



## 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

**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

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

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

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

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

**Р. КЛАРК**, почетный редактор журнала

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

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

**Т.Л. ТАМАМЯНЦ**, генеральный директор  
ОАО «НПО «Бурение»

**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

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

**R. CLARKE**, Honorary Editor

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

**D. HRYBANOUSKI**, First Deputy Director  
General, NOV Fidmash

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

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

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

**T. TAMAMYANTS**, Chief Executive Officer,  
Research and Production Association 'Burenie'

**A.Y. 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);  
**НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР** – Сергей Торпачёв (st@cttimes.org);  
**РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА** – Сергей Лычковский (sergey.lychkouski@cttimes.org);  
**ПЕРЕВОДЧИКИ** – Василий Андреев, Григорий Фомичев;  
**ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ** – Наталья Михеева;  
**ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ** – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;  
**НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ** – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора СЗАО «Новинка»; К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н., профессор; В.И. Шамшин, зав. сектором ОАО «Газпром»; Ю.А. Иконников, нач. отдела добычи ОАО «Лукойл».  
**МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – (marketing@cttimes.org);  
**КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН** – Людмила Гончарова;  
**ПОДПИСКА И РАССЫЛКА** – Ольга Засекина (cttimes@cttimes.org)

**HONORARY EDITOR** – Ron Clarke (rc@cttimes.org);  
**EDITOR-IN-CHIEF** – Halina Bulyka (halina.bulyka@cttimes.org);  
**SCIENTIFIC EDITOR** – Sergey Torpachev (st@cttimes.org);  
**INTERNET PROJECT MANAGER** – Sergey Lychkouski (sergey.lychkouski@cttimes.org);  
**TRANSLATORS** – Vasili Andreev, Gregory Fomichev;  
**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; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor; V. Shamshin, Manager of the Department, Gazprom; Yu. Ikonnikov, Head of the Production Department, Lukoil.  
**MARKETING AND ADVERTISING** – (marketing@cttimes.org);  
**COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova;  
**SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – Olga Zasekina (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 № 10376

#### **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

Вышел из печати последний в этом году номер «Времени колтюбинга». Он открывается подробным материалом о 12-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», организаторами которой выступил наш журнал вкпе с Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Центром развития колтюбинговых технологий. Это ставшее уже традиционным мероприятие, как всегда, собрало ближний круг приверженцев передовых технологий и технических средств нефтегазового сервиса. Шесть технических сессий вместили более двух десятков докладов, основные идеи большей части которых изложены в предлагаемой вашему вниманию публикации. Мы также продолжаем начатую в предыдущем номере публикацию полных текстов докладов, озвученных на конференции. В прошлом номере были размещены, в частности, материалы о новейшем опыте колтюбингового бурения боковых стволов с применением колтюбингового комплекса МК30Т и системы направленного бурения СНБ89-76М, разработанной в КБ «Новинка», а также об использовании колтюбинговых технологий для ограничения водопритоков на нефтяных и газовых скважинах Туркменистана. Из нового номера вы узнаете о комплексном подходе к интенсификации добычи газа из низкотемпературного карбонатного коллектора с применением колтюбинга на месторождениях Оренбуржья и о других прогрессивных технологиях.

Особенностью нынешней конференции стал практически паритетный количественный состав представителей компаний, оказывающих сервисные услуги, и их заказчиков, нынешних и потенциальных. Это весьма способствовало установлению перспективных контактов в процессе общения, в том числе неформального. Следует также отметить, что многие доклады были подготовлены совместными усилиями заказчиков и подрядчиков и резюмировали совместный успешный опыт проведения работ.

Конференция и журнал, как вы можете убедиться, идут в одной связке, имея главной целью пропаганду передового опыта. Я очень надеюсь, что открывающийся на основе журнального сайта [www.ctimes.org](http://www.ctimes.org) информационный портал не только укрепит эту практику, но и подарит пользователям новые возможности для профессиональной реализации. Я не сомневаюсь в том, что обновленный ресурс будет востребован специалистами международного нефтесервисного рынка и со своей стороны обещаю максимально способствовать этому.

Все три составляющие проекта «Время колтюбинга» – журнал, конференция, интернет-портал – взаимосвязаны. Но еще больше наш проект связан с вами, наши дорогие читатели и пользователи. Мы зависим от вас – от вашего мнения, ваших интересов, вопросов, замечаний, потому что в XXI веке никакое начинание, ставящее своей целью агрегацию и трансляцию информации, не может не быть интерактивным. Я верю в нашу с вами творческую дружбу. До встречи на страницах журнала, интернет-форумах, конференциях!

*Рон КЛАРК*



## EDITORIAL

You are holding this year's final issue of the Coiled Tubing Times Journal. It starts with a detailed article dedicated to the 12th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference organized by our journal together with the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) and the Coiled Tubing Technologies Development Center. This traditional event was attended by specialists adherent to high-end technologies and equipment of oil and gas service sector. Six technical sessions included more than twenty presentations, the main ideas of the most of which are set forth in the article dedicated to the conference. We also continue publishing full texts of presentations delivered during the conference. This practice started in the previous issue of the journal, in which we published presentations on the new sidetracking experience with the use of МК30Т coiled tubing complex and directional drilling system СНБ89-76М developed by Novinka design bureau, and a presentation on the use of coiled tubing technology for water shutoff in oil and gas wells of Turkmenistan. From this new issue you will learn about a comprehensive approach to stimulation of gas production from low-temperature reservoirs with the use of coiled tubing at the fields of Orenburg oblast and other advanced technologies.

This conference was characterized by almost equal number of service companies' representatives and their current and future clients attending the event. This encouraged establishment of promising contacts during informal networking meetings. It is also worth mentioning that many presentations were prepared by joint efforts of the clients and contractors. These presentations summarized successful joint experience of job performance.

As you see, the conference and the journal go hand in hand promoting high-end technologies. I hope that the information portal which is to be launched on the basis of the journal website [www.ctimes.org](http://www.ctimes.org) will not only continue and reinforce the adopted practice but will also provide users with new opportunities for realization of their professional potential. I do not doubt that this updated information resource will be in demand among specialists working on the international oil services market. In return, I promise to facilitate this process to the maximum.

All the three components of the Coiled Tubing Times project – the journal, the conference and the information portal – are closely interrelated. But our project is even more closely related to you, our dear readers and users. We are dependent on you – on your opinion, your interests, questions, remarks, because in the 21st century any undertaking aimed at aggregation and translation of data cannot but be an interactive one. I do believe in our creative friendship with you. Looking forward to meeting with you at the pages of our journal, Internet forums and conferences!

*Ron CLARKE*

**ПЕРСПЕКТИВЫ**

Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы (12-я Международная научно-практическая конференция) .....6

**ТЕХНОЛОГИИ**

*Ю.А. Балакиров, Ф.С. Мамедов, В.Н. Бровчук, Я.М. Бойко, Л.С. Лаптева*  
Защита колтюбинга от вредного влияния сильных кислот и композиций .....22

*Х.Б. (Берни) Луфт, С.А. Заграничный*  
Принципы контроля эксплуатации и обслуживания подвесок колтюбинга (на примере компании ООО «Трайкан Велл Сервис») ...28

*В.И. Днистрянский, А.Н. Мокшаев, О.М. Богатырев, Р.Ф. Ильгильдин, Р.Э. Каюмов, М.А. Лобов, К.В. Бурдин*  
Комплексный подход к интенсификации добычи газа из низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ .....36

**ПРАКТИКА**

Мы выполняем полный спектр ремонтных работ (на вопросы отвечает заместитель генерального директора по развитию ООО «Заполястройресурс» *Ю.В. Ваганов*) .....42

**ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ**

Ремонтно-изоляционные работы с использованием тампонажного раствора на углеводородной основе (на вопросы отвечает заместитель технического директора ЗАО «Химеко-ГАНГ» *Н.Н. Ефимов*) .....46

**ОБОРУДОВАНИЕ**

*В. Ляшков, К. Бурдин*  
Новый уровень безопасности в операциях с ГНКТ на установках Х-11\* .....52

*В.В. Трифонов*  
Как вывести скважину из бездействия с минимальными затратами? .....62

Колтюбинговые установки пользуются спросом (журнал «Время колтюбинга» беседует с коммерческим директором универсальной финансово-лизинговой компании «Кузнецкий мост» *Русланом Игиловым*) .....68

**Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России** ....72

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*И. Сидоров*  
Сланцевый газ .....74

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**

*В.Р. Магадов*  
Методы оценки свойств материалов ГРП .....82

**КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ**

Освоение Арктики обсудили в Москве (Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике завершила работу) .....92

**Красота месторождений** .....94

**А-Ω**

*Нобелевский лауреат Илья Пригожин:*  
«Будущее не дано раз и навсегда» .....98

**PROSPECTS**

Coiled Tubing Technologies and Well Intervention  
(12<sup>th</sup> International Research and Practice Conference) .....6

**TECHNOLOGIES**

*Yu. Balakirov, F. Mamedov, V. Brovchuk, Ya. Boyko, L. Lapteva*  
Coiled Tube Protection From Harmful Impact of Strong Acids and Compositions .....22

*H.B. (Bernie) Luft, S. Zagranichny*  
Supervision of Coiled Tubing Operation and Maintenance (based on the example of Trican Well Service) .....28

*V. Dnlstryansky, A. Mokshaev, O. Bogatyrev, R. Ilgildin, R. Kayumov, M. Lobov, K. Burdin*  
Comprehensive Approach to Production Stimulation of Cold Heterogeneous Carbonate Formation Using Coiled Tubing ...36

**PRACTICE**

We Do the Whole Range of Workover Operations  
(*Yu. Vaganov*, Deputy Director General for Development, Zapolyarstroyresurs, is answering the questions) .....42

**QUESTIONS TO SPECIALIST**

Cement Squeeze with Utilization of Hydrocarbon-Based Cement Slurry  
(*N. Efimov*, Technical Vice-Manager of ZAO Chimeko-GANG, is answering the questions of Coiled Tubing Times Journal) .....46

**EQUIPMENT**

*V. Lyashkov, K. Burdin*  
New Edge of Safety in Coiled Tubing Operations with X-11\* CT Unit .....52

*V. Trifonov*  
How is it Possible to Bring a Well Back on Production with Minimal Expenses? .....62

Coiled Tubing Equipment in Demand  
(The Coiled Tubing Times Journal presents a talk with *Ruslan Igilov*, Commercial Director of the Kuznetsky Most universal financial leasing company) .....68

**Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia** .....72

**UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS**

*I. Sidorov*  
Shale Gas .....74

**OILFIELD CHEMISTRY**

*V. Magadov*  
Frac Materials Test Methods .....82

**CONFERENCES AND EXHIBITIONS**

Arctic Development Discussed in Moscow  
(SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition closed) .....92

**The Beauty of Oilfields** .....95

**A-Ω**

*Ilya Prigogine, laureat of the Nobel Prize:*  
"The Future is not Given Once and Forever" .....99

# КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

12-я Международная научно-практическая конференция

# COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

12<sup>th</sup> International research and practice conference

Событие, которого мы ждали целый год, состоялось. Во второй декаде сентября в Москве, в конференц-зале отеля «Аэростар», состоялась 12-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», организаторами которой выступили журнал «Время колтюбинга», Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Центр развития колтюбинговых технологий. Мероприятие прошло под эгидой Минэнерго Российской Федерации. Спонсорами конференции являлись компании «Шлюмберже» (золотой), Trican Well Service (серебряный), «Фидмаш» (спонсор семинара), «Тегас» (спонсор каталога конференции).

Программа конференции включала шесть технических сессий, вместивших более двух десятков докладов. Их прослушало около сотни участников, представлявших нефтегазодобывающие («Роснефть», «Газпром», «Газпром-нефть», «Лукойл», «Башнефть», «Татнефть», «Белоруснефть» и др.), нефтегазосервисные («Шлюмберже», Trican Well Service, Weatherford, Baker Hughes, «Когалымнефтегеофизика», «Пакер-сервис», «КАТКонефть», «БВТ-Восток» и др.), производящие оборудование («Фидмаш»,

The event we have been waiting for a whole year has finally taken place. In the 20s of September the conference hall of Moscow-based “Aerostar” hotel played host to the 12th International research and practical conference “Coiled tubing technologies and well intervention” arranged by the “Coiled tubing times” magazine, the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) and the Coiled Tubing Technologies Development Center. The event was held under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation. The conference was sponsored by Schlumberger (golden sponsor), Trican Well Service (silver sponsor), Fidmash (workshop sponsor), Tegas (conference catalogue sponsor).

The programme of the conference included six technical sessions featuring over twenty reports. Some one hundred participants listened to them. They represented oil extracting companies (Rosneft, Gasprom, Gasprom-neft, Lukoil, Bashneft, Tatneft, Belarusneft, etc.) oil and gas service companies Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford, Baker Hughes, Kogalymneftegeofizika, Parker-service, CATKoneft, BVT-Vostok, etc.), and drilling equipment manufacturers (Fidmash, Novinka, NOV CTES, NPF Paker, NPO Burenie, RosTEKtekhologii, Global Tubing, Tegas, OMK, etc.).

The main peculiarity of this year’s conference was almost complete parity in the number of participants



«Новинка», NOV CTES, НПФ «Пакер», НПО «Бурение», «РосТЭКтехнологии», Global Tubing, «Terac», ОМК и др.) компании.

Особенностью нынешней конференции стал практически паритетный количественный состав представителей компаний, оказывающих сервисные услуги, и их заказчиков, нынешних и потенциальных. Это весьма способствовало установлению перспективных контактов в процессе общения, в том числе неформального. Следует также отметить, что многие доклады были подготовлены совместными усилиями заказчиков и подрядчиков и резюмировали совместный успешный опыт проведения работ.

Акцент программы был сделан на инновации и самый передовой опыт.

### **«КОЛТЮБИНГ: ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИИ И ПРИМЕНЕНИЕ»**

Мы вынесли в подзаголовок название семинара, который уже по традиции предваряет технические сессии конференции. Семинар носит обучающий характер, длится полный день (восемь-десять учебных часов) и рассчитан на тех слушателей, которые хотят повысить свои теоретические знания в области колтубинговых технологий, а также ознакомиться с самыми свежими техническими и технологическими

representing service companies and their customers – actual and potential. This couldn't but facilitate the establishment of promising contacts in the course of communication, including informal conversations. It is also noteworthy that many of the reports were the results of cumulative efforts of customers and contractors and summed up the joint successful experience of implementing real-life projects.

The programme was focused on innovations and the most advanced experience in the field.

### **“COILED TUBING: EQUIPMENT, TECHNOLOGIES AND APPLICATION”**

We put into the cross heading the title of the workshop which, as tradition has it, precedes the conference's technical sessions. The workshop is an educational event which runs for a whole day (eight-ten academic hours) and is arranged for those who would like to enhance their theoretical knowledge in the field of coiled tubing technologies as well as get familiar with the latest technical and technological novelties in their area of expertise that have emerged over the last year – since the time of the previous workshop.

During the last three years it was an overseas expert who conducted the training course. This time the programme of the workshop consisted of six parts and included the speeches of several lecturers each of whom covered a certain narrow topic in which he is

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

новинками в своей профессиональной области, которые появились за последний год, – со времени прошлого семинара.

В течение трех последних лет в качестве лектора курса выступал один заокеанский специалист. В этот раз программа семинара состояла из шести частей и предусматривала выступления нескольких лекторов, каждый из которых освещал конкретную тематику, в области которой он является признанным авторитетом. Следует отметить также, что все лекторы нынешнего семинара, хотя и прошли большую школу работы в международных компаниях, сами родом из России или СНГ, так что в фокусе их выступлений был именно отечественный опыт.

О колтюбинговом оборудовании, его устройстве и принципах действия рассказал зам. главного конструктора, начальник отдела колтюбинговых установок СЗАО «Фидмаш» **С.В. Каблеш**. Лекция включала в себя информацию об основных узлах и технических характеристиках колтюбинговых установок, системах регистрации данных и новейшем программном обеспечении, приборах контроля технического состояния гибкой трубы.

Лекция **Д.Ю. Холодова**, инженера ГНКТ компании Trican Well Service, касалась проработки эксплуатационных колонн и открытых забоев скважин при спущенной колонне НКТ и применяемого при этом оборудования. Выступающий подробно остановился на том, как выбирать рабочие жидкости и какие именно рабочие жидкости применяются при конкретных условиях. Во второй части лекции, посвященной аэрированной промывке скважины, применяемому при этом оборудованию и программному обеспечению, был изложен в том числе алгоритм процесса проектирования промывок забоя и подробно рассказано о применении колтюбинга в нем, а также дана характеристика программного обеспечения Cerberus.

Региональный технический директор по ГНКТ компании «Шлюмберже», член редакционного совета журнала «Время колтюбинга», к.т.н. **К.В. Бурдин** посвятил свою лекцию технологиям ограничения водопритока, осуществляемым с помощью колтюбинга. Были рассмотрены два класса обводненности скважин – негерметичность эксплуатационной колонны и заколонные перетоки. Докладчик детально рассмотрел общие и частные случаи обводненности, рассказал о композициях реагентов для работы при водоизоляции с ГНКТ, изложил требования к свойствам композиций, рассказал об установке и разбурировании цементных мостов, мостовых пробок, клапанов-отсекателей, пакерного оборудования и



an acclaimed guru. It should also be noted that that the lecturers of this year's workshop, in spite of extensive experience of working in international companies, all came from Russia and CIS. Therefore in their speeches they mostly focused on the domestic experience.

