будет переход от подражания к инновациям.**

**After the company establishes a solid position in the market as a manufacturer, the next aim will be to move from imitation to innovation.**



coincidence that the first data we collected and processed were those of an oil well'. In 1981 this profitable French company acquired Manufacturing Data Systems, Inc., a computer services provider from Ann Arbor, Michigan, and Appicon, Inc., the producer of automated designed engineering systems from Burlington, Massachusetts – for 200 million dollars each. Two years before Schlumberger acquired for 425 million dollars Fairchild Camera and Instrument Corporation, which got its reputable name at the dawn of the era of semiconductors, but was not very profitable at the moment of the purchase. Moreover, Schlumberger is considering automation of manufacturing process. The company claims it to be a long-term target planned for the time of decline in oil well drilling. It is, indeed, a future prospect. The company has worked in oil business and has been perceived as such. However, instead of expanding its oil profile for the future growth it has decided to employ its expertise in data measuring and processing for broadening its horizons. In fact, all those engaged today in oil business will eventually leave it, some of them sooner than the others. The main business area for Schlumberger is monitoring oil wells, which is still extremely profitable and fast-developing, Schlumberger uses these profits to buy its future.'

*The editorial staff of the Coiled Tubing Times would be grateful to receive from Schlumberger its comment on the story in terms of the development trends determined by John Naisbitt in his bestseller in 1982. All the letters marked 'Alpha-Omega' can be sent at [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).*

## Black-and-White Chinese Cat

Naisbitt considered the development trends of the USA, the world's industrial leader, but as long as the luxury of operating within an isolated, national economic system is no longer allowed according to the third megatrend, the movement vectors he defined in his Megatrends turn out to be of universal application.

The book which was at the top of New-York Times bestsellers rating for over two years soon sold out in China in twenty million pirate copies and proved an unprecedented success among the first post-cultural-revolution generation of the Celestial Empire who looked forward to turning their long-suffering country into a leading world power.

'You don't know how famous you are in China,' said Jiang Zemin greeting John Naisbitt at their meeting.

Content analysis of the Chinese publicly available sources of information resulted in China's Megatrends written by John Naisbitt in collaboration with his wife Doris.

The authors described the development of China triggered off by the eminent Deng Xiaoping who is known to have said, 'It doesn't matter if the cat is black or white, so long as it catches mice.'

According to the Naisbitts, 'To Deng Xiaoping the question was not whether communism or capitalism would be best for the enterprise; the real question was what works and what doesn't work to enable the country to achieve its potential for the future. (...) Despite China's embrace of the bicoloured economic cat, and the country's opening up and reforms, the colour of the political cat was never in question.' We could assume that the cat remained red...

As for the economy named after the black-and-white cat, the Naisbitts conclude that it rests on the eight pillars, emphasizing in the foreword to the China's Megatrends that this conclusion has been drawn by the authors themselves and reflects their personal opinion.

Looking at the new China as 'the enterprise' the Naisbitts describe the pillars as follows:

1. **Emancipation of the mind.** Needs an effective team, a workforce that meets the demands of the enterprise. Subordinated thinking must change to emancipated thinking. The emancipation of minds will release energy and strengthen self-esteem. People will stand on their own feet to contribute to the process of transforming the company.
2. **Balancing top-down and bottom-up,** engaging both the leadership and the employees. Encouraging the bottom to contribute to the process of forming and shaping the company. Harmony within the hierarchical order of the company will be sustainable if top-down goals and guidelines on the one hand, and bottom-up ideas, feedback, and demand on

супругой Дорис Нейсбит.

Авторы описали развитие Китая, старт которому был дан выдающимся Дэн Сяопином, изрекшим: «Не важно, черная кошка или белая: главное, чтобы она ловила мышей».

Нейсбиты пишут: «Для Дэн Сяопина не стоял вопрос, коммунизм или капитализм лучше для компании: для него имело значение, что позволит, а что не позволит его стране реализовать в будущем свой потенциал. (...) Вопреки тому, что Китай принял двухцветную экономическую кошку, вопреки открытию страны и всем реформам, цвет политической кошки никогда не рассматривался». Позволим предположить, что эта политическая кошка оставалась красной. Ну, точнее, рыжей...

А вот экономика «имени черно-белой кошки», согласно выводам Нейсбитов, держится на восьми столпах, которые, как подчеркивается в предисловии к «Китайским мегатрендам», полностью разработаны авторами и выражают их личное мнение».

Вот эти оплоты нового Китая, который Нейсбиты рассматривают как «предприятие»:

1. **Освобождение разума.** Это означает, что нужна эффективная команда, трудовые ресурсы, способные удовлетворить потребности предприятия. На смену инертности и полной зависимости подчиненных от распоряжений начальства должна прийти раскрепощенность мышления. Освобождение ума освободит энергию и усилит чувство собственного достоинства. Люди твердо встанут на ноги, что поспособствует процессу преобразования компании.
2. **Баланс векторов** «сверху вниз» и «снизу вверх», который должны обеспечить менеджеры и простые работники. Нужно поощрять «низы» к участию в процессах формирования и становления компании. Гармония в пределах иерархического порядка достижима, если сигналы «сверху вниз» и руководящие указания, с одной стороны, и идеи «снизу вверх», обратная связь, с другой стороны, не конфликтуют, но дополняют друг друга, укрепляя целое.
3. **Высаживание деревьев: «пусть растут леса».** Следует сформировать ценности и культуру компании, установить ясные цели и донести эти цели до каждого работника. Лишь рентабельная компания в состоянии обеспечить благосостояние. Нужно внедрять наглядные ориентиры и руководящие принципы, в рамках которых работники могут оперировать самостоятельно. Останется достаточно простора для развития талантов, и подобная свобода позволит реализовать творческий потенциал.
4. **Вброд через реку, нащупывая камни.** Нужно опираться не на страх, а на доверие. Неудачи при экспериментах в рамках руководящих принципов не следует карать, поскольку именно эксперименты и связанные с ними ошибки и ведут к инновациям. Необходимо повсеместно использовать метод проб и ошибок, изменений и адаптаций.
5. **Художественная и интеллектуальная подпитка.** Творческий потенциал является ключевым условием дальнейшего развития общества. Художественная и интеллектуальная подпитка должна приветствоваться как источник вдохновения и свободы для новой культуры компании.
6. **Присоединение к миру.** Едва компания утвердится на внутреннем рынке, ей следует выходить на рынки внешние, инвестировать в другие рынки и перенимать технологии, поощряя развитие ноу-хау.
7. **Свобода и справедливость.** Важно поведение каждого человека. Успех пробуждает зависть, безделье ведет к жалобам. Рано или поздно более трудолюбивые и более талантливые работники поднимутся по карьерной лестнице и заработают больше денег, тогда как другие, не настолько талантливые или усердные, будут сетовать на судьбу. Чем больше свободы и справедливости, тем больше гармонии в компании.
8. **От олимпийского золота к Нобелевской премии.** После того как компания укрепится на рынке как производитель, ее следующей целью будет переход от подражания к инновациям. В процессе все предыдущие этапы перемещаются на более высокий уровень, модернизируя качество труда и изобретательность компании в целом – и увеличивая доходы. А прибыль обогащает работников и их семьи и улучшает их жизнь.

Авторы делают вывод: «Китай в 2009 году: компания превратилась из почти обанкротившегося государства в крайне доходное предприятие, третье по величине экономики в мире. Она приняла правильные меры, преодолела кризис, и ее успех ныне





- the other, do not collide but instead work together to strengthen the whole.
3. **Framing the forest and letting the trees grow.** To shape the values and culture of the company, set clear goals, and communicate these goals. Only a profitable company can provide wealth for people. To set the big frames of reference and guiding principles within which people can move without instructions for every step. This will leave enough room for talented people to develop their skills, and it will allow creativity to unfold.
  4. **Crossing the river by feeling the stones.** To build trust instead of fear. Failures in experimentation within the guidelines cannot be condemned, because only experimentation that allows mistakes will lead to innovations. Trial and error, changes, and adaptations must be possible at any time.
  5. **Artistic and intellectual ferment.** Creativity will be the key to further advancements of the society. Artistic and intellectual ferment needs to be welcomed and supported as a source of inspiration and liberation for the new company culture.
  6. **Joining the world.** As soon as the company establishes itself in its home market, it will be open for other markets, invest in other markets, and invite outsiders to transfer know-how into the company.
  7. **Freedom and fairness.** Everyone's behaviour will have an impact on others. Success will arouse jealousy, and idleness will arouse complaints. Sooner or later more engaged and more talented workers will move up and make more money, while others, who are not so talented or diligent, will grumble about their stagnant position. The more freedom and fairness can be complementary, the greater the harmony in the company.
  8. **From Olympic medals to Nobel prizes.** After the company establishes a solid position in the market as a manufacturer, the next aim will be to move from imitation to innovation. In the process all previous steps are moved to higher levels, upgrading the quality of work and the inventiveness of the enterprise – and increasing revenues, with profitability enhancing the lives of the workers and their families.