**S.V. Kablash**, head of the department of coiled tubing units of Fidmash, told the participants about coiled tubing equipment, its setup and operating principles. The lecture contained the information about the main elements and technical characteristics of coiled tubing units, data registration systems and cutting-edge software as well as devices for monitoring the integrity of flexible pipes.

The lecture of **D.U. Kholodov**, Trican Well Service coiled tubing engineer, provided an insight into the reaming of production casings and open bottom holes with the tubing run into the well and the equipment used for this purpose. The speaker described in great detail the process of selecting the carrying fluids and the types of carrying fluids used in particular circumstances. In the second part of the lecture, which was dedicated to air flushing of wells and the equipment and software used in the process, the speaker explained, among other things, the algorithm of planning the bottomhole flushing process and described at length the application of coiled tubing during this process. He also provided a detailed account of Cerberus software.

**K.V. Burdin**, PhD candidate in technical sciences, Schlumberger's regional technical director for flexible tubing and member of the editorial board of the "Coiled tubing times" magazine, dedicated his lecture to the water influx restricting technologies realized through coiled tubing. He described two classes of well watering – leakage in the production casing and the behind-the-casing flow. The speaker gave a detailed account of the general and individual cases of well watering, told about the composition of chemical

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

технологиях выполнения работ. С особым вниманием были выслушаны «семинаристами» разделы о применении ГНКТ для очистки боковых стволов многозабойных скважин и о геофизических исследованиях скважин с помощью колтюбинга.

Технический инженер – эксперт по ГНКТ компании Trican Well Service, член редакционного совета журнала «Время колтюбинга»

**С.А. Заграничный** в своей лекции сравнил традиционное проведение многопластового ГРП с гидроразрывом нескольких горизонтов через изолирующее оборудование, спускаемое на ГНКТ. Вторая технология значительно повышает эффективность освоения, ускоряет добычу, сокращает число заездов на скважину, снижает финансовые затраты. С.А. Заграничным был также сделан обзор практического применения колтюбингового бурения, в том числе бурения на депрессии. Были изложены теоретические основы для выбора диаметров ГНКТ, КНБК и долота для направленного бурения, теоретические основы расчета газожидкостной смеси для бурения на депрессии, а также рассказано о технологических

**Особенностью нынешней конференции стал практически паритетный количественный состав представителей компаний, оказывающих сервисные услуги, и их заказчиков, нынешних и потенциальных.**

схемах скважинного оборудования для бурения на депрессии (лифтовых колоннах и расчете их длины, клапанах-отсекателях и расчете их установки).

Заключительная лекция семинара, прочитанная главным конструктором нефтегазового оборудования СЗАО «Новинка», Группа ФИД, **С.А. Атрушкевичем**, была посвящена комплексу оборудования для колтюбингового бурения. Было подробно рассказано о базовой комплектации колтюбинговой установки, скважинном и устьевом оборудовании, предназначенном для бурения, о КНБК для колтюбингового бурения, системах направленного бурения и особенностях их эксплуатации.

Лекция, посвященная непосредственно гибкой трубе (ГТ), была подготовлена **А.В. Брылкиным**, коммерческим директором компании «Уралтрубмаш». Лектор подробно осветил вопросы ассортимента, стандартного и кислотозащитного исполнения гибких труб, рассказал об учете наработки ГТ, причинах их отказа, об условиях хранения ГТ, особенно при больших морозах, о способах ремонта ГТ в полевых условиях. Были рассмотрены практические примеры ошибок

reagents used in deliquification with the help of coiled tubing, specified the requirements for properties of such compositions and provided some information about the placement and drilling out cement plugs, bridge plugs, shutoff valves, seal dividers and work performance methods. The participants of the workshop listened with undivided attention to the sections dealing with application of coiled tubing to clean out the offshoots of downhole splitters with the help of coiled tubing.

In his lecture **S.A. Zagranichny**, technical engineer, flexible tubing expert of Trican Well Service and member of the editorial board of the “Coiled tubing times” magazine, compared the traditional multilayer hydraulic fracturing with hydraulic fracturing of several layers with the help of isolating equipment lowered into the well using flexible tubing. The latter technology boosts the exploration efficiency, ramps up the production speed, reduces the number of rounds to the well and cuts down the associated costs. S.A. Zagranichny also gave an overview of practical application of coiled tubing drilling, including underbalanced drilling. He also spelled out the theoretical basis of choosing the flexible tubing diameters, bottomhole assemblies and drilling bits for controlled drilling, theoretical fundamentals of calculating the liquid-gas mixture for underbalanced drilling as well as the theoretical designs of downhole equipment for underbalanced drilling (oil well tubing and determination of its length, shutoff valves and their layout selection).

The final lecture of the workshop delivered by **S.A. Atrushkevich**, chief oil and gas equipment designer of Novinka, FID Group, was dedicated to the set of equipment for coiled tubing drilling. The speaker told in great detail about the basic setup of a coiled tubing drilling unit, downhole and wellhead assemblies used for well drilling, bottomhole assemblies for coiled tubing drilling, controlled drilling systems and their operating peculiarities.

A lecture dedicated specifically to a coiled tube was prepared by **A.V. Brylkin**, Uraltrubmash commercial director. The lecturer provided detailed information about the assortment, standard and acid-protecting coating of coiled tubes, explained how to calculate the CT useful life, spelled out the reasons for their failure, told about the CT storage conditions, particularly in very cold weather, and about the ways of repairing coiled tubes on-the-fly. The speaker also cited a number of real-life examples of mistakes made by operators as well as typical cases and reasons for CT failure.

## OIL AND GAS SERVICE IN THE FAST CHANGING WORLD

The technical sessions were opened by **L.M. Hruzdilovich**, chairman of the academic council of the Coiled tubing technologies development center and chairman of the programme committee.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

операторов, а также типичные случаи и причины выхода ГТ из строя.

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС  
В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ**

Технические сессии открыл председатель ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий, председатель программного комитета **Л.М. Груздилович**. Поприветствовав ветеранов, участников Первой всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям 1998 года, и тех, кто участвует в конференции впервые, он определил цель встречи: создание возможности для формального и, что не менее важно, неформального общения специалистов, для обсуждения вопросов настоящего и будущего нефтегазового сервиса, особенно внутрискважинных работ и прежде всего сервиса с применением колтюбинга.

Основную часть своего выступления Л.М. Груздилович посвятил главным трендам развития отрасли на современном этапе. «Чем отличается эта конференция от предыдущих? В первую очередь я бы отметил изменение глобального фона, перемены, происходящие в нашем понимании, глобального мира, вызванные осмыслением череды недавних катастроф – от нарастающих климатических аномалий, ураганов, наводнений, землетрясений, невиданного ускорения таяния льдов, повышения уровня Мирового океана до техногенных катастроф нефтяной платформы в Мексиканском заливе, АЭС в Фукусиме и др. Приходит прозрение о том, что социальный мир вокруг нас тоже нестабилен. Его нестабильность проявляется в катастрофически ослабевающей управляемости глобальными экономическими и политическими процессами, взаимосвязанной с обесцениванием как основных мировых валют, так и продуктов интеллектуального и материального труда.

На этом фоне наблюдаются существенные изменения отраслевых ценностей и тенденций. Так, в структуре энергопотребления на стабильно высоком уровне держится доля природного газа и неуклонно падает доля нефти, оставаясь пока растущей в абсолютном измерении. На протяжении последнего года терял остроту вопрос: «Что будет, когда закончатся нефть и газ?» Стало очевидно, что новейшие технологии добычи газа из нетрадиционных источников, запасы которых на планете огромны, позволяют с оптимизмом смотреть в будущее: ведь с учетом сланцевого газа, метана угольных пластов, битуминозных песчаников и других нетрадиционных источников ресурсы энергетического сырья как минимум удваиваются, а сроки «конца углеводородов»



Having greeted the veterans, participants of the First all-Russia conference on coiled tubing technologies of 1998, and those participating in it for the first time, he specified the goal of the meeting: creating opportunities for formal and, what is no less important, informal communication of experts in a bid to discuss the present and the future of oil and gas service, and particularly well intervention and application of coiled tubing technologies.

L.M. Hruzdilovich devoted the main part of his speech to the major trends in today's oil and gas industry. "What is the difference between this and the previous conferences? First and foremost I would like to note the change in the global background, changes in our understanding of the global world triggered by a number of recent calamities – ranging from escalating climatic anomalies, hurricanes, floods, earthquakes, unprecedented ice melting speed, and a marked increase in the World ocean level to man-caused disasters such as the spill at the oil platform in the Mexican bay, the explosion at Fucushima nuclear power plant, etc. We are also slowly becoming aware of the instability of the social world around us. This instability reveals itself in the rapidly diminishing manageability of global economic and political processes tightly intertwined with the depreciation of both – the main world currencies and products of intellectual and material labor.

Against this backdrop one can observe significant changes in the industry values and trends. Thus, the share of natural gas in the energy consumption mix remains steadily high whereas the share of oil is shrinking inexorably with the upward trend preserved only in absolute figures. Over the last year the question "What will happen when we run out of oil and gas?" has been rapidly losing its relevance. It became evident that state-of-the-art technologies of extracting gas

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

значительно отодвигаются. При этом понятно, что промышленная разработка нетрадиционных источников для России абсолютно неактуальна, исключая добычу шахтного метана с целью дегазации угольных пластов и обеспечения безопасности работы шахтеров, однако актуален мониторинг процессов, происходящих в мировой энергетике. В то же время для стран, ныне зависящих от импорта природного газа и обладающих собственными ресурсами нетрадиционных источников, прежде всего сланцевого газа, их добыча неизбежна. Можно с уверенностью прогнозировать, что она ограничит рост мировых цен на углеводородное сырье.

Множество вопросов требуют ответа. Какова будет европейская структура энергопотребления в 2022 году после закрытия АЭС в Германии? Какова будет себестоимость энергоресурсов в том же 2022 году? И самый главный вопрос для нашей аудитории: каким тогда будет нефтегазовый сервис? По-другому его можно сформулировать так: какие технологии добычи углеводородного сырья смогут обеспечивать энергопотребление в ближайшем будущем?

Несомненно, что в условиях ужесточения экологических требований и усложнения условий добычи роль колтюбинговых технологий будет и дальше возрастать. С 1998 года, когда состоялась Первая, тогда еще Всероссийская, конференция по колтюбинговым технологиям, количество колтюбинговых установок в РФ увеличилось в четыре раза, а статистика комплектации продаваемой ныне техники свидетельствует о все более сложных работах, которые подвластны колтюбингу. Это подтверждает и программа нашей конференции. В частности, в ней анонсированы доклады, обобщающие опыт строительства многоствольных скважин с помощью хорошо известной пользователям колтюбинговой установки МК30Т и управляемой КНБК, созданной в КБ «Новинка». Это оборудование отличается не столько принципиальной новизной, сколько доступностью, как стало модно говорить, бюджетностью, или, по-другому, низкой себестоимостью пробуренного метра дополнительного ствола.

Мы наблюдаем развитие ГРП, особенно управляемого и многослойного. Динамика заказов на оборудование, по крайней мере для Сибири, свидетельствует о все более широком использовании сухих смесей для приготовления гелей гидроразрыва.

Большинство технологических процессов автоматизируется, о чем свидетельствует кратный рост спроса на высокопроизводительные комплексы для цементирования и другие автоматизированные агрегаты. ▶

from alternative sources give us every reason to look with optimism into the future: indeed, if we take into account the shale gas, coal bed methane, bituminous sands and other unconventional sources the amount of available energy resources will at least double while the dusk of “the hydrocarbon era” will be shifted to a much later date. It is clear though that for Russia the industrial development of unconventional energy sources is absolutely irrelevant. The exception here can only be made for coalmine methane which is extracted in order to degasify the coal-bearing formations and ensure the safety of miners. At the same time, monitoring the

**The main peculiarity of this year's conference was almost complete parity in the number of participants representing service companies and their customers – actual and potential.**

processes taking place in the world power engineering industry is of critical importance. Contrastingly, for countries that are heavily dependent on the import of natural gas and do not have their own deposits of unconventional sources of energy, and primarily shale gas, alternative energy seems to be the only option. One can forecast with a considerable degree of certainty that it will rein in the growth of world prices for hydrocarbons.

A lot of questions are begging for an answer. What will the European energy consumption mix be like in 2022 when all the NPPs in Germany will be shut down? What will the prime cost of energy resources be in 2022? But perhaps the most important question for our audience is: what will the oil and gas service industry be like? Here is another way to put it: what hydrocarbon extracting technologies will be able to satisfy the demand for energy in the near future?

Sure enough, with environmental requirements getting tougher and extraction conditions becoming more complicated, the role of coiled tubing technologies will continue growing. Since 1998 when the first all-Russia conference on coiled tubing technologies took place the number of coiled tubing units in the Russian Federation has increased fourfold while the data on setups of currently sold equipment attest to the growing complexity of operations coiled tubing technologies can now handle. The programme of our conference proves this as well. In particular, it features reports summing up the experience of constructing downhole splitters with the help of the popular coiled tubing unit МК30Т and the bottomhole assembly engineered in Novinka design bureau. The peculiarity of this equipment not so much in its conceptual novelty but rather in its accessibility, affordability or, to put it differently, low prime cost of drilling one square meter of an additional well hole. ▶

## КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

Много десятилетий назад здесь, в Москве, была произнесена ставшая крылатой фраза: «Кадры решают всё». В нашей отрасли она никогда не утратит актуальности. Нынешняя конференция собрала высококлассных специалистов, в большинстве своем российских, прошедших большую школу в лидирующих на мировом рынке компаниях. Четырнадцать лет назад во

**Нынешняя конференция собрала высококлассных специалистов, в большинстве своем российских, прошедших большую школу в лидирующих на мировом рынке компаниях.**

времена первой нашей конференции таких специалистов в России было в сотни раз меньше. Убежден, что в развитие кадрового потенциала нефтегазового сервиса внесли вклад и наша конференция, и журнал «Время колтюбинга», и сайт [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org), который вот-вот перерастет в информационный портал, надеюсь, будет еще более востребован специалистами международного нефтесервисного рынка.

Главная цель организаторов нынешней конференции: способствовать взаимному обогащению участников знаниями и опытом, создать условия, чтобы они смогли почувствовать себя членами неформального клуба единомышленников».

### НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОЛТЮБИНГА

Компанией «Шлюмберже» был представлен доклад, обобщивший опыт применения ГНКТ на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении в 2010–2011 годах, где ОАО «ВЧНГ» были выполнены операции по промывке и освоению скважин после проведения ГРП. Первая кампания, включавшая в себя половину скважин, выявила существенные осложнения и ограничения при проведении данного вида работ в условиях горизонтальных скважин ВЧНГКМ. В ходе проведения второй кампании была модернизирована технология промывки, а также использованы альтернативные химические реагенты. Как результат, была достигнута высокая эффективность работ с незначительным увеличением затрат.

Для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) в призабойной зоне пласта компания «Шлюмберже» разработала и применила два различных метода обработки. При первом методе используется комплексная система Clean Sweep I\* вместе с гидромониторным инструментом Jet Blaster\*. Второй метод основан на инициации экзотермической реакции при смешивании компонентов на забое скважины.

We witness rapid development of hydraulic fracturing and especially its controlled and multilayer subtypes. The statistics for ordered equipment – at least in Siberia – attest to a wider use of dry substances for preparation of hydraulic fracturing gels.

The majority of technological processes are automated, which is reflected in the skyrocketing demand for high-performance cementing complexes and other automated units.

Many decades ago here, in Moscow, a catch phrase was coined: “The right people in the right job can solve any problem”. As far as our industry is concerned this phrase will never lose its relevance. This conference has gathered highly qualified experts, mostly from Russia, who have extensive experience of working in the world's leading companies. Fourteen years ago, at the time of the first conference, such experts were few and far between. I am confident that a hefty contribution into the development of human resources in the oil and gas service industry was made by our conference, by the Coiled Tubing Times journal and by the website [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) which is about to become a full-fledged information portal. Hopefully, this will make it even more popular among the experts operating in the international market of oil and gas services.

The core objective pursued by the organizers of this year's conference is to facilitate mutual exchange of experience and knowledge between the participants and create such conditions that would enable them to feel themselves members of an informal club of like-minded people”.

### COILED TUBING – NEW POSSIBILITIES

Schlumberger presented a report that summed up the experience of flexible tubing application at Verkhnechonskoye oil and gas deposit in 2010-2011 where VCNG performed well cleanout and development operations following the hydraulic fracturing procedure. The first campaign which covered half of the wells revealed some serious complications and limitations associated with the performance of the aforementioned operations at the horizontal wells of Verkhnechonskoye oil, gas and condensate deposit. In the course of the second campaign the flushing technology was upgraded and alternative chemical reagents were employed. This helped achieve high operational efficiency followed by only a slight increase in costs.

In order to fight asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD) in the bottomhole area of the slab Schlumberger developed and applied two different treatment methods. The former involves the use of integrated Clean Sweep I\* system together with Jet Blaster\* tool. The latter method is based on the initiation of a heat generating reaction when mixing components in the bottom hole. Experimental runs confirmed the successful removal of ARPD and, consequently, led to

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

Экспериментальные работы показали успешность удаления АСПО и, как следствие, увеличение дебита скважин. В этом году запланировано проведение подобных операций с использованием обеих технологий.

А на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ) той же компанией был осуществлен комплексный подход к интенсификации добычи массивного низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ. Он включает в себя следующие технологии и решения: вязкопластичная самоперенаправляемая кислотная система, вязкость которой увеличивается по мере реагирования кислоты с карбонатной породой; селективный отклонитель для временной блокировки водонасыщенных зон; пенный отклонитель для временной блокады высокопроницаемых пропластков и перенаправления кислоты в нестимулированные зоны; эмульгированная кислота с высокой степенью задержки реакции, позволяющая создавать в пласте высокопроводимые каналы даже при обработке больших интервалов с низкой скоростью закачки через ГНКТ; закачка с одновременным размещением соляной кислоты через малое кольцевое пространство между НКТ и ГНКТ и пенного отклонителя через ГНКТ для временной блокады поглощающих интервалов. На данный момент успешно проведены 3 обработки со средним приростом дебита по газу 61%, что было труднодостижимо ранее.

На Уренгойском газоконденсатном месторождении, расположенном в Западно-Сибирском бассейне, на ГНКТ были успешно проведены перфорационные работы, заказчиком которых выступил Газпром. Это месторождение является крупнейшим в мире, однако истощение относительно легкодоступных запасов вынуждает добывающие компании осваивать более сложные в разработке нижележащие пласты, одним из которых является Ачимовская формация, характеризующаяся АВПД, низкой проницаемостью и пористостью, а также высоким содержанием парафинов в конденсатной фракции пластового флюида, создающая сложности при добыче и транспортировке газоконденсатной смеси в условиях Крайнего Севера. Геологические характеристики залежи позволяют проведение ГРП как один из способов эффективной разработки пластов Ачимовской группы.

Малые размеры щелевых отверстий хвостовика в типичной конструкции скважины не могут гарантировать успешность планируемой операции по интенсификации, а большие

the increase in the production rate of wells. This year it is planned to conduct such operations using both the technologies.

At Orenburg oil, gas and condensate deposit (OOGCD) the same company applied an integrated approach to the intensification of the extraction rate of the massive low-temperature heterogeneous carbonate basin with the help of coiled tubing. It incorporates the following technologies and solutions: a viscoplastic self-redirecting acid system whose viscosity increases as the acid enters into a chemical reaction with the carbonate rock; a selective diverter for temporary blocking of water-saturated zones; a foam diverter for temporary blocking of highly porous sub-layers and redirection of the acid into the non-stimulated areas; emulsified acid with a high reaction lag which allows for creation of highly conductive channels in the rock bed even when processing wide intervals with low injection rate through the coiled tubing; the injection with simultaneous introduction of the chlorhydric acid through a small circular space between the producing string and the coiled tubing and foam diverter through the coiled tubing for temporary blocking of absorbing intervals. As of yet 3 treatments have been successfully performed delivering a 61% increase in the gas production rate, which was previously quite difficult to achieve.

At Urengoiskoye gas and condensate deposit located in the West-Siberian basin coiled tubing was successfully used to perform perforating operations under the contract concluded with Gasprom. This deposit is the largest in the world, however the depletion of relatively accessible resources prods the extracting companies to develop less responsive to treatment lower rock formations one of which is Achimovskaya formation characterized by ARPD, low permeability and porousness as well as high paraffin content in the condensate fraction of the formation fluid, which creates certain difficulties during the extraction and transportation of the gas-condensate mixture in the weather conditions of the Far North. Geological

This conference has gathered highly qualified experts, mostly from Russia, who have extensive experience of working in the world's leading companies.

characteristics of the deposit permit the use hydraulic fracturing as one of the ways of effective development of Achimovskaya group formations.

Small dimensions of slotted outlets of the pipe liner in a typical well structure cannot guarantee the success of the planned intensification operation and big vertical derivation angles and the presence of a permanent packer make the performance of an

## КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

углы отклонения от вертикали и наличие перманентного пакера не позволяют проведение дополнительной операции по перфорации на кабеле или НКТ. Одним из способов решения проблемы было разбуривание перманентного пакера, что было сопряжено с повышенными рисками прихвата инструмента и повреждением эксплуатационной колонны. Исходя из вышеперечисленных фактов, наиболее оптимальным вариантом явилось проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) на ГНКТ интервалами в 12 м и 6 м с помощью гидравлически активируемых перфораторов PowerFlow 2306 D = 57 мм, которые были проведены с участием специалистов компании «Шлюмберже».

## ПОД ЗНАКОМ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Тема колтюбингового бурения, начатая на семинаре, была широко развернута на конференции на основе анализа выполненных на практике работ.

Специалисты БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» рассказали об опыте колтюбингового бурения боковых стволов. На основе анализа состояния добычи нефти на месторождениях РУП «Белоруснефти», фонда добывающих скважин с низкопроницаемыми коллекторами с дебитами безводной нефти не более 3–5 т/сутки была рассмотрена технология увеличения охвата пластов вокруг таких скважин выработкой за счет бурения в разных направлениях из основного ствола по 2–3 боковых ствола. В результате внедрения данной технологии получено трехкратное увеличение дебита фактически построенной многоствольной скважины. Реализация данного решения рассмотрена с применением колтюбингового комплекса МК30Т и системы направленного бурения. На примере работ по отработке технологии колтюбингового бурения на нескольких скважинах показана их эффективность в части управления траекториями боковых стволов, информативности в режиме реального времени забойных условий при вскрытии продуктивных пластов. Предполагается в ближайшей перспективе опробовать технологию колтюбингового бурения продуктивных отложений на равновесии и депрессии.

Решению проблемы управления траекториями боковых стволов был посвящен доклад «Первый опыт освоения и ремонта многозабойных скважин с применением механизма ориентации гибкой трубы», также подготовленный в БелНИПИнефть.

additional perforating operation on a cable or tubing impossible. One of the ways of solving this problem was to drill a permanent packer, which is associated with a heightened tool sticking risk and possible damage of the production string. In view of the factors listed above the most optimal option was to carry out perforating-explosive operations (PEO) on the coil tubing observing the intervals of 12 m and 6 m with the help of hydraulically activated perforators PowerFlow 2306 D = 57 mm. These operations were performed in cooperation with Schlumberger experts.

## UNDER THE COILED TUBING SIGN

The topic of coiled tubing drilling raised at the workshop was discussed a length at the conference on the basis of analysis of completed real-life projects.

The experts of the Belarusian science, research and project institute of oil of Belorusneft shared the experience of coiled tubing drilling of offshoots. Based on the analysis of oil extraction practice at the deposits of Belorusneft and the fund of extraction wells with low-permeability gas reservoirs and dry crude oil production rate of up to 3–5 t/day the participants of the conference looked into the technology of increasing the coverage of formations around such wells by drilling 2–3 offshoots in various directions from the main hole. The introduction of this technology resulted in a threefold growth of the production rate of the constructed multilateral well. The implementation of this solution was examined with the help of the coiled tubing unit МК30Т and a controlled drilling system. Using the field tests of the coiled tubing drilling technology at several oil wells as an example the experts showed its efficiency in terms of offshoot trajectory control, information supply in the real-time mode of downhole conditions when

**На примере работ по отработке технологии колтюбингового бурения на нескольких скважинах показана их эффективность в части управления траекториями боковых стволов, информативности в режиме реального времени забойных условий при вскрытии продуктивных пластов. Предполагается в ближайшей перспективе опробовать технологию колтюбингового бурения продуктивных отложений на равновесии и депрессии.**

exposing productive formations. There are plans to try out the coiled tubing technology to drill productive formations in balanced and underbalanced pressure conditions.

The solution of the problem with management of offshoot trajectories was presented in the report titled “The first experience of development and repair of downhole splitters using the coiled tubing orientation

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

Разработано и запатентовано оборудование и технология доставки гибкой трубы в боковые стволы многоствольной скважины для проведения работ по интенсификации, исследованию притока, ограничению водопритока и освоению пластов. На колонне НКТ спускается компоновка, включающая нижний и верхний пакеры, отклоняющий клин и механизм ориентации. Производится привязка глубины отклоняющего клина относительно окна бокового ствола и посадка пакеров. Затем в скважину спускается колтюбинг. Производится ориентирование отклоняющего клина относительно окна бокового ствола и спуск гибкой трубы в боковой ствол.

Один из лекторов семинара С.А. Атрушкевич озвучил доклад «Комплекс оборудования для колтюбингового бурения. Система направленного бурения СНБ89-76М». По сравнению с лекцией, предназначенной в большей мере для начинающих, доклад включал в себя более сложную и подробную информацию о системе направленного бурения СНБ89-76М, предназначенной для управляемого бурения всех типов скважин, обеспечения контроля внутрискважинных параметров и определения положения КНБК в режиме реального времени. Система разработана в КБ «Новинка» и защищена рядом патентов.

СНБ89-76М имеет наружный диаметр 76 мм и обеспечивает измерение, передачу, регистрацию и визуализацию следующих параметров: азимутального и зенитного углов, угла установки отклонителя, давления внутри КНБК и давления на забое, нагрузки на долото, вибрации, температуры и уровня гамма-излучения. Система подтвердила свою работоспособность в ряде скважинных работ. В ходе последних были пробурены два боковых ствола длиной 62,4 и 94 м. Выпущенные в последние годы СЗАО «Фидмаш» колтюбинговые установки могут быть дооснащены оборудованием для проводки боковых стволов.

В кругу проблематики направленного бурения лежит и доклад, также представленный Группой ФИД, «Современные технические и технологические возможности для добычи метана из угольных пластов». На данный момент в России и других странах СНГ ведутся работы по добыче метана угольных пластов, при этом основной причиной для их разработки зачастую является повышение безопасности работ на угольных месторождениях. В то же время за счет освоения современных технологий и с учетом мировой конъюнктуры цен на газ добыча угольного метана может вестись с достаточно высокой экономической эффективностью. Основными технологиями, позволяющими улучшить экономику разработки газоносных

mechanism”. It had also been prepared by the Belarusian science, research and project institute of oil. The Belarusian experts had developed and patented the equipment and technology of placing coiled tubing into the offshoots of the multilateral well in a bid to intensify the production, study the inflow, restrict the water influx and develop the formations. A setup consisting of the lower and upper packers, a whipstock and an orientation mechanism is lowered into the well on a coiled tubing

Using the field tests of the coiled tubing drilling technology at several oil wells as an example the experts showed its efficiency in terms of offshoot trajectory control, information supply in the real-time mode of downhole conditions when exposing productive formations. There are plans to try out the coiled tubing technology to drill productive formations in balanced and underbalanced pressure conditions.

string. The depth of the whipstock in relation to the offshoot window is measured and the placement of packers is performed. Then coiled tubing descends into the well. The whipstock is aligned with the window of the offshoot and the coiled tubing is finally lowered into the offshoot.

One of the workshop lecturers – S.A. Atrushkevich – delivered a report titled “The complex of equipment for coiled tubing drilling. Controlled drilling system SNB89-76M”. In contrast to the lecture, which was largely meant for newbies, the report contained more complicated and detailed information about the controlling drilling system SNB89-76M designed for controlled drilling of all types of wells, monitoring of downhole parameters and determining the coiled tubing position in the real-time mode. The system has been developed by Novinka design bureau and is protected by a number of patents.

SNB89-76M has an external diameter of 76 mm and is designed to measure, transmit, register and visualize the following parameters: horizontal and inclination angles, the whipstock orientation angle, the pressure inside the bottomhole assembly and in the bottomhole, the drilling bit load, the vibration, the temperature and the gamma radiation level. The system proved its efficiency in a number of borehole experiments. In the course of the last ones two offshoots 62.4 and 94 m long were drilled. The coiled tubing units manufactured by Fidmash in the recent years can be optionally fitted with equipment for offshoot drilling.

Controlled drilling-related issues were also touched upon in the report “Modern technical and technological possibilities for methane extraction from coal seams”. At present Russia and other CIS countries are extracting methane from coal seams, and often the main reason for

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

угольных пластов, сейчас являются колтюбинговое бурение горизонтальных стволов и проводимый при помощи ГНКТ многостадийный ГРП. В докладе была дана сравнительная характеристика эффективности существующих технологий и оборудования для их реализации.

**В ЦЕНТРЕ ВНИМАНИЯ – ГРП И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**

Компания Trican Well Service представила технологию гидropескоструйной перфорации эксплуатационной колонны ISOJET при использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП. Технология ISOJET основана на непрерывной работе флота ГНКТ, выполняющего, помимо основной работы, еще и гидropескоструйную перфорацию, и флота ГРП, выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов. Цикл работ включает ГРП 1-го интервала, затем перфорацию 2-го интервала с помощью гидropескоструйного перфоратора на ГНКТ, подъем перфоратора и ГРП 2-го интервала. Бригада КРС нужна только для спуска и последующего подъема НКТ и пакера и для монтажа ЭЦН. ГРП проводится без задержек, так как оборудование и материалы уже приготовлены и находятся на кустовой площадке. Перфорация проводится с помощью высокоскоростного гидropескоструйного перфоратора (High Velocity Abrasive Perforator (HVAR)), закрепленного на гибкой трубе диаметром 44 мм. Работы по технологии ISOJET проводятся как на вертикальных, так и горизонтальных скважинах.

Похожую технологию на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» успешно применяет компания «Шлюмберже», о чем также было доложено на конференции. Это технология AbrasiFRAC\* ускоренного ввода многопластовых скважин в эксплуатацию с применением гидropескоструйной перфорации (ГПП) через ГНКТ и последующим проведением ГРП. Ее применение позволило сократить цикл ввода новых многопластовых скважин в эксплуатацию на месторождениях Западной Сибири более чем в два раза. Однако одним из основных требований технологии, обусловленным высоким давлением во время ГРП по колонне, особенно во время «СТОПа», является необходимость спуска усиленной эксплуатационной колонны марки «Е». Поэтому проведение ГРП по технологии AbrasiFRAC\* на многопластовых скважинах ЗБС и скважинах с эксплуатационной колонной марки «Д» невозможно. Для того чтобы сократить цикл ввода данных видов скважин, компанией «Шлюмберже» была предложена модификация технологии AbrasiFRAC\* – AbrasiFRAC TT\*.



their development is the desire to ensure occupational safety at coal deposits. At the same time by thanks to the introduction of state-of-the-art technologies and in view of the price dynamics for natural gas on the world market the extraction of coal methane can be performed with sufficiently high economic efficiency. Today coiled tubing drilling of horizontal well bores and multistage hydraulic fracturing performed with the help of coiled tubing are by far the main technologies capable of improving the financial performance of companies engaged in the development of gas-bearing coal seams. The report provided a comparative analysis of efficiency of currently exiting technologies and equipment used to implement them.

**IN THE SPOTLIGHT: HYDRAULIC FRACTURING AND INDUSTRIAL CHEMISTRY**

Trican Well Service presented the ISOJET technology of abrasive jet perforation of the production string with the help of coiled tubing followed by hydraulic fracturing. The ISOJET technology is based on the continuous operation of the coiled tubing fleet, which aside from its main activity also performs abrasive jet perforation, and hydraulic fracturing fleet, which performs hydraulic fracturing of a formation with no restrictions regarding the mass of the propping agent and other complicating factors. The work cycle includes hydraulic fracturing of the 1st interval, then perforation of the 2nd interval with the help of an abrasive jet perforator attached to coiled tubing, pulling up of the perforator and hydraulic fracturing of the 2nd interval. Well workover team is required only for lowering and subsequent lifting of the tubing and the packer for installation of an electric submersible pump. Hydraulic fracturing is performed without delays since the equipment and materials are ready for use and remain on the cluster site. Peroration is performed with the help of a High Velocity Abrasive

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

Технология AbrasiFRAC TT\* позволяет поднять пределы рабочего давления закачки во время ГРП, а использование специального перфоратора AbrasiJET 54 мм позволяет проходить через пакер, достигая нужных глубин и эффективно проводить ГПП интересующих интервалов. С начала 2011 года новый подход был успешно применен на 25 скважинах и является одним из основных для ввода многопластовых скважин ЗБС и скважин с ЭК марки «Д» в эксплуатацию на объектах месторождений Западной Сибири.

Компанией «Шлюмберге» была также представлена технология мультистадийного ГРП – StageFRAC\* – инновационная, испытанная технология, позволяющая проводить стимуляцию нескольких интервалов в нецементируемом хвостовике за однократную закачку и обеспечивающая быструю промывку интервалов.

Элементы компоновки, включая изолирующие пакеры, располагаются на необходимых интервалах и спускаются как часть нецементируемого хвостовика. После окончания спуска происходит гидравлическая установка пакеров и разделение пласта на зоны с помощью портов ГРП, расположенных между пакерами. Операция ГРП проходит постадийно, но за однократную закачку. Во время закачки в скважину сбрасываются шары для сдвига муфт, открывающих порты ГРП, и изоляции предыдущих зон.

Технология предполагает проведение незамедлительной отработки скважины после операций ГРП во избежание ухудшения коллекторских свойств пласта. Посадочные седла для шаров действуют как штуцер и могут ограничивать добычу. Мировой опыт показывает, что наиболее эффективным технологическим решением в скважинах с недостаточными для выноса шаров на поверхность пластовыми давлениями является их фрезерование с помощью ГНКТ.