In conclusion the authors state, 'China in 2009: The company has changed from an almost bankrupt state into a very profitable enterprise, the third largest of its kind in the world. It has made clever moves in its challenges and crisis, and its economic success is now recognized around the globe.'

Having been conquered by the Celestial Empire, John Nasbitt chose as an epigraph to his new book, *Mind set!*, an ancient Chinese proverb, which says, 'It is not our feet that move us along – it is our minds.'

*Mind set!* requires the reader to set his mind, reset his thinking and get a glimpse of the future. According to Naisbitt, judgments are driven by mindsets. It is on these mindsets that the first part of the book is focused on. The second part, *Pictures of the Future*, provides forecasts related to the tomorrow's culture, economy, geopolitics...

'The future is a collection of possibilities, directions, events, twists and turns, advances, and surprises. As time passes, everything finds its place and together all pieces form a new picture of the world. In a projection of the future, we have to anticipate where the pieces will go, and the better we understand the connections, the more accurate the picture will be...'

## From John Naisbitt's books

- The problem is that our thinking, our attitudes, and consequently our decision making have not caught up with the reality of things.

Out of touch with the present, we are doomed to fail in the unfolding future.

- Unlike other forces in the universe, knowledge is not subject to the law of conservation: it can be created, it can be destroyed, and most importantly it is synergetic – that is, the whole is usually greater than the sum of the parts.

The real importance of Sputnik is not that it began the space age, but that it introduced the era of global satellite communications.



признан во всем мире».

Поднебесная так покорила Нейсбита, что к своей новой книге «Старт!» он взял в качестве эпиграфа древнекитайскую пословицу «Не ноги нас двигают вперед – нас двигают вперед головы».

«Старт!» призывает читателя настроить ум, перестроить мышление и заглянуть в будущее. Суждения, как считает Нейсбит, порождаются умонастроениями. Им и посвящена первая часть книги. Вторая же носит название «Картины будущего» и содержит прогнозы относительно завтрашнего дня культуры, экономики, геополитики...

«Будущее – это собрание возможностей, направлений, событий, искажений, поворотов, продвижений и сюрпризов. С течением времени все находит свое место, и вместе все элементы составляют новую картину мира. При построении образов будущего мы должны увидеть место отдельных элементов. Чем лучше мы поймем связи, тем более точной получится картина....»

## Из книг Джона Нейсбита

- Проблема в том, что наше мышление, наши представления и, следовательно, наши способы принятия решений не угнались пока за реальностью.

Потеряв связь с настоящим, мы обречены на провал в грядущем.

- В отличие от природных энергий, знание не подчиняется закону сохранения: его можно создать, его можно уничтожить, но главное – знание синергично, то есть целое, как правило, больше суммы своих частей.

Истинное назначение спутника – не открытие космического века, а начало эры глобальной спутниковой связи.

- Нам необходимо выработать теорию прибавочной стоимости, создаваемой знанием. Взамен устаревшей теории Маркса о прибавочной стоимости, создаваемой трудом.

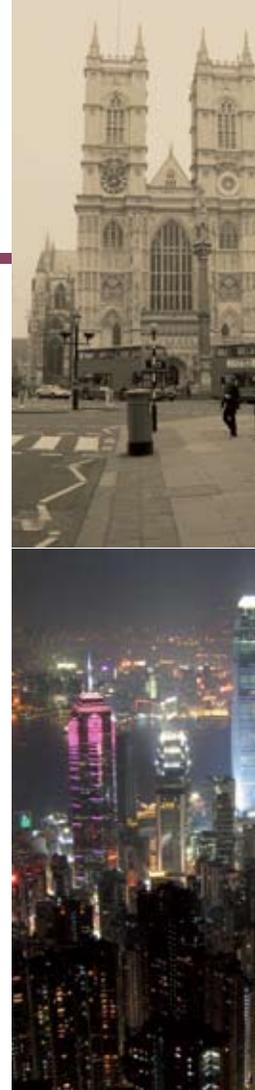
В индустриальном обществе время – это настоящее время. Сейчас сделать, сейчас продать, решить вот эту задачу. В нашем новом информационном обществе время ориентировано в будущее.