Научно-образовательный центр (НОЦ) промышленной химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина представил вниманию участников конференции новую линейку химических реагентов для получения жидкостей для ГРП на водной основе, отвечающую всем современным требованиям и тенденциям. Комплекс гелирующий «Химекс В» предназначен как для предварительного приготовления геля в емкостях, так и для работы с гидратационными установками «в поток». Разработанный новый сшиватель БС-2 замедленной сшивки позволяет получать сшитые полисахаридные гели в течение 1,5–4,0 минут. Новые реагенты комплекса гелирующего «Химекс В» прошли успешное лабораторное тестирование в ООО «КогалымНИПИнефть». Тестирование комплекса реагентов включало в себя тест на

Perforator (HVAP) attached to a coiled tube of 44 mm in diameter. All operations involving the ISOJET technology are carried out on both – vertical and horizontal wells.

Similar technology is successfully used by Schlumberger at oil deposits of RN-Yugansneftegas, which was mentioned at the conference. This is AbrasiFRAC\* technology of accelerated putting the well on production with the help of abrasive jet perforation through coiled tubing followed by hydraulic fracturing. Its application made it possible to reduce the cycle of putting on production of new multilateral wells on West Siberian deposits by more than a half. However, one of the main requirements imposed by this technology and caused by high pressure in the production string during hydraulic fracturing, particularly during “STOP”, is the necessity to use a reinforced production string of “E” brand. That is why it is impossible to use AbrasiFRAC\* technology for hydraulic fracturing on multipay wells and wells with the production string of “D” brand. In order to reduce the cycle of putting this type of wells on production Schlumberger suggested a modification of AbrasiFRAC\* technology called AbrasiFRAC TT\*.

AbrasiFRAC TT\* technology makes it possible to raise the pumping pressure limit during hydraulic fracturing, while the use of the special AbrasiJET 54 mm perforator allows for cutting through the packer, reaching the required depth and effectively fracturing the necessary intervals. Since the beginning of 2011 the new method has been successfully applied at 25 wells and is one of the main ways of putting multilateral wells and wells with the production string of “D” brand on production at the development sites in Western Siberia.

Schlumberger also presented StageFRAC\* multi-stage hydraulic fracturing technology. It is an innovative tested technology designed to perform the stimulation of several intervals in the non-cemented pipe liner within a single pumping motion ensuring fast flushing of intervals.

All the elements of the setup, including the isolating packers, are placed at necessary intervals and are lowered into the well as part of the non-cemented pipe liner. Once the running-in is complete hydraulic installation of packers and division of the formation into zones with the help of hydraulic fracturing ports located between the packers takes place. The hydraulic fracturing operation is carried out on a stage-by-stage basis but within a single pumping motion. As the pumping goes on, the balls shifting the couplings that open the hydraulic fracturing ports and isolate the previous zones are dropped into the well.

The technology involves immediate well treatment following the hydraulic fracturing operation in order to prevent the deterioration of the collecting properties of the formation. The ball seats act as choke valves and can be used to limit the production. The international experience shows that the most effective technological solution for wells with formation pressure insufficient to

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

стабильность сшитого геля в условиях пласта, тест устойчивости на сдвиговое разрушение/ восстановление сшитого геля, способность жидкости ГРП удерживать проппант. Также исследовалось разрушение эмульсии геля с пластовым флюидом. Результаты исследований свидетельствуют о возможности применения предлагаемых реагентов в промышленных условиях при проведении ГРП на объектах ООО «Лукойл-Западная Сибирь».

Компания «Юг-Нефтегаз» (Украина) представила технологию ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах с помощью полимерных систем и магнитоактивных веществ. Для решения проблемы повышенных сопротивлений при прокачке тампонажных и изоляционных материалов по гибкой трубе малого диаметра специалистами компании было использовано несколько технологических схем и приемов, применение которых показало достаточно высокую эффективность при проведении работ по ограничению водопритока в добывающих скважинах на нефтяных месторождениях Государственного концерна (ГК) «Туркменнефть». Отличительной особенностью разработанных технологий является не только подбор рецептуры, вязкостных и реологических свойств тампонажных материалов, позволяющих прокачать их через гибкую трубу, но и регулирование их прочностных (изоляционных) свойств непосредственно в призабойной зоне пласта.

Компания «ФЛЭК» обладает опытом, накопленным не только в России, но и в ряде стран СНГ, проведения работ по предотвращению образования солейотложений на поверхности нефтепромышленного оборудования. В результате применения ингибиторов солейотложений «ФЛЭК ИСО-5» и «ФЛЭК ИСО-4» при использовании различных технологий их закачки, на всех подконтрольных нефтедобывающих объектах увеличилась средняя наработка на отказ оборудования, что в конечном итоге привело к снижению удельных затрат на одну тонну добытой нефти.

**НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – НЕБЫВАЛЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ**

СЗАО «Фидмаш» представило оборудование для выполнения высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и цементирования скважин.

Цементировочная установка, одна из новейших разработок предприятия, оснащена двумя отдельными линиями привода трехплунжерных насосов SPM (в составе трансмиссии Allison и двигателя Caterpillar), системой



push the balls onto the surface is their milling with the help of coiled tubing.

The scientific and education center (SEC) of industrial chemistry of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin familiarized the participants of the conference with a new range of chemical reagents meeting all the latest requirements and trends. They are designed to make water-based fluids for hydraulic fracturing. Gel manufacturing unit “HIMEKO-W” is designed to make gel both - in reservoirs and “in-stream” for use in hydrating units. The recently developed new delayed crosslinker BS-2 makes it possible to produce crosslinked polysaccharide gels within 1.5–4.0 minutes. New reagents of the gel manufacturing unit “HIMEKO-W” have successfully passed the lab tests at KogalymNIPIneft. The testing of the reagent complex included a crosslinked gel stability test in a formation, a crosslinked gel shear fracture/restoration test and a test for the ability of the fracturing fluid to contain the propping agent. Additionally, the gel was tested for resistance to disintegration by the formation fluid. The results of the tests suggest the possibility to use the tested reagents in industry when performing hydraulic fracturing at the development sites of Lukoil Western Siberia.

Yug-Neftegaz (Ukraine) presented the technology of limiting the water influx in oil and gas wells with the help of polymer systems and magnetic matter substances. To solve the problems of high resistance during the pumping of plugging and insulating materials through a narrow coiled tube, the company’s experts employed a number of techniques and methods that proved highly efficient in restricting the water influx in producing wells at oil deposits of the State concern (SC) Turkmenneft. The main distinctive feature of the newly-developed technologies lies not only in the composition, viscous and rheological properties of plugging materials that make them easily pumpable through a coiled tube

## COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

автоматизированного смешения и контроля. Смесительные устройства основаны на принципе эжекции, когда происходит равномерное добавление цемента в жидкость с равномерным увлажнением. Смешение происходит при высокоскоростной рециркуляции раствора, который успевает пройти 3–6 кругов, перед тем как попасть в линию закачки. Это позволяет очень быстро готовить раствор нужной плотности и, что очень важно, равномерный по консистенции, поскольку принцип смешивания не позволяет цементу оседать. Таким образом, установка не нуждается в осреднительных емкостях, и необходимость готовить цемент впрок отпадает.

В докладе были представлены комплексы оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и ТКРС, а именно: ремонтно-изоляционных работ; обработок призабойных зон; работ по устранению аварий; геофизических исследований скважин при помощи колтубинга; бурения при помощи колтубинга, в том числе на депрессии; гидравлического разрыва пласта; цементирования скважин и т.д. Приведен обзор технологических возможностей нового оборудования, разработанного специалистами СЗАО «Фидмаш», а также озвучены основные характеристики серийно выпускаемой техники, информация о наличии складов запасных частей и оказании сервисных услуг.

Берни Луфт, представитель Trican Well Service, выступил с докладом «Барабанные соединители для колтубинга: разработка, технические характеристики, преимущества и приложения». Автор данного доклада был первым, кто разработал механический барабанный соединитель для колтубинга, долговечность которого при малоцикловой усталости сравнима или даже превосходит долговечность качественно сваренного стыкового шва, сделанного при помощи полуавтоматической газвольфрамовой сварки. Барабанные соединители для колтубинга обладают многими ключевыми преимуществами по сравнению со сварными соединениями, особенно при эксплуатации в отдаленных местах на суше или на морских платформах.

Доклад компании Weatherford был посвящен достижениям департамента по ремонту скважин, новым технологиям, инструменту и сервису. Он подробно информировал о внутрискважинных операциях через НКТ, проводимых с помощью разработанного компанией инструмента. Были подробно рассмотрены двигатели, применяемые при работах по очистке ствола скважины, их возможности и принципы действия, а также расширитель, гидравлический резак,

but also the ability to regulate their resisting (insulating) properties immediately in the bottomhole formation zone.

FLEK has experience – accumulated not only in Russia but also in a number of CIS countries – of preventing scaling on the surfaces of oilfield equipment. Thanks to the use of scale inhibitors “FLEK ISO-5” and “FLEK ISO-5” pumped in accordance with different technologies the average time between failure increased considerably at all the controllable oil extraction facilities, which finally led to the reduction of costs per one ton of extracted oil.

### NEW EQUIPMENT – UNPRECEDENTED POSSIBILITIES

Fidmash presented the equipment for technology-intensive operations designed to boost the oil and gas recovery in formations and well cementing.

The cementing unit, one of the company's newest products, has two separate drivelines of SPM triplex plunger pumps (fitted with Allison transmission and Caterpillar engine) and an automated mixing and control system. The mixing machines are based on the ejection principle when even portions of cement are added to the fluid with simultaneous watering. The mixing takes place as a result of high-velocity recycling which makes the mixture pass 3–6 mixing cycles before it gets into the pumping line. This allows quickly making the mortar of required density and, what is more important, of homogeneous consistency since the mixing principle prevents the cement from sagging. Therefore the unit does not require any cement surge tanks and it is no longer necessary to prepare the mortar in advance.

The report also contained information about the sets of equipment designed to perform modern technology-intensive operations to increase the oil and gas recovery in formations as well as routine well workover operations, and namely: repair and insulation operations; treatment of bottomhole zones; post-accident cleanup efforts; geophysical well exploration with the help of coiled tubing technologies; coiled tubing drilling, including underbalanced drilling; hydraulic fracturing; well cementing, etc. Among other things, the speaker provided an overview of the technological capabilities of the new equipment developed by Fidmash experts and voiced the main characteristics of the manufactured machinery as well as information about the spares parts depots and the services the company can offer.

Bernie Luft, representative of Trican Well Service, delivered a report titled “Barrel joints for coiled tubing: development, technical characteristics, advantages and applications”. The author of this report was the first to develop a mechanical barrel joint for coiled tubing. Its durability when exposed to low-cycle fatigue is comparable to or even exceeds that of a high-quality

## КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

инструмент для ловильных работ по внутреннему профилю и ударных операций, гидравлическая труболовка и овершот, молоток, инструменты для гидроразрывной перфорации и другие разработки. Завершающая доклад анимация демонстрировала возможности гидромониторной обработки.

Для очистки внутренней поверхности колонны НКТ от различных отложений предназначена инновационная компоновка компании ООО «НПП «РосТЭКтехнологии», включающая в себя переводник вальцовочный (коннектор), обратный клапан, аварийный разъединитель, грузовую штангу, ясс гидравлический с промывкой, скребок механический, насадку размывочную. В докладе были также указаны преимущества данного способа над традиционными технологиями очистки внутренней поверхности колонны НКТ.

ОАО «НПО «Бурение» представило инновационный инструмент для скважинных работ с колтюбинговыми установками, значительно повышающий эффективность операций. Был продемонстрирован инструмент для извлечения аварийной гибкой трубы, инструмент для отрезания прихваченных труб НКТ, инструмент для промывки скважин, для очистки и шаблонирования НКТ, широкий спектр ловильного инструмента и другие разработки (клапаны обратные, гидравлический разъединитель, печать свинцовую, перфораторы).

Доклад Промышленной группы «ТЕГАС» был посвящен современным высокотехнологичным разработкам в области применения азота в колтюбинговых технологиях. Рассмотрены операции с использованием технологии колтюбинга, выполняемые при участии азотной компрессорной станции, представлены технические возможности и характеристики оборудования ПГ «ТЕГАС» для данного вида деятельности. Особое внимание было уделено практическому применению установок на территории России (Центральная Россия, Западная Сибирь). Обоснована экономическая целесообразность использования технических решений ПГ «ТЕГАС» при операциях с использованием колтюбинга.

На конференции не было ни одного чисто рекламного доклада. На это обратил внимание председатель программного комитета конференции Л.М. Груздилович, который в своем заключительном слове сказал, что каждое выступление могло бы начинаться с фразы: «Мы нашли новое решение и хотим им с вами поделиться». В этой фразе – сам дух конференции, ее миссия – передавать знания, делиться идеями, дружить. ☉

butt weld made with the help of a semiautomatic gas-tungsten welding unit. Barrel joints for coiled tubing possess quite a number of key advantages over conventional welded joints, particularly when used at remote locations on the surface or on offshore platforms.

Weatherford's report focused on the achievements of the well workover department, new technologies, tools and services. It provided detailed information about well intervention through coiled tubes performed with the help of the tools developed by the company. The report gives a detailed description of engines used during borehole cleanout operations, their capabilities and operating principles, as well as the hole opener, the hydraulic coupler cutter, internal fishing and impact tools, the hydraulic spear and the overshot, the hammer, abrasive perforation tools and other equipment. The animation shown at the end of the report demonstrated the capabilities of water jet treatment.

The innovative setup developed by NPP RosTEKtekhologii is designed to clear the internal surface of the coiled tubing string from scaling. It includes a milling adapter (connector), a reflux valve, an emergency breaker, a rod, hydraulic jars with flushing, a mechanical sweeper and a washout jet. The report also indicated the advantages of this method over conventional technologies of cleaning the internal surface of the coiled tubing string.

OAO NPO Burenie presented an innovative tool for well intervention with coiled tubing units which increases dramatically the efficiency of operations. The representatives of the company demonstrated the tool for cutting stuck coiled tubes, a well flushing tool, pipe cleaning and gaging tools, a wide range of fishing tools and other equipment (reflux valves, a hydraulic breaker, a lead impression block and perforators).

The report delivered by TEGAS Group was devoted to modern high-tech solutions involving the use of nitrogen in coiled tubing technologies. It described the coiled tubing operations that involve a nitrogen compressor plant, presented technical capabilities and characteristics of TEGAS Group equipment developed for this type of activity. Special attention was paid to practical application of such units in Russia (Central Russia, Western Siberia). And last but not least, the speaker proved the financial viability of using TEGAS Group technical solutions when carrying out operations that involve coiled tubing technologies.

There wasn't a single purely advertising report at the conference. This point was highlighted by L.M. Gruzdilovich, chairman of the conference's programme committee, who said in his closing speech that each report could have started with the following phrase: "We have found a new solution and would like to share it with you". This phrase conveys the very spirit of the conference and its primary mission – communicate knowledge, share ideas and make friends. ☉

220030, 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 РФ ООО «ФИДсервис»,  
тел.:+7(916) 281 15 53



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

Оборудование для  
цементирования скважин  
Cementing 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: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com  
Representative office in Russia LLC  
"FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

# ЗАЩИТА КОЛТЮБИНГА ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СИЛЬНЫХ КИСЛОТ И КОМПОЗИЦИЙ

## COILED TUBE PROTECTION FROM HARMFUL IMPACT OF STRONG ACIDS AND COMPOSITIONS

Ю.А. БАЛАКИРОВ, Ф.С. МАМЕДОВ, В.Н. БРОВЧУК, Я.М. БОЙКО, Л.С. ЛАПТЕВА, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu.A. BALAKIROV, F.S. MAMEDOV, V.N. BROVCHUK, Ya.M. BOYKO, L.S. LAPTEVA, Yug-Neftegaz

Существует много различных способов и средств для защиты гибкой трубы (ГТ) от вредного влияния (вплоть до ее порчи) сильных кислот и композиций. Своей оригинальностью и простотой отличается способ пассивации, предлагаемый группой авторов из Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина [1].

Ни в коей мере не умаляя полезность и достоинства известных и новых способов и средств, мы решили ознакомить специалистов – пользователей колтюбинга и читателей журнала еще с одним способом защиты ГТ от вредного влияния сильных кислот и композиций, защищенных патентом Украины № 61355 от 11.07.2011 [2].

Ниже рассматриваются возможные технологические версии защиты ГТ в промышленных условиях непосредственно перед кислотной обработкой скважины.

Для лучшего понимания сути предложенного способа защиты рассмотрим технологический процесс изготовления гибкой трубы. Прокатный лист разрезают на полосы нужной ширины и сваривают по торцам в длинную ленту. Затем ленту пропускают через ряд валков на прокатном стане, которые формируют трубу. Для соединения кромок применяют кузнечную сварку в атмосфере инертного газа. ГТ по всей длине имеет технологический сварной прокатный шов. С внешней стороны он имеет вид застывшего металла, который удаляется механическим способом. При этом шов остается на внутренней поверхности трубы в виде небольшой неровности (кромки). Неровности

There are many different methods and means of coiled tube (CT) protection from harmful impact (up to CT damage) of strong acids and their compositions. Passivation method, proposed by a group of authors from Gubkin Russian State University of Oil and Gas [1] is well known for its simplicity and originality.

Without prejudice to the value and advantages of well-known and brand new methods and means of CT protection we would like to familiarize specialists (CT users) and journal readers with one more method of CT protection from harmful impact of strong acids and compositions protected by Ukrainian patent No. 61355 of July 11, 2011 [2].

Below we are considering possible technological options of CT protection in the field conditions right before acid treatment of a well.