- «Нить жизни» века информации – это канал связи.

Вместо эры узких специалистов, профессия которых вскоре устареет, нас ждет эра универсалов, которые умеют адаптироваться.

- Наверное, стоит чуть меньше проявлять энтузиазма по поводу любого последнего чуда техники, вызывающего к нашему вниманию и к нашему кошельку, и поискать что-то, вносящее в жизнь больше душевного комфорта.

Прогнозы экономистов мрачны, потому что в центре рассмотрения находятся промышленные компании. Это как предсказывать будущее семьи, наблюдая только за бабушками и дедушками. (...) Вместо постоянного оплакивания старых отраслей надо заниматься изучением рискованных и предприимчивых новых технологий.



**Знание синергично,  
то есть целое больше  
суммы своих частей.**

**It is synergetic – that is, the  
whole is greater than the  
sum of the parts.**



- We need to create a knowledge theory of value to replace Marx's obsolete labour theory of value.

An industrial society is oriented to the present – get it out, get it done, ad hoc, bottom line, short term. An information society is oriented to the future.

- The life channel of the information age is communication.

We are moving from the specialist who is soon obsolete to the generalist who can adapt.

- We should be less enthusiastic about the material wonders of technology appealing to our attention and our purse, and look for something giving spiritual comfort.

The forecasts of the economists look gloomy because they focus on industrial companies. It is like predicting the future of the family watching only grandparents. (...) Instead of moaning about the decline of the old industries, we should try to develop some new ones

- In an interdependent world aid is not charity, it is investment.

Technologies and innovations are not measured in terms of figures, they are future-oriented.

- The ground is right for a shift to long-term: Values and necessity are coming up on the same side

Money is information on the move.

- Personal Geography: You are where you live.

The guiding principle of this participatory democracy is that people must be part of the process of arriving at decisions that affect their lives.

- We have done the human thing: We are clinging to the known past in fear of the unknown future.

The basic building block of the society is shifting from the family to the individual.

- The new leader is a facilitator, not an order giver.

China is like a biracial child that, after it has undergone a significant emancipation process, starts to disconnect from its parents – communism and capitalism – using the strength it gained from both sides to start walking on its own feet.

It looks like the national Chinese feature to make up a whole out of seemingly incompatible elements.

- China will let go slowly. Crossing a river on slippery stones is a balancing act. China may still stumble, but it will not fall.

Most change is not in what we do, but how we do it.

Most of fashion is a parade of fads.

- Geniuses often build on details that many people can spot but can't connect.

The history of civilization is that things get better. Life expectancy, living conditions, and freedom of choice have improved over the millennia, despite all setbacks and shortcomings.

- Although the time between eras is uncertain, it is a great and yeasty time, filled with opportunity. If we can learn to make uncertainty our friend, we can achieve much more than in stable eras. ☉

- Во взаимозависимом мире помощь – это не благотворительность, это инвестиции.

Технологии и новшества не измеряются цифрами и ориентированы на будущее.

- Главная основа перехода к долгосрочному образу мысли состоит в следующем: ценности и необходимость оказались на одной стороне.

Деньги – это информация в движении.

- Личная география: человек есть то, где он живет.

Ведущий принцип партисипативной демократии состоит в том, что люди должны участвовать в принятии решений, затрагивающих их жизнь.

- Поступаем мы, как свойственно человеку: цепляемся за известное прошлое из страха перед неизвестным будущим.

Новый строительный кирпич общества – это не семья, а личность.

- Лидер нового типа – это организатор, а не командир.

Китай похож на ребенка-метиса, который, пережив серьезную эмансипацию, начинает отдаляться от родителей – коммунизма и капитализма, используя силы, которые получил от обоих, чтобы двигаться на собственных ногах.

- Кажется, национальная китайская особенность – формировать целое из несовместимых на вид элементов.

Китай не станет торопиться. Переправа через реку по скользким камням, в конце концов, требует умения поддерживать равновесие. Китай все же может споткнуться, но упасть не упадет.

- Большинство перемен происходит не в том, что мы делаем, а в том, как мы это делаем.

Мода – это парад причуд.

- Гениальные открытия часто складываются из деталей, которые многие видят, но не умеют связать.

История цивилизаций – это история улучшений. Жизненные ожидания, условия жизни, свобода выбора – все это улучшалось на протяжении тысячелетий, невзирая на все откаты и неудачи.