For better understanding of the essence of the proposed CT protection method let us consider the technological process of CT production. Rolled metal sheet is cut into strips of required width, which are welded end to end into a long ribbon. After that the ribbon passes a rolling mill where a number of rolls form a tube. Inert gas forge welding is used to join the ribbon edges together. CT has a rolled weld seam longwise. On the tube's outer surface the weld has the form of hardened metal, which is mechanically removed. At the same time the weld remains on the inner surface of a tube in the form of a small edge. All the surface imperfections and roughness allowed by a standard play a positive role when making a protective coating as they increase mechanical adhesion between organic material and metal.

CT uncoiling and further coiling leads to alternating stress of tube metal. Acid solutions (electrolytes), that

и шероховатости, допустимые стандартом, играют положительную роль при организации защитного покрытия, увеличивая механическое сцепление органического материала с металлом.

Разматывание ГТ с барабана колтюбинговой установки и последующая намотка приводит трубный металл к знакопеременному напряженному состоянию. Растворы кислот (электролиты), ускоряющие коррозионные процессы, держат металлическое изделие в «напряженном» состоянии, снижая ресурс гибкой трубы. Суспензии, образующиеся от разрушенной породы в виде мелкодисперсных тел, действуют как абразивный материал в движущемся потоке, способствуя дополнительному механическому износу ГТ с внешней стороны.

Даже небольшое увеличение эксплуатационного срока трубы при применении агрессивных кислот является положительным мероприятием с экономической точки зрения. Расчет показывает, что увеличение количества технологических процессов хотя бы на одну скважино-операцию при использовании кислот, их смесей и композиций окупает все затраты по внедрению одного технологического способа защиты металла ГТ (согласно патенту Украины № 61355 от 11.07.2011).

Способ защиты внутренней поверхности ГТ легко и с минимальными затратами осуществим в промышленных условиях перед проведением запланированной технологической скважино-операции. Более целесообразно доставить колтюбинговую установку с защищенной внутренней поверхностью и уже готовой к спуско-подъемным операциям. Предлагаемый способ защиты ГТ возможно проводить непосредственно на узле намотки, на отведенной территории парковки промышленных передвижных мобильных средств или на открытой площадке, позволяющей размещение колтюбинговой установки, промышленного насосного агрегата, компрессора, емкости с растворителем и свободной, предпочтительно, автобензовоза.

Простота изготовления элементов, из которых собирают систему для проведения технологии по предлагаемому способу, наглядно видна из рисунков 1–5.

**Напорный рукав** (рисунок 1) состоит из быстросъемного соединения к ГТ (1), половина которого находится на одном конце ГТ, на другом конце – вторая половина (2), соединенная с боковым патрубком (рисунок 5), накидной гайки (3), крепежа быстросъемного соединения с поворотным выступом (4), гибкого

accelerate corrosion processes, keep metal under stress reducing lifetime of a coiled tube. Suspended matter containing fine rock particles acts as an abrasive material in the fluid stream leading to additional mechanical wear of the CT's outer surface.

Even slight increase of CT lifetime when using aggressive acids proves to be economically feasible. Computations show that the increase of the number of technological operations performed by the CT at least by one job when using acids, their mixtures and compositions will repay all the expenditures on introduction of one technological method of CT metal protection (according to Ukrainian patent No. 61355 of July 11, 2011).

The method of CT inner surface protection can be easily and with minimum costs applied in the field right before a scheduled job performance. But it is more reasonable to deliver to a site a coiled tubing unit with already protected inner surface, prepared for tripping. The proposed CT protection method can be applied at the CT reel on the territory of the mobile units' parking lot or on any other open site that is able to house CT unit, field pumping unit, compressor, a tank with solvent and an empty tank, preferably fuel tank truck.

Figures 1 to 5 show you the simplicity of the components of the system used for CT protection.

**Pressure hose** (Figure 1) consists of a quick CT coupler (1), half of which is put on one end of CT and the other half on the other CT end (2), connected to the side nipple (Figure 5), coupling nut (3), quick coupling fastener with rotating ledge (4), high-pressure flexible gasoline-resistant hose (5) (armored) hermetically connected to the coupling pipes by a clamp (6) or lashing.

**Drainage hose** (Figure 2) consists of the reciprocal quick coupler of the other CT end (1), conventional gasoline-resistant rubberized fabric hose (5) and end coupling clamp (6) with the fastening ring.

**Displacing ball** (Figure 3) made of vulcanized rubber with the diameter 4 mm less than the CT's inside diameter.

**Displacing "mouse"** (Figure 4) made of the same rubber as the ball with the dimensions specified in the figure.

**T-connector** (Figure 5) is assembled of the T-pipe of the Christmas tree and valves (of oilfield standard) with corresponding sealing elements.

**Basic configuration** (Figure 6) does not require a big site for deployment of a coiled tubing unit (1) with the reeled tube (2), pressure (3) and discharge (4) hoses, pumping unit (5), compressor (6) and fuel tank truck (7). At the same time pumping unit and compressor can be connected to a pipe via a T-connector (8) with valves. Discharge hose with the

бензостойкого рукава (5) высокого давления (армированного), герметически закрепленного с патрубками соединения – хомутом (6) или провололочной скруткой.

**Сливной рукав** (рисунок 2) состоит из ответного быстросъемного соединения другого конца ГТ (1), бензостойкого резиноканевого рукава обычного типа (5) и концевое крепежное хомута (6) с кольцом для крепления.

**Выгалькивающий шар** (рисунок 3) изготовлен из вулканизированной резины диаметром на 4 мм меньше внутреннего диаметра гибкой трубы.

**Вытесняющая «мышка»** (рисунок 4) изготовлена из такой же резины, как и шар с размерами, показанными на рисунке.

**Тройник** (рисунок 5) собирается из тройника фонтанной елки и запорной арматуры нефтяного сортамента с соответствующими герметизирующими элементами.

**Принципиальная схема** (рисунок 6) не требует большой площадки для размещения колтюбинговой установки (1) с ГТ (2), намотанной на барабан, напорного (3) и сливного (4) рукавов, насосного агрегата (5), компрессора (6), автобензозаправщика (7). При этом насосный агрегат и компрессор могут иметь сообщение с трубой через тройник (8) с запорной арматурой. Сливной рукав с крепежным кольцом на конце имеет возможность направления латекса в бункер насоса или в дополнительную емкость (9), являющуюся сборной для латекса, так как его можно использовать для проведения защиты ГТ на других установках, а также повторно, после использования в 3–4 кислотных обработках.

Замеры вязкости дают возможность графического изображения в виде кривой и служат инструментом наглядного типа. Нанесение кривых на одну диаграмму труб с различными диаметрами позволит сократить время получения защитной пленки ГТ.

Адгезия латекса, его взаимодействие с металлом имеет механический характер сцепления, зависящий от шероховатости внутренней поверхности ГТ. Проникновение растворителя в микроскопические углубления и их разветвления с последующим «втягиванием» латекса с изменяющимися параметрами вязкости, в сторону повышения за счет испарения растворителя, образует на внутренней поверхности ГТ достаточно прочную основу всего защитного покрытия.

Растворитель, бензин «Калоша», имеет достаточно высокий коэффициент проникновения в глубины шероховатой

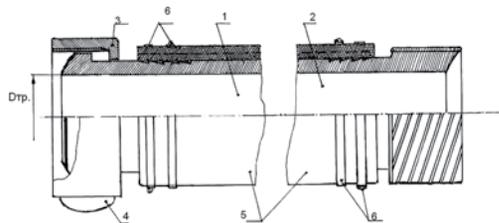


Рисунок 1 – Напорный рукав  
Figure 1 – Pressure hose

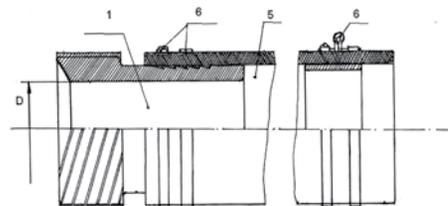


Рисунок 2 – Сливной рукав  
Figure 2 – Discharge hose

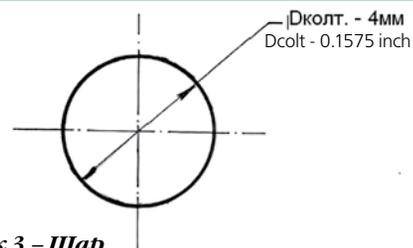


Рисунок 3 – Шар  
Figure 3 – Ball

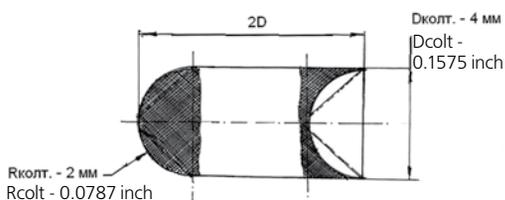


Рисунок 4 – Мышка  
Figure 4 – Mouse

от насосного агрегата / from pumping unit

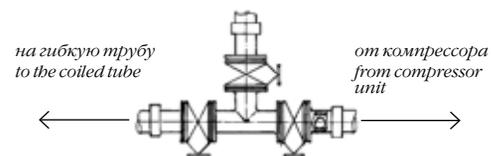


Рисунок 5 – Тройник  
Figure 5 – T-connector

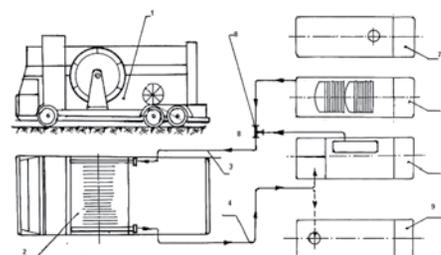


Рисунок 6 – Схема обвязки для выполнения способа  
Figure 6 – Piping configuration

металлической поверхности с возможностью одновременного вытеснения адсорбированного воздуха. Именно этот растворитель натурального каучука является одним из предпочтительных компонентов в получении латекса необходимой концентрации с его интенсивным испарением из системы «бензин – каучук» (латекс).

Одновременное использование бензина «Калоша» и натурального каучука предотвращает контакт металла с агрессивными кислотами и, как следствие, исключает эрозионный износ.

Незначительные колебания толщины покрытия по всей длине ГТ не окажут влияния на технологический процесс при проведении работ в скважине по закачке кислот или их композиций.

Этапы технологии защиты внутренней поверхности ГТ включают ряд последовательных операций с элементами, представленными на общей схеме (рисунок 6).

При сборке тройника, перед соединением трубы для подачи сжатого воздуха от компрессора устанавливают выталкивающий шар или «мышку» из вспененного твердого пенопласта и герметизируют быстросъемное соединение.

Расчетное количество бензина «Калоша» определяют по объему ГТ в зависимости от его диаметра и длины с добавлением 0,1 м<sup>3</sup> к полученному объему. Измельченный натуральный каучук (или гранулированный) рассчитывают по 5 кг на 100 л бензина.

Выполняют следующие последовательные действия:

1. Заполняют бункер насосного агрегата растворителем с одновременной подачей его в ГТ.
2. Проводят циркуляцию по схеме: «бункер – ГТ – бункер» в течение 10 минут на средней скорости агрегата.
3. Периодически, через каждые 5 минут подсыпают в бункер измельченный каучук порциями по 0,5 кг.
4. Контролируют вязкость получаемого латекса с удалением остатков из воронки вискозиметра ВЗ.
5. По мере подсыпания каучука в бункер из вытекающего латекса возможно увеличение вязкости выше допустимой – при этом производят его разбавление до необходимой вязкости.
6. При достижении требуемой вязкости прекращают подачу каучука в бункер. Сливной рукав закрепляют к свободной емкости для сбора латекса.
7. Открывают задвижку подачи сжатого воздуха в тройник и проталкивают латекс в ГТ давлением воздуха.

fastening ring on its end allows putting latex either to the pump tank or to the additional tank (9), which is meant for latex collection as it can be used for CT protection in other units or can be reused after its usage in 3-4 acid treatments.

Viscosity measurements allow for data graphic presentation in the form of a curve and are a vivid instrument. Putting curves on one diagram of tubes with different diameters will allow reducing the time spent for formation of a protective film on a CT.

Latex adhesion and its interaction with metal are of mechanical character and depend on the roughness of the CT inner surface. Solvent penetrates into microscopic cavities and subsequently “draws” the latex in with latex viscosity changing to higher values due to solvent evaporation. As a result, on the CT’s inner surface a rather firm basis for the whole protective coating is formed.

Rubber solvent (Kalosha type gasoline) easily and deeply penetrates into metal’s rough surface with the possibility of simultaneous displacement of the adsorbed air. This particular natural rubber solvent is one of the preferable components to be used to produce required concentrations of latex due to its intense evaporation out of “gasoline-rubber” (latex) system.

Simultaneous use of rubber solvent (Kalosha type gasoline) and natural rubber prevents metal-acid contact and, as a consequence, excludes erosion wear of a tube.

Small variations in coating thickness longwise the coiled tube will not influence the technological process of acid or acid compositions injection into a well.

The CT inner surface protection technology includes a number of consecutive operations containing elements specified in the basic configuration (Figure 6).

When assembling a T-connector before its connection to the pressure hose, it is necessary to install a displacement ball or “mouse” made of solid plastic foam and to seal the quick coupler.

The amount of rubber solvent to be defined based on CT volume depending on its diameter and length. Additional 0.1 m<sup>3</sup> of rubber solvent to be added to the defined solvent volume. The consumption of the fine-cut (or granulated) natural rubber shall be 5 kg of rubber per 100 liters of solvent.

The following consecutive operations to be done:

1. Pumping unit tank to be filled in with the solvent with simultaneous solvent supply to the CT.
2. Tank-CT-tank circulation to be done for 10 minutes at the mean speed of the pumping unit.
3. 0.5 kg of fine-cut rubber to be added to the tank every five minutes.
4. It is necessary to monitor the viscosity of latex and remove latex remains from viscometer filler.

8. После выхода «мышки» в сетчатую ловушку над горловиной емкости увеличивают интенсивность подачи воздуха.

9. Продувают ГТ с одновременным испарением растворителя с покрытия на внутренней поверхности, что приводит к предельному увеличению вязкости и потере текучести. Остатками латекса можно проводить профилактику защитного покрытия через 2–3 технологические скважино-операции с применением кислот, их смесей и композиций. Для профилактики и поддержания рабочего состояния защитного покрытия ГТ следует обильно промыть пресной водой, а затем продуть сжатым воздухом «насухо» (до выравнивания влажности входящего и выходящего воздуха). Только после удаления следов влаги успешность операции гарантируется.

В этом случае из накопительной емкости оставшийся латекс перекачивают в трубу, проводят циркуляцию в течение 10 минут, выдавливают латекс из трубы продувкой сжатым воздухом до восстановления покрытия (достаточное время продувки 30 минут).

Технология защиты ГТ по запатентованному способу безотходная, многократное использование бензина и каучука способствуют экономии реагентов.

При использовании технологии следует строго соблюдать технику безопасности и особенно противопожарные мероприятия.

При использовании латекса в качестве защитной пленки от вредного влияния кислот и композиций следует соблюдать санитарную норму и правила исключения вредного воздействия латекса на организм человека.

Способ защиты внутренней поверхности колтюбинга по своей сути оригинален и легко выполним в любых практических условиях на нефтяных и газовых скважинах. Оригинальность способа заключена в возможности регулирования вязкости латекса до его необходимого состояния, направленного на глубокое проникновение в шероховатости и неровности сварного шва по всей длине трубы. ☉

5. As far as rubber is being added to the tank latex viscosity may increase the maximum allowable level – if it is the case, it is necessary to dilute latex to achieve the necessary viscosity.
6. When the required viscosity is achieved rubber feeding into the tank to be stopped. Discharge hose to be put into the empty tank to collect the latex.
7. Gate valve to be opened to feed the compressed air into the T-connector to squeeze latex into the CT.
8. After the mouse exits the tube and falls into the mesh trap installed above the tank it is necessary to increase the air feed ratio.
9. To blow a CT; solvent will evaporate from the tube's inner surface's coating leading to critical increase of latex viscosity and loss of ability to flow.

Latex remains can be used for preventive treatment of the protective coating after 2–3 jobs when acids or acid compositions were used. In order to prevent damage of CT coating and to keep the coating in good condition it is necessary to wash the CT with large volume of fresh water and subsequently dry it by blowing compressed air (until the humidity of the incoming and outgoing air becomes equal). The success of the operation can be guaranteed only after removal of moisture.

To restore the coating the remaining latex is to be pumped into the tube, circulated for 10 minutes and squeezed out of the CT by compressed air (sufficient blow time is 30 minutes).

The patented technology of CT protection is a waste-free one; multiple use of rubber solvent and rubber promotes chemical agents saving.

Fire safety and accident prevention measures to be strictly observed during technology application.

When using latex as a CT protective coating from harmful impact of acids and acid compositions it is necessary to observe sanitary norms and rules to prevent latex's harmful effect on human health.

The abovementioned method of CT's inner surface protection is an original one and is easily performable under almost all conditions on oil and gas wells. Method's originality lies in the possibility to regulate latex viscosity to achieve the necessary latex state, aimed at deep penetration into the roughness of the weld seam longwise the CT. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Силин, М. А. Разработка метода пассивации поверхности гибких труб с целью снижения их коррозии при кислотных обработках / М. А. Силин [и др.]. // Время колтюбинга. – 2010. № 6 (034). – 52 с.
2. Пат. Украины № 61355 от 11.07.2011. Способ защиты гибкой трубы колтюбинга от повреждений и износа.

# КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

# NOV ASEP Elmar

ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

• Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



«Лёгкий»  
клапан для  
кабеля,  
лубликатор  
и сальник

• Шаровой  
контрольный  
клапан

• Выпускной  
клапан  
• Ловитель  
инструмента

• Секции  
лубликатора

• Ловушка для  
инструмента

• Переходник для  
экспресс-  
испытания

• Лёгкий клапан  
для кабеля

• Устьевой  
переходной  
фланец

• Переходник  
для всасывания



Модуль управления  
"E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан  
для кабеля



Плашка  
конструкции  
Q-Guide™

[www.nov.com/asepelmar](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)



# ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВЕСОК КОЛТЮБИНГА

(на примере компании  
ООО «Трайкан Велл Сервис»)

# SUPERVISION OF COILED TUBING OPERATION AND MAINTENANCE

(based on the example of Trican Well Service)

Х.Б. (Берни) ЛУФТ, профессор, старший технический советник  
С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический инженер, Трайкан Велл Сервис

H.B. (Bernie) LUFT, Professor, Senior Technical Advisor  
S.A. ZAGRANICHNY, Technical Engineer, Trican Well Service

**Н**еобходимость контроля эксплуатации подвески колтюбинга обоснована тем, что гибкая труба является наиболее критичным элементом комплекса колтюбинга, подверженным различным нагрузкам (механический износ, усталость материала, напряжение, давление), и, соответственно, требует повышенного внимания к обслуживанию. Регламент контроля эксплуатации должен быть разработан для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации каждой подвески колтюбинга и минимизации всех видов риска, связанного с износом трубы, вызванным как механическими и производственными факторами, так и факторами внутрискважинной среды. Таким образом, контроль за эксплуатацией гибкой трубы подразумевает контроль качества вновь изготовленных подвесок, мониторинг общего циклического износа, защиту от коррозии, дефектоскопию (неразрушающий контроль), а также профилактическое обслуживание рабочих подвесок колтюбинга. В настоящей статье дан обзор принятой практики по такому контролю на примере компании ООО «Трайкан Велл Сервис» («ТВС»).

## БЕЗОПАСНОСТЬ И УСТАЛОСТНЫЙ ИЗНОС ПОДВЕСКИ КОЛТЮБИНГА

Поскольку гибкая труба является расходным материалом, рассчитанным на ограниченное

**The** necessity of coiled tubing supervision is stipulated by the fact that a coiled tube is the most critical element of the whole coiled tubing system as is prone to various loads (mechanical wear, material fatigue, stress, pressure), and, consequently, requires special attention during maintenance. It is necessary to develop a regulation on operations control to ensure safe and durable operation of a coiled tube and to minimize all types of risk related to tube wear and tear caused by both mechanical and production factors and borehole environment factors. Thus, control over coiled tube operation means quality control over the newly manufactured tubes, overall cyclic wear, corrosion protection, defectoscopy (nondestructive control) as well as preventive maintenance of the operational tubes. This article provides an overview of the accepted practice of tube control in Trican Well Service (TWS).

## SAFETY AND FATIGUE WEAR OF A COILED TUBE

Coiled tube is a consumable designed for the restricted number of plastic bending cycles. That is why it is important to forecast tube's fatigue life to failure, including both bending fatigue and full cycle of tube tripping. Coiled tube's mean time to failure depends on the dimensions (diameter,

количество циклов пластического изгиба, важно уметь прогнозировать усталостную наработку на отказ, включая как гибкостную усталость, так и полный цикл СПО. Нарботка на отказ трубы колтюбинга зависит от размера (диаметр, толщина стенки), марки стали, амплитуды деформации изгиба, кольцевого напряжения (от внутреннего давления), состояния поверхности трубы (шероховатость, механические повреждения) и ухудшения характеристик под воздействием среды (коррозия, хрупкость материала).

Мониторинг усталостной наработки в «ТВС» ведется двумя основными способами: пробег трубы (метраж) и программное моделирование усталости. Пробег трубы – это суммарная длина трубы на спуске в скважину. Данный способ довольно эффективен при условии, что аналогичное оборудование используется для скважин в похожих условиях; он предполагает последовательный непрерывный учет при работах по ремонту скважин или при бурении. Однако наиболее предпочтительным в индустрии методом учета (используемым и в «ТВС») является мониторинг усталостной нагрузки на различных сегментах трубы при помощи специализированного ПО. Существует несколько программ компьютерного контроля эксплуатации колтюбинга. В «ТВС» используется ПО Cerberus. На рисунке 1 приведен график усталостной истории.

Предел 100% на рисунке 1 представляет критическую усталость какого-либо сегмента на всей протяженности трубы, определяемую как возникновение усталостной трещины. ПО Cerberus определяет безопасный рабочий лимит усталости как 80% от усталостного ресурса колтюбинга. Таким образом, обеспечивается дополнительный безопасный запас прочности, предотвращающий появление негерметичности. Однако это может означать всего несколько дополнительных циклов пластического изгиба до образования трещин в стенке, в особенности при высоких давлениях или при повреждениях трубы. Например, для трубы 60,3 мм марки QT80 с цикличностью на изгибе с радиусом 72" и диаметром катушки 96", количество СПО, необходимых для образования усталостной трещины и разрыва при 70 атм равно 178 (текущее значение) и 219 (программное) циклов соответственно. Это означает, что для данной подвески допустимо еще 41 СПО (при отсутствии повреждений и других признаков разрушения трубы), прежде чем образуется усталостная трещина или «свищ». И наоборот, для той же подвески и установки колтюбинга с теми же параметрами, работающей при 420 атм, всего три дополнительных СПО приведут к появлению усталостной трещины от возникновения до разрыва. Очевидно, что усталостная нагрузка на

wall thickness), steel grade, amplitude of bending deformation, hoop stress (as a result of internal pressure), state of tube's surface (roughness, mechanical damage) and performance deterioration under the influence of the environment (corrosion, metal shortness).

In TWS coiled tube's fatigue life to failure is monitored using two main methods: tube's run distance (metreage) and fatigue simulation. Tube's metreage is the overall tube's length run in borehole. This method is quite efficient provided that similar equipment is used for the wells with similar conditions; this method implies consequential continuous record keeping during well workover or drilling jobs. However, fatigue load monitoring on different tube segments with the use of special software is the most preferable method (used by TWS as well). There are different software programs meant for coiled tube's operation control. TWS utilizes Cerberus software. Figure 1 shows fatigue history graph.

100% limit at Figure 1 represents a critical fatigue of any segment throughout the length of the tube, which means occurrence of a fatigue crack. Cerberus software defines a safe working limit as 80% of the coiled tube's fatigue life. Thus, it ensures additional safety margin allowing to prevent seal failure. However, this can mean only several additional plastic bending cycles before a crack appears, especially under high pressures and in case of tube damage. For example, the number of trips of a 60,3-mm QT80 tube with bending cycles radius of 72" and reel diameter of 96" before crack formation and break-down at the pressure of 70 atmospheres



**Рисунок 1 – График усталости гибкой трубы в ПО Cerberus**

**Figure 1 – Coiled tube fatigue chart, Cerberus software**

is 178 (current value) and 219 (software value) respectively. It means that for this particular tube it is acceptable to have 41 more trips (if there is no tube damage or other features of tube wrecking) before a fatigue crack or a wormhole occurs. And, vice versa, for the same tube and CT unit with the same parameters, operating at 420 atmospheres only three additional trips will lead to fatigue fracture formation and breakdown of a tube. It is obvious

подвеску колтюбинга, приведенная на рисунке 1, неравномерно распределена по длине трубы и некоторые ее сегменты приближаются к безопасным рабочим лимитам быстрее, чем другие.

Еще одно наблюдение, основанное на рисунке 1, – наличие различных скачков в записи усталости в местах расположения сварных соединений. С целью учета того, что в местах сварных швов усталостная стойкость ниже, чем у остальной трубы, ПО Cerberus увеличивает скорость усталостного износа в этих местах. Таким образом, максимальный усталостный лимит в 80% от усталостного ресурса пришелся на 4170 м от конца барабана и фактически обусловлен наличием там сварного шва.

Если бы пробег трубы (метраж) был основным критерием усталостного ресурса трубы и ее безопасного применения, то следовало бы предположить, что усталостная нагрузка равномерно распределяется по всей длине трубы, а это, как следует из графика на рисунке 1, очевидно, не так.

### ВЛИЯНИЕ УХУДШЕНИЯ СВОЙСТВ МАТЕРИАЛА НА БЕЗОПАСНЫЙ УСТАЛОСТНЫЙ РЕСУРС ТРУБЫ

Коэффициент запаса прочности в 80%, применяемый ПО Cerberus к усредненному усталостному ресурсу колтюбинга, измеряемому в лаборатории с использованием новых образцов трубы, обеспечивает запас усталостного отказа, связанного с испытаниями, свойствами материала и производственными факторами. Примером этого могут служить изменчивость конкретных результатов испытаний (стандартные отклонения данных), изменения свойств материала трубы и/или геометрические свойства при эксплуатации, увеличение диаметра или выпучивание, неоднородность механических свойств, неизмеряемые и неучитываемые эффекты при теоретическом моделировании усталостной стойкости и т.п. Однако наиболее существенные воздействия ухудшения свойств материала на усталость колтюбинга, такие как механические повреждения и коррозия, в совокупности составляющие 2\3 причин отказа колтюбинга при эксплуатации, следует рассматривать отдельно.

Характеристики поверхностных повреждений выражаются в конкретных критических параметрах, таких как длина, ширина, глубина и направление изъянов, выявленных как в ходе испытаний при перемотке, так и при визуальном осмотре, где метод испытаний при перемотке невозможен. Расчетный коэффициент снижения номинальных параметров затем применяется к остаточному безопасному усталостному ресурсу, смоделированному при помощи программы Cerberus.

## ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВЕСОК КОЛТЮБИНГА

### SUPERVISION OF COILED TUBING OPERATION AND MAINTENANCE

that the fatigue load specified at Figure 1 is not evenly distributed longwise the tube and some of the tube's segments are achieving safe operational limits quicker than others.

Figure 1 also shows fatigue value peaks at the place of weld seams location. Cerberus software increases the rate of fatigue wear on the weld seams taking into account that their fatigue endurance is lower than the fatigue endurance of the rest of the tube. So, the maximum fatigue limit of 80% of the tube's fatigue life fell at 4,170 meters from reel core end and is actually stipulated by the presence of a weld seam at that point.

If tube's run distance (metreage) was the main criterion of the tube's fatigue life and its safe operation, we would assume that fatigue load is evenly distributed throughout the length of the tube, however we see from Figure 1 that it is not the case.

### EFFECT OF MATERIALS' PROPERTIES DETERIORATION ON THE TUBE'S SAFE FATIGUE LIFE

80% safety margin rate, applied by Cerberus software to the tube's average fatigue life measured at a laboratory using samples of new tubes, provides a certain margin in terms of fatigue failure associated with tests, properties of materials and production factors. Variability of specific test results (standard data deviations), alteration of the tube's material properties and/or geometrical properties during operation, diameter enlargement or buckling, inhomogeneity of mechanical properties, non-measurable and unsustainable effects during theoretical simulation of fatigue endurance are the examples of the abovementioned. However, the most significant effects of material properties deterioration like mechanical damage and corrosion which attribute to 2/3 of coiled tubing failure during operation shall be considered separately.

Surface damage features are manifested in such critical parameters as length, width, depth and direction of the defects, detected both during respooling tests and during visual inspection when respooling is impossible. Design coefficient of nominal parameters reduction is then applied to the residual safe fatigue life simulated by Cerberus software.

### PRODUCTION CONTROL OVER THE TUBE'S LIFE

TWS utilizes AradiaCTOperations software – coiled tubing control system located on the web-site

## ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ИСТОРИИ ТРУБЫ

«ТВС» использует программное обеспечение AradiaCTOperations – систему контроля подвесок колтюбинга, размещенное на интернет-портале **www.ctfatigue.com**. Данный ресурс служит для отслеживания статуса и истории всех подвесок колтюбинга «ТВС», задействованных в производстве по всему миру. Данная система недавно была введена в обращение в РФ. Она предоставляет онлайн-анализ текущего состояния гибких труб, историю профилактического обслуживания (инспекция при перемотке трубы, ремонт и модификации трубы), а также множество других функций контроля, таких как анализ рабочих данных, планирование, распределение, списание и отчет после операции.

Пример одного из рабочих экранов приведен на рисунке 2. На рисунке приведены рабочие данные по трубе 44,5 мм марки GT90. На экране отображаются максимальная усталостная выработка (по расчетам Cerberus), а также общий пробег 207,059 м при выработке усталостного ресурса 55% на момент списания данной подвески.

## ДЕФЕКТОСКОПИЯ (НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ) И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Перед каждой операцией на скважине «ТВС» производит гидростатическое испытание подвесок колтюбинга, как новых, так и с пробегом. Для новых подвесок гидростатическое испытание проводится в течение 15 мин на таком уровне, чтобы максимальное совокупное напряжение Вон Майса на внутреннем диаметре было равно 90% МППМ (минимальному пределу прочности материала), основанному на номинальном наружном диаметре и минимальной толщине стенок для каждой марки стали гибкой трубы. (МППМ для марки 90, например, будет равен 90,000 psi). Для гибкой трубы с пробегом «ТВС» следует рекомендовать в промышленности рекомендациям (IRP 21), разработанным в Канаде. В рамках данных рекомендаций давление опрессовки должно соответствовать меньшему из следующих двух: расчетное устьевое давление либо 110% максимального ожидаемого избыточного давления на устье.

Помимо следования правилам IRP 21, регламент «ТВС» предусматривает учет истончения стенок по причине коррозии или механических повреждений, таких как износ или эрозия, поскольку давление, на которое рассчитана гибкая труба, зависит от минимальной толщины стенки. Постоянно отслеживаются признаки механического, коррозионного и других повреждений трубы, а также ухудшений свойств материала перед работой и на протяжении всей операции с колтюбингом. При визуальном обнаружении дефекта проводится более тщательная проверка, включающая в себя: ►

**www.ctfatigue.com**. This web-site is meant for tracking the status and history of all the coiled tubes operating worldwide. This system has recently been put into practice in Russia. This system provides on-line analysis of coiled tube state, preventive maintenance (inspection during tube re spooling, repair works, tube modifications) and many other control functions such as operational data analysis, planning, distribution, decommissioning and after-job reports.

Figure 2 shows one of the software screenshots. The figure shows operational data for 44.5-mm GT90 tube. The screen depicts maximum fatigue (according to Cerberus), and the total run distance – 207,059 m with 55% fatigue at the moment of tube decommissioning.

## ДЕФЕКТОСКОПИЯ (НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ) И ЛЕКАТОТНОСТЬ

Prior to any job on a well TWS conducts hydrostatic testing of coiled tubes, both new and used ones. For new tubes hydrostatic tests are conducted within 15 minutes at a level so that the total Von Mises tension on the inner diameter equals to 90% of SMYS (specified minimum yield strength), based on nominal outer diameter and minimum wall thickness for each steel grade of a coiled tube. (SMYS for grade 90, for example, will be 90,000 psi). As for the used coiled tubes, TWS follows the recommended practices (IRP 21) developed in Canada. Within the framework of such recommended practices proof-test pressure



**Рисунок 2 – Интернет-страница с отчетом о работе AradiaCTOperations**  
**Figure 2 – Web page with AradiaCTOperations report**

shall correspond to the lesser of the following two: design wellhead pressure or 110% of the maximum expected excessive wellhead pressure.

Besides implementation of IRP 21 rules, TWS's regulation provides for taking into account tube's wall thinning due to corrosion or mechanical ►

- измерение минимального и максимального наружного диаметров;
- расчет среднего диаметра и овальности трубы, основанный на вышеупомянутых замерах;
- измерение максимальной глубины конкретного повреждения;
- микросъемка деталей повреждения.

Измерения сопоставляются с ограничениями по эксплуатации компании «ТВС», приведенными ниже. Общее правило в зависимости от видов проведенных работ – подвеска, достигшая от 150 000 м до 200 000 м пробега, подвергается тщательной проверке и при возможности – испытаниям с привлечением подрядной организации и проведением инспекции трубы при перемотке, с целью определения дополнительного ресурса. Что касается новой или б/у трубы, хранившейся на открытом воздухе в течение продолжительного времени, в особенности неподалеку от моря, ее подвергают проверке на предмет признаков коррозии вследствие хранения и оценивают ее эксплуатационную пригодность.

### ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ГЕОМЕТРИИ ТРУБЫ

Эксплуатационные ограничения для гибких труб, находящихся в работе, обычно находятся в соответствии с промышленными стандартами и рекомендованным регламентом, такими как уже упоминавшиеся IRP 21.

Подвеска колтюбинга считается непригодной для операции на скважине, если есть какие-либо из следующих изменений геометрии одной из секций трубы:

- Увеличенный наружный диаметр: раздутие или расширение наружного диаметра более чем на 5%.
- Овальность: овальность или некруглость превышает 5%.
- Потери в толщине стенок: потеря средней толщины стенки (ТС) превышает на 10% номинальную ТС. Локальная потеря ТС после шлиф-ремонта оценивается, и трубе присваивается коэффициент снижения номинальных параметров, при этом необязательно изъятие из эксплуатации.
- Глубина коррозионной язвы: максимальная глубина превосходит 5% локального замера ТС.
- Трещины: не допускаются (ни наружные, ни внутренние).
- Гибкая труба и зазор в герметизаторе: внутренний зазор между максимальным Øн и минимальным Øвн в герметизаторе – менее 0,05 см.