- Время между эрами – это время неопределенности, но это и прекрасное время, наполненное дрожжами возможностей. Подружившись с неопределенностью, можно достигнуть большего, чем в эру стабильности. ☉



**СИЛИН Михаил Александрович**

Первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Родился 3 января 1957 года в г. Егорьевске Московской области.

Окончил в 1978 году Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «химик-технолог»;

- кандидат химических наук (1993 год);
- доктор химических наук (2005 год);
- член-корреспондент Российской академии естественных наук по секции нефти и газа (2007 год);
- действительный член Российской академии естественных наук по секции нефти и газа (2011 год).

Трудовая деятельность: работал оператором, ст. оператором на Московском НПЗ (1978–1979 годы). С 1980 года по настоящее время работает в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина в должностях инженера, м.н.с., с.н.с., в.н.с., директора Института промышленной химии, старшего преподавателя, доцента. С 2004 года – заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности». В 2008 году был назначен первым проректором по учебной работе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Заместитель председателя ученого совета университета, заместитель председателя диссертационного совета. Область научных интересов – промышленная химия, реагенты и технологии повышения нефтеотдачи пласта, интенсификации добычи нефти, подготовка нефти, органический синтез.

В 2001 году в качестве руководителя творческого коллектива награжден премией Правительства РФ в области науки и техники за разработку и промышленное внедрение реагентов и технологий гидроразрыва пласта.

С 1984 по 1986 год находился в командировке в Афганистане. Является ветераном боевых действий. Автор более чем 160 научных и методических публикаций («Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий»; «Осложнения в системе пласт-скважина»; «Растворы электролитов»; «Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей»; «Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния»; «Кислотная обработка скважин»; «Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений»), а также более 40 патентов.

# Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*



119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224  
 тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.  
 Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;  
 E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама – advert@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2012 год – 3000 рублей.  
 Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2012 год – 2100 рублей.

**Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4500 рублей.**

## ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2012 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](http://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 224, Moscow 119017 Russia  
 Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:  
 tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.  
 E-mail: editor-in-chief – halina.bulyka@cttimes.org, marketing and advertising –  
 advert@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00. E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

**Special offer! Annual printed subscription + e-subscription is \$150,00.**

## SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2012

for printed version  for e-version

I would like to subscribe as  Send the Subscription Invoice

Legal Entity  Natural Person  by fax  by e-mail

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

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site [www.cttimes.org](http://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
-----------

## NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD



### Mikhail A. SILIN

First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Mr. Silin was born on January 3, 1957 in the town of Yegoryevsk, Moscow Oblast.

In 1978 he graduated from Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry named after I.M. Gubkin in the capacity of Chemist-Technologis;

- Candidate of Chemical Sciences (1993);
- Doctor of Chemistry (2005);
- Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Oil and Gas Section (2007).
- Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Oil and Gas Section (2011).

Professional career: worked as an Operator and Senior Operator at Moscow Oil Refinery (1978–1979).

Since 1980 till present time has been working at Gubkin Russian State University of Oil and Gas on the following positions: Engineer, Junior Research Fellow, Senior Research Fellow, Visiting Research Fellow, Director of the Oilfield Chemistry Institute, Senior Teacher, Associate Professor. Since 2004 Mr. Silin has been heading the Chair "Chemical Agents Technologies for Oil and Gas Industry".

In 2008 was appointed First Vice-Rector for Academic Affairs of Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

Deputy Chairman of the Scientific Council of the university, Deputy Chairman of the Thesis Council of the university.

Mr. Silin's research interests include: oilfield chemistry, chemical agents and enhanced oil recovery technologies, stimulation of oil production, oil treatment, organic synthesis.

In 2001 in the capacity of a team leader he received the Science and Technology Award of the Russian Government for development and commercial introduction of chemical agents and hydraulic fracturing technologies.

From 1984 till 1986 was on assignment to Afghanistan. Mr. Silin is a veteran of combat operations.

Mr. Silin is the author of more than 160 scientific and methodological publications ("Technological Processes of Drilling-in Reservoirs and Oil Production with the Use of Inverted Emulsions"; "Complications in Well-Reservoir System"; "Electrolyte Solutions"; "Bulk and Surface-Active Properties of Fluids"; "Bottomhole Reservoir Area and Anthropogenic Factors Affecting its Condition"; "Acid Treatment of Wells"; "Prevention and Removal of Asphalt, Resin and Paraffin Deposits"), and more than 40 patents.