### СПИСАНИЕ ПОДВЕСКИ КОЛТЮБИНГА

Независимо от эксплуатационных ограничений по геометрии, описанных выше, решение о полном

## ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВЕСОК КОЛТЮБИНГА

### SUPERVISION OF COILED TUBING OPERATION AND MAINTENANCE

damage such as wear or erosion, since the pressure, coiled tube is designed for, depends on minimum wall thickness. Prior to the job and during job performance TWS continuously tracks the signs of mechanical, corrosion and other types of tube's damage, as well as deterioration of materials' properties. If defects are visually detected we conduct a more thorough inspection that includes:

- measurement of the maximum and minimum outer diameters;
- computation of a mean diameter and tube ovality based on the abovementioned measurements;
- measurement of the maximum depth of the specific defect;
- microphotography of the defect details.

The measurements are then compared to TWS's operating limits, mentioned below. We apply a general rule depending on the type of jobs performed – coiled tube with the run distance from 150,000 to 200,000 meters is submitted to thorough examination, and, if possible, to tests (engaging contractors) and inspection during repooling process in order to identify additional tube resource. As for the new or used tubes that were stored in the open air for a long time, especially not far from sea, they are subject to inspection to detect corrosion signs resulting from storage, and operational ability of such tubes is assessed.

### OPERATIONAL LIMITATIONS IN TERMS OF TUBE GEOMETRY

Limitations for the operational coiled tubes are usually in line with the industrial standards and recommended regulations such as the abovementioned IRP 21 regulation.

Coiled tube is recognized unsuitable for operation if it has one of the following geometry changes of one of its sections:

- Enlarged outer diameter: buckling or more than 5% enlargement of the outer diameter.
- Ovality: more than 5% ovality.
- Wall thinning: reduction of the average wall thickness by more than 10% of the nominal wall thickness. Local reduction of wall thickness after repair by grinding is evaluated and the tube is assigned a derating factor, which does not necessarily mean withdrawing from service.
- Corrosion pit depth: maximum depth is more than 5% of the locally measured wall thickness.
- Cracks: not allowed (neither external nor internal).
- Coiled tube and sealer clearance: internal

изъятии подвески колтюбинга из эксплуатации определяется остаточным усталостным ресурсом в соответствии с компьютерной записью и историей подвески, отслеживаемой программой контроля трубы AradiaCTOperations. Опыт показывает, что редкая подвеска колтюбинга служит до полной выработки усталостного ресурса, так как невозможно избежать повреждений, коррозии и других разрушающих факторов, действующих на трубу в течение всего срока эксплуатации.

Как уже отмечалось, основной фактор необходимости проверки гибкой трубы – достижение ею 150 000 м пробега. Однако, как показано на рисунке 2, подвеска может существенно превысить данную цифру, не достигнув при этом критического эксплуатационного лимита. Для увеличения срока службы трубы возможно укорачивание концевой секции трубы для смещения усталостного износа на другую, менее подвергнувшуюся пластическому износу, секцию трубы. Независимо от остаточного усталостного ресурса, подвеска может быть изъята из эксплуатации при определенных условиях, представляющих высокий риск отказа, таких как при работе с сероводородом.

## ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Труба подвержена множеству различных воздействий, как химических, так и со стороны среды, если не принимаются соответствующие меры защиты. В среднем по индустрии на долю коррозии выпадает 30–50% всех отказов трубы. При этом коррозия необратима. Если она образовалась, ликвидировать полностью ее последствия практически невозможно. В «ТВС» имеются процедуры «продувки» коррозионных жидкостей азотом, гашения после кислотных работ, противотрещинный ингибитор для сероводородной среды (воздействие жидкого сероводорода ( $H_2S$ ) и защиты от коррозии во время хранения или транспортировки морем.

Для внутреннего ингибирования объем ингибитора размещают между двумя пачками пены и прокачивают по гибкой трубе азотом, чтобы распределить равномерный слой ингибитора по внутренней поверхности трубы. Затем, после закачки азота, оба конца гибкой трубы герметизируют при давлении несколько выше атмосферного.

## РЕМОНТ ПОДВЕСКИ КОЛТЮБИНГА

В материалах 10-го заседания Европейского круглого стола по колтюбингу и внутрискважинным работам 10–16 ноября 2004 г. была опубликована процедура «Устранение дефектов на поверхности колтюбинга», принятая в «ТВС» в качестве стандартного метода устранения

clearance between the maximum outer diameter and minimum inner diameter in the sealer – less than 0.05 cm.

## COILED TUBE DISPOSAL

Regardless of the abovementioned operational limitations in terms of geometry, the decision on tube's full withdrawal from operation is stipulated by the residual fatigue life in accordance with the computer record and tube history traced by AradiaCTOperations. Experience shows that hardly any coiled tube operates to the very end of its fatigue life, as it is impossible to avoid damage, corrosion and other destructive factors affecting the tube throughout its operation life.

As it has already been mentioned, when a coiled tube's run distance reaches 150,000 meters it is necessary to inspect the tube. However, as Figure 2 shows, a coiled tube may run much more than 150,000 meters without reaching its critical operations limit. To prolong the tube's operating life it is possible to shorten its end section in order to move the fatigue wear to another tube's section, which was subject to plastic wear to a lesser extent. Regardless of its residual fatigue life, the tube can be withdrawn from operation under conditions posing high failure risk, such as operation in  $H_2S$  environment.

## CORROSION PROTECTION

Coiled tube is prone to different impacts – both chemical ones and impacts of the environment the tube operates in. On average 30 to 50% of all the tube failures are attributable to corrosion. Corrosion is an irreversible process, so if it occurs you are never able to fully eliminate its consequences. In TWS we do the following corrosion protection procedures: corrosive liquids displacement with the use of nitrogen, acid neutralization after acid treatment jobs, application of an anti-crack inhibitor for  $H_2S$  environment (this inhibitor prevents impact of liquid  $H_2S$  and protects from corrosion during coiled tube storage and transportation by sea).

For internal inhibition we put a certain amount of inhibitor between two packs of foam and pump it through the coiled tube with the use of nitrogen to evenly distribute the inhibitor on the tube's inner surface. Then, after pumping the nitrogen in, both ends of the coiled tube are sealed at the pressure slightly above the atmospheric one.

## COILED TUBE REPAIR

The proceedings of the 10th European Coiled Tubing and Well Intervention Round Table, held on November 10–16, 2004, contained a procedure titled "Repair of Defects on the Coiled Tube's Surface". This procedure is applied by TWS (when

наружных поверхностных дефектов и применяемая по мере необходимости. Последняя версия ПО FlexofTU позволяет спрогнозировать общее усталостное восстановление в результате шлиф-ремонта в соответствии с данной процедурой.

Проводились различные исследования по ремонту колтюбинга при помощи сварки с использованием швов встык и кольцевых швов. Как правило, усталостная стойкость стыковых и кольцевых швов составляет 25–40% от стойкости трубы без швов, если швы были результатом дуговой сварки вручную. Помимо мониторинга усталостной стойкости при помощи ПО Cerberus, стыковой шов можно изъять из трубы и сварить ее заново после нескольких СПО (от 10 до 20) в зависимости от особенностей конкретных работ. Предположим, что высококачественная дуговая сварка дает 40% от базового усталостного ресурса, понятно, что ремонт гибкой трубы, требующий шлифовки материала на глубину 35% толщины стенки и более, лучше осуществлять при помощи стыковой/кольцевой сварки.

Зачастую последний метод предпочтительнее, особенно в случае многочисленных повреждений, когда шлиф-ремонт непрактичен.

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ПРИГОДНОСТИ ГИБКОЙ ТРУБЫ

«ТВС» предпринимает постоянные усилия по улучшению программы минимизации риска отказа и увеличения сроков эксплуатации подвески колтюбинга. В качестве примера приведем следующие исследования и разработки, а также аналогичные проекты, проводимые в данное время или находящиеся на рассмотрении:

- Установка и использование аппарата пластической усталости (АПУ): мониторинг эксплуатации колтюбинга, дополнительные испытания на предмет дефектов и повреждений, усталостные характеристики стыковых/кольцевых сварных швов, исследования и разработки инструментов для колтюбинга.
- Программа мониторинга: подразумевает проверку образцов рабочих подвесок колтюбинга, предоставляемых с производственных участков, оценку их эксплуатационной пригодности, включая АПУ действительных дефектов и повреждений испытываемой трубы.
- Мониторинг в режиме реального времени наружного диаметра, овальности и ТС для критических и высокопрофильных работ.
- Подготовка Атласа повреждений гибкой трубы для производственного персонала.
- Испытания усталости образцов, изъятых из списанных подвесок, с целью оценки остаточного усталостного ресурса. ☉

### ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВЕСОК КОЛТЮБИНГА

#### SUPERVISION OF COILED TUBING OPERATION AND MAINTENANCE

needed) as a standard method of repairing external surface defects. The latest version of FlexofTU software allows forecasting total fatigue recovery as a result of repair by grinding in accordance with the mentioned procedure.

We conducted different research in the field of coiled tubing repair using butt welding and circular welding. If manual arch welding is applied, fatigue life of such butt and circular welds is usually 25–40% of the fatigue life of a tube without welds. Besides fatigue endurance monitoring with the use of Cerberus software, it is possible to cut the butt weld out of the tube and weld the tube again after several trips (10 to 20) depending on the peculiarities of the jobs it performed. Let's suppose that high-quality arch welding provides 40% of the base fatigue life of a tube. It is quite clear that coiled tube repair that requires grinding the material to the depth of 35% of the wall thickness and more is better to be done by means of butt/circular welding.

The latter method is more preferable, especially in case of numerous defects, when grinding is not practical.

#### IMPROVING CONTROL OVER COILED TUBE'S OPERATIONAL ABILITY

TWS makes continuous efforts to improve its program aimed at failure risk minimization and prolongation of a coiled tube's operational life. As an illustration of the abovementioned, below we mention our research and developments as well as similar projects being currently implemented or being under consideration:

- Installation and utilization of a plastic fatigue device: coiled tubing operations monitoring, additional tests with a view to defects and damages, fatigue characteristics of butt/circular welds, research and development of tools for coiled tubing.
- Monitoring program: includes examination of the samples of operational coiled tubes from the sites, assessment of their operational ability including (plastic fatigue device) assessment of actual defects of the tested tube.
- Real-time monitoring of the tube's outer diameter, ovality and wall thickness for critical and very special jobs.
- Preparation of Coiled Tube Defect Atlas for the operating personnel.
- Testing the fatigue of the samples of disposed coiled tubes in order to assess their residual fatigue life. ☉

**ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»**



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

- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- 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)

# Комплексный подход к интенсификации добычи газа из низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ

## Comprehensive Approach to Production Stimulation of Cold Heterogeneous Carbonate Formation Using Coiled Tubing

В.И. ДНИСТРЯНСКИЙ, А.Н. МОКШАЕВ, О.М. БОГАТЫРЕВ, Р.Ф. ИЛЬГИЛЬДИН, ООО «Газпром добыча Оренбург»  
Р.Э. КАЮМОВ, М.А. ЛОБОВ, К.В. БУРДИН, Шлюмберже

V.I. DNISTRYANSKY, A.N. MOKSHAЕV, O.M. BOGATYREV, R.F. ILGILDIN, Gazprom dobycha Orenburg  
R.E. KAYUMOV, M.A. LOBOV, K.V. BURDIN, Schlumberger

**В** данной статье рассматривается опыт применения технологий компании «Шлюмберже» в области интенсификации добычи на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ). Были проведены три матричные кислотные обработки пласта с помощью установки ГНКТ и следующих технологий компании «Шлюмберже»: VDA\*, OilSEEKER\*, SXE\* и FoamMAT\*.

ОНГКМ является крупнейшим месторождением в Оренбургской области, его промышленная эксплуатация начата в 1974 году. В 1979 году месторождение было выведено на максимальный объем добычи и удерживалось на этом уровне до 1984 года. С 1985 года месторождение вступило в стадию падающей добычи. Основная газоконденсатная залежь приурочена к карбонатной толще артинско-среднекаменноугольного возраста, сложенной известняками с прослоями доломитов. Глубина залегания залежи – 1350–1900 м, мощность от 275 до 525 м. Газовая залежь на значительной площади контактирует с достаточно активным водонапорным бассейном. Текущее пластовое давление составляет всего 30% от начального, пластовая температура 27–31 °С. В разрезе основной залежи выделяются три эксплуатационных объекта, характеризующихся различными коллекторскими свойствами (таблица 1). Продуктивная толща представлена чрезвычайно сложным чередованием пористых, порово-кавернозных, трещинных и плотных известняков.

**Т**his article shows the first experience of using Schlumberger technologies for production stimulation on Orenburg oil-gas-condensate field (ONGKM). 3 matrix acidizing treatments via Coiled tubing were successfully performed using several technologies: VDA\*, OilSEEKER\*, SXE\*, FoamMAT\*.

ONGKM is a biggest field in Orenburg region, field was started to operate in 1974. Maximum production was achieved in period from 1979 to 1984. Since 1985 production of the field started to decline. The main gas-condensate formation confined to carbonate layer of artinsko-srednekaemnougolny geological age which consist of limestone with dolomite interlayers. Reservoir TVD is 1350–1900 m with gross height between 275 to 525 m and low BHST (30 deg.C). Gas saturated layer is in contact with active aquifer. Formation itself consists of 3 sublayers with different reservoir properties called Object I, II and III (Table 1). Productive layer consists of porous, porous-vuggy, fissured and tight sublayers. The worst reservoir properties have an object I. Better reservoir properties is a characteristic features of object II and III which are porous fissured formations. Particularly, they have zones with extremely high permeability (several hundreds of mD). All 3 objects mentioned below are differ as well according to production, usually production of object II and III is several times higher in comparison with object I. So, during production there is a different process of drain

Наихудшими коллекторскими свойствами отличаются отложения первого объекта. Значительно лучшие коллекторские свойства имеют известняки второго и третьего объектов, которые являются порово-трещиноватыми коллекторами. В частности, в них встречаются пропластки с проницаемостью в сотни миллиарды, в то время как в первом объекте такие пропластки отсутствуют. Указанные объекты резко отличаются по продуктивной характеристике – средний дебит скважин по первому объекту обычно на один-два порядка ниже дебитов по второму и третьему объектам. В связи с этим при одновременном вскрытии всех объектов они дренируются в разной степени, пластовое давление по второму и третьему объектам ниже, чем по первому. Третий объект повсеместно выходит на ГЖК. Наблюдается избирательное обводнение по пластам второго и третьего объектов, в первом объекте существенных водопоявлений практически не отмечено. Третий эксплуатационный объект на большей части месторождения изолирован по причине прорыва воды.

В целях повышения извлечения углеводородного сырья на ОНГКМ на поздней стадии разработки применяются различные виды работ по интенсификации притока скважин. Однако успешность данных работ, выполняемых традиционными методами, недостаточно высока, к тому же наметилась тенденция к ее снижению.

for these sublayers and as a result formation pressure for object I higher rather than for object II and III. Object II is significantly depleted and object III is not producing on most part of the field due to water break through.

In order to improve hydrocarbon recovery on ONGKM field different production stimulation methods are applied. However, success ratio of conventional matrix acidizing treatments is quite low. There are several reasons of that:

1. Formation heterogeneity, which is demanded to use special acid diverting systems which in turn allowed to treat the well uniformly despite of heterogeneity presence. The regular acidizing allow all acid to be pumped into the most drained and permeable strikes while porous low permeable upper zones left untreated.
2. Unoriginal approach to acidizing treatments without taking into account specific character for each well individually.
3. Depleted reservoir pressure, which is not allowed to fully cleanup the well after matrix acidizing treatment.
4. Water breakthrough for high permeable strikes in objects II and III. Regular acid treatments lead to increase communication with water. Selective diverters which are able to temporarily block water saturated layers need to be applied for this circumstance.

**Таблица 1 – Характеристика эксплуатационных объектов ОНГКМ**  
**Table 1 – Formation properties**

Эксплуатационный объект Sublayer	Средняя глубина залегания, м Sublayer TVD, m	К, мД Permeability, mD	m, % Porosity, %	Характеристика коллектора Sublayer properties	Тип коллектора Reservoir type
I	1350–1470	3,6	13	Характерная тонкопоровая структура порового пространства, повышенная нефтенасыщенность, сульфатизация и доломитизация пород. Thin porous structure of entire sublayer; high oil saturation, rock sulphatization and dolomitization.	Преимущественно поровый Porous
II	1470–1630	14,9	12,8	Верхняя часть объекта II представлена чередованием коллекторов порового типа с плотными известняками. Отложения нижней части второго объекта характеризуются повышенной кавернозностью, а также содержанием в разрезе мало мощных прослоев коллекторов с массивно-рыхлой или плитчатой текстурой. Наблюдаются многочисленные трещины различной направленности, раскрытости и густоты. Upper part of object II represented by alternation of porous and porous-fissured tight limestone formation types. Depositions of low part of the object II partially have high cavernosity as well as presence of thin interlayers with massive bulky or tabular geological texture. A lot of differently directed fissures occurred.	Поровый, порово-трещинный, трещинный Porous, porous fissured, fissured
III	1630–1830	21,2	11,4	Представлен более и менее частым чередованием плотных и пористых известняков. Каждый укрупненный пласт представляет собой интервал разреза средней мощностью от 5 м до 30 м, образованный совокупностью различного числа пористых и плотных пластов. Object III represented by more frequent alternation of tight and bulky porous limestone. Every interlayer with gross height of 5 to 30 m represented by number of porous and tight interlayers.	Поровый, порово-трещинный, трещинный Porous, porous fissured, fissured

Среди причин низкой эффективности проведения кислотных обработок можно выделить следующие:

1. Сложное геологическое строение пласта, требующее обязательного применения специальных кислотных отклонителей, позволяющих равномерно обработать пропластки с разными коллекторскими свойствами. Поскольку при проведении кислотных обработок происходит поглощение всего закачанного объема кислоты наиболее проницаемыми, раздренированными пропластками, оставляя необработанными вышележащие низкопроницаемые пласты.
2. Шаблонный подход к проведению обработок, не учитывающий специфику скважин.
3. Аномально низкое пластовое давление, не позволяющее в полном объеме извлечь жидкость обработки и продукты реакции в процессе освоения скважины.
4. Прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам второго и третьего объектов. Кислотные обработки на обводненных скважинах приводят в лучшем случае к расширению водопроводящих каналов, пор и трещин. Данное обстоятельство требует применения селективных отклонителей, способных блокировать водонасыщенные интервалы.
5. Повреждение призабойной зоны пласта значительными объемами жидкости глушения, которые затем практически невозможно оттуда извлечь.
6. Повреждение призабойной зоны осадками с растворенным железом, смываемым с НКТ жидкостями обработки.

Основной сложностью при проведении кислотных обработок на ОНГКМ является селективная обработка первого объекта и одновременная блокада поглощающих зон (второй и третий объекты). При этом существующие ограничения по внутреннему диаметру внутрискважинного оборудования не позволяют использовать механические отклонители и надувные пакеры на ГНКТ. Отработка продуктов реакции и освоение скважины также является серьезной задачей ввиду низкого пластового давления и должна быть принята во внимание при выборе технологий.

Для повышения эффективности операций по интенсификации притока был предложен комплексный подход с применением нескольких продуктов компании «Шлюмберже» и их размещением в скважине через ГНКТ с учетом специфики каждой скважины.

Первой под обработку с применением технологий компании «Шлюмберже» была выбрана горизонтальная скважина X55, представленная открытым стволом. Длина горизонтальной секции 600 м. Угол наклона скважины в интервале открытого ствола составляет 82 градуса, скважина вскрывает первый и второй эксплуатационные объекты.

5. Formation damage due to using of killing fluid which cannot fully cleanup from the well.
6. Formation damage due to iron particles flushed away by treating fluid from tubing.

So the main challenge related to matrix acidizing on ONGKM is to provide uniform stimulation by means of temporary block thief zones II, III and stimulate object I simultaneously. At the same time existing wellbore equipment does not allow to run inflatable packers or other mechanical diverters with CT due to tubing ID restrictions. Well kicking-off process and well cleanup after treatment are also very important tasks for wells with significantly depleted reservoir pressure and have to be taken into account during technology selection process.

In order to improve efficiency of matrix acidizing treatments new integrated stimulation approach was applied including several Schlumberger technologies along with CT placement technique.

1st treatment was performed on horizontal well X55 with 600 m of openhole section. Deviation angle of openhole section is 82 deg, there are 2 sublayers: object I and II.

As far as offset wells are producing some water decision was made to use selective diverter OilSEEKER\* before main acid treatment to prevent water saturated layers to be treated. OilSEEKER\* is a water based viscoelastic surfactant and initially has high dynamic viscosity (up to 10 000 cP) and during matrix acidizing treatment it selectively block water zone, and vice versa in hydrocarbon saturated sublayers OilSEEKER\* viscosity is decreasing up to water viscosity. So, there is no opportunity for acid to stimulate these water saturated sublayers and this technology provide redirection of acid from water saturated sublayers to hydrocarbon saturated sublayers (Figure 1). As a result producing formations uniformly stimulated involving new sublayers and water saturated sublayers temporarily blocked during treatment.

As far as we were pumping via 1.5" CT we are dealing with pump rate limitation due to high friction inside CT, as a result modeling using StimCADE software showed us that only face dissolution will occurred for this well with long production interval when pumping HCL with 0.15 m<sup>3</sup>/min pumping rate. For deeper wormholes penetration decision was made to use Super X Emulsion (SXE\*) as main treating fluid due to its high retardation effect (14–19 times higher than normal HCL). Retardation effect is provided due to acid is a inner part of mixed emulsion and it is not spending instantly during treatment. So due to this retardation effect the length of wormholes are significantly increased even with less pumping rate.

In order to provide uniform stimulation of long production interval there is need to use effective diversion agent. For this purpose non-polymeric viscoelastic diverting acid (VDA\*) was applied.

Поскольку ряд соседних скважин работают с выносом пластовой воды, было решено использовать селективный отклонитель OilSEEKER\* перед закачкой кислотных составов в скважину. OilSEEKER\* – это высоковязкая бескислотная жидкость на основе ПАВ. В водонасыщенных пропластках в течение нескольких минут OilSEEKER\* набирает значительную динамическую вязкость на сдвиг, достигающую до 10 000 сП, а в пластах, содержащих углеводород, вязкость, наоборот, падает до 1 сП. Таким образом, последующие порции кислоты не проникают в водонасыщенные интервалы и селективно отклоняются в коллекторы с углеводородным насыщением (рисунок 1), в результате чего продуктивные участки равномерно обрабатываются кислотными составами, вовлекая новые пропластки, а водонасыщенные участки остаются временно заблокированными для проникновения кислоты.

Поскольку скорость закачки через ГНКТ диаметром 38,1 мм ограничена ввиду больших потерь давления на трение, моделирование обработки в программном комплексе StimCADE\* показало, что при закачке HCl со скоростью 0,15 м<sup>3</sup>/мин в скважину с большим обрабатываемым интервалом будет происходить только поверхностное растворение породы без образования высокопроницаемых каналов. Для улучшения эффективности обработки было решено в качестве основной жидкости использовать эмульгированную кислоту с высокой степенью задержки реакции SXE\*. Поскольку кислота является внутренней фазой эмульсии, то она не сразу вступает в контакт с породой, благодаря чему достигается задержка реакции в 14–19 раз по сравнению с обычной HCl, это позволяет образовывать высокопроводимые каналы значительной длины даже при небольшой скорости закачки.

Для равномерной обработки всего продуктивного интервала необходимо применение эффективного отклоняющего агента. С этой целью в качестве основного отклонителя применили самоотклоняющуюся кислотную систему VDA\* – бесполимерный отклонитель на основе ПАВ. При закачке в скважину VDA\* имеет вязкость, сопоставимую с вязкостью воды (рисунок 2а). В пластовых условиях, по мере реагирования соляной кислоты, входящей в состав этой системы, происходит набор вязкости до 200–250 сП и временная закупорка созданных VDA\* каналов (рисунок 2б). Таким образом, следующая порция кислоты направляется в другие, ранее не

Initially SXE\* has low viscosity like water (Figure 2a). At reservoir conditions while the acid spends, the fluid viscosity is gaining up to 200–250 cP that is temporarily block stimulated channels (Figure 2b) and redirected flow to less permeable un-stimulated before zones. After treatment VDA\* break down by hydrocarbons. Also for better well cleanup after treatment VDA\* was foamed with nitrogen and pumped via coiled tubing.

So, integrated matrix acidizing treatment for well X55 was consist of several stages: OilSEEKER\* was pumped at the beginning then SXE\* and foamed VDA\* stages were alternated and placed with coiled tubing providing additional mechanical diversion along entire production interval.

Well X39(deviated) and X47(vertical) have chosen for 2nd and 3rd treatment. Both wells are cased hole, object I and II are perforated, net pay is 38 m and 55 m accordingly.

There several changes related to less production interval of both wells were made in design in comparison with horizontal well treatment (well X55). First of all, FoamMAT\* technology was used as a

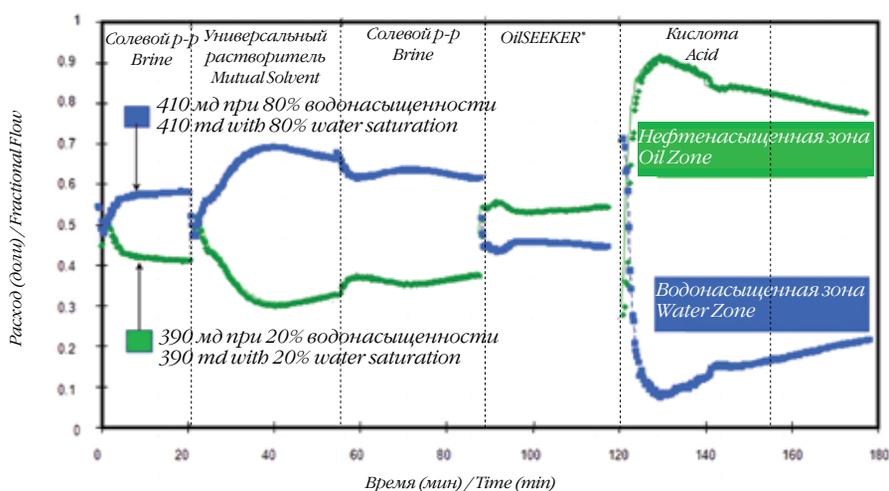


Рисунок 1 – Лабораторный тест системы OilSEEKER\* на керне  
Figure 1 – Core lab test of OilSEEKER\* system

diverter. FoamMAT\* service is one of the most applicable technologies which allow foam to be generated in the matrix and plug the pore spaces. This causes temporarily plugging of the acid-etched channels and allows acidizing of un-stimulated zone. One of the most important part of FoamMAT\* technology is proper choosing liquid and nitrogen rate to be able to maintain stable foam at downhole conditions. One of StimCADE\* module was used for proper calculation of foam quality. Application of FoamMAT\* technology is also very effective in case of presence of water saturated layers that is very important for ONGKM field conditions. Another

затронутые кислотной обработкой участки. В дальнейшем вязкий VDA\* разрушается при контакте с углеводородами. Для облегчения удаления продуктов реакции VDA\* из скважины при его закачке он дополнительно вспенивался азотом при подаче через ГНКТ.

Таким образом, комплексная кислотная обработка на скважине X55 состояла из следующих стадий: сначала закачивалась порция OilSEEKER\*, а затем несколько раз чередовались стадии SXE\* и вспененного VDA\*, при этом низ компоновки ГНКТ перемещался вдоль всего горизонтального ствола, создавая дополнительное механическое отклонение рабочих жидкостей.

Для проведения второй и третьей обработок были выбраны скважины X39 (наклонная) и X47 (вертикальная). Вид вскрытия скважин – перфорация, эффективная мощность вскрытых интервалов 55 и 38 м соответственно. Интервалы эксплуатации скважин представлены коллекторами первого и второго эксплуатационных объектов.

По сравнению с обработкой горизонтальной скважины, в схему кислотной обработки были внесены некоторые изменения, связанные со значительно меньшим интервалом обработки.

Во-первых, в качестве основного отклонителя был использован пенный отклонитель FoamMAT\*. Технология FoamMAT\* позволяет пене долгое время поддерживаться в стабильном состоянии в призабойной зоне, что дает возможность эффективно блокировать как поровое пространство, так и созданные высокопроводимые каналы. Это обуславливает временное закупоривание обработанных зон, способствуя дальнейшей обработке ранее не затронутых кислотной обработкой участков. Важным элементом технологии FoamMAT\* является подбор соотношения жидкости и азота для получения оптимальной консистенции пены в призабойной зоне. Подобный расчет делается в специальном модуле программного комплекса StimCADE\*. Технология FoamMAT\* характеризуется отличительной способностью по селективному блокированию водонасыщенных интервалов, что первостепенно для условий ОНГКМ. Другим важным преимуществом пенного отклонителя FoamMAT\* является быстрое и эффективное удаление его из пласта, что особенно важно в скважинах с низким пластовым давлением.

Вторым важным отличием было применение техник «Динамического отклонения и раздельной закачки», когда кислота закачивается через малое кольцевое пространство между НКТ и ГНКТ, а пенный отклонитель в это же самое время постоянно закачивается через ГНКТ, низ компоновки которого находится напротив поглощающего интервала. Таким образом, располагая ГНКТ напротив второго объекта и постоянно насыщая его отклонителем FoamMAT\*, мы можем селективно обрабатывать первый объект кислотой.



**Рисунок 2 – Изменение вязкости кислотной системы VDA\* при закачке в скважину (a) и в пласте при реагировании кислоты с породой (b)**  
**Figure 2 – Changing VDA\* viscosity initially (a) and inside reservoir during acid spending (b)**

important advantage of FoamMAT\* application is fast and effective well cleanup just after the treatment especially for such depleted reservoir.

The next important thing is an application of “Dual string pumping” technique when acid is pumping to CT-tubing annulus (with higher pumping rate) and foam – via CT across thief zone (object II) simultaneously saturating this thief zone by foam which is providing effective dynamic diversion during treatment allowing perform stimulation of object I.

And the last but not the least is main treating fluid was changed from SXE\* to 15%HCL. It became possible due to ability to pump acid with higher pumping rate to CT-tubing annulus. Besides, less treating interval is promoted for creating high conductivity channels in near wellbore area, that was confirmed by treatment modeling results in StimCADE\* software: quantity change from SXE\* to 15% HCL on the wells X39 and X47 was not affect to creating of high conductivity channels during the treatment. Summarizing all mentioned above, integrated approach for matrix acidizing treatments applied for wells X39 and X47 was composed of next stages: OilSEEKER\* was pumped at the beginning, after that object II was treated by alternation of 15% HCL and FoamMAT\* diversion system pumped via Coiled tubing, finally “dual string” pumping technique was applied by simultaneously pumping foam via Coiled tubing across object II and 15%HCL to CT-tubing annulus to be able to stimulate object I. Treating plot for well X47 is presented on Figure 3.

Application of all solutions and technologies mentioned above allowed to resolve all assigned tasks related to matrix acidizing on ONGKM field. All treatments were performed in the end of 2011 showed 100% success, average production incremental for gas is 61%. It should be noted that production incremental for wells X39 and X47 higher in comparison with production incremental of horizontal well X55 (Figure 4). One of reasons is application of less viscous fluid systems for wells X 39 and X47 which was positively affected to post-treatment N2 kick-off in conditions of abnormally

Третьим отличием стала замена основной жидкости обработки на 15% HCl вместо SXE. Это стало возможным благодаря тому, что скорость закачки через кольцевое пространство ГНКТ – НКТ значительно выше, чем через ГНКТ. Кроме этого, значительно меньший обрабатываемый интервал способствует образованию высокопроводимых каналов в призабойной зоне пласта, что было подтверждено моделированием кислотной обработки в программном комплексе StimCADE: замена SXE на 15% HCl на скважинах X39 и X47 не сказывается на способности создавать высокопроводимые каналы в ходе обработки.

Обобщая вышесказанное, комплексная кислотная обработка на скважинах X39 и X47 состояла из следующих стадий: сначала закачивалась порция OilSEEKER®, затем производилась обработка второго объекта чередованием стадий 15% HCl и отклонителя FoamMAT® через ГНКТ, после этого ГНКТ располагался напротив второго объекта и через него постоянно закачивался пенный отклонитель, в это же время через кольцевое пространство ГНКТ – НКТ производилась закачка 15% HCl для обработки первого объекта. График закачки на скважине X47 приведен на рисунке 3.

Применение описанных выше решений и технологий позволило эффективно решить задачи по проведению кислотных обработок на ОНГКМ. Проведенные в конце 2010 года обработки показали 100%-ю успешность, средний прирост дебита по газу составил 61%. При этом прирост дебита по скважинам X39 и X47 выше, чем по горизонтальной скважине X55 (рисунок 4). Предполагается, что одной из причин является применение на этих скважинах менее вязких систем в качестве рабочих жидкостей и отклонителей, что положительно сказалось на качестве освоения скважины после кислотной обработки в условиях аномально низкого пластового давления. Достигнутые результаты по дебиту газа значительно превышают показатели, получаемые при проведении обработок традиционными методами, и эффект от обработок продолжается по сегодняшний день.

Пилотные работы, проведенные на скважинах X55, X39 и X47, доказали эффективность предложенного комплексного подхода к проведению кислотных обработок на ОНГКМ. В результате предложенные технологии были высоко оценены руководством компании ООО «Газпром Добыча Оренбург», планируется дальнейшее сотрудничество с компанией «Шлюмберге» в области интенсификации добычи. ☉

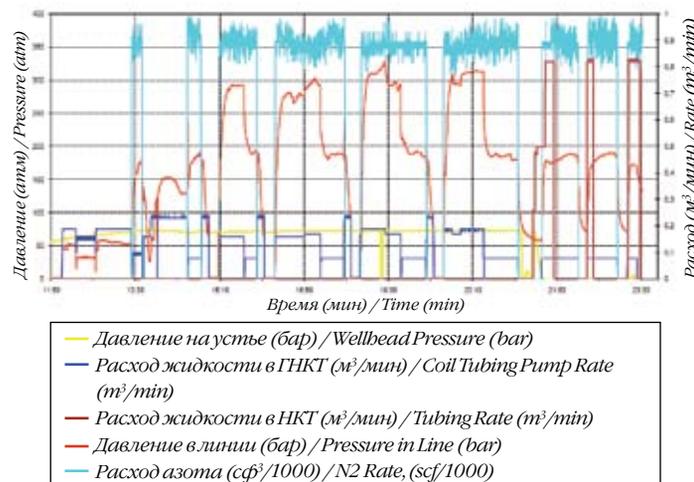


Рисунок 3 – График закачки по скважине X47  
Figure 3 – Treatment plot for well X47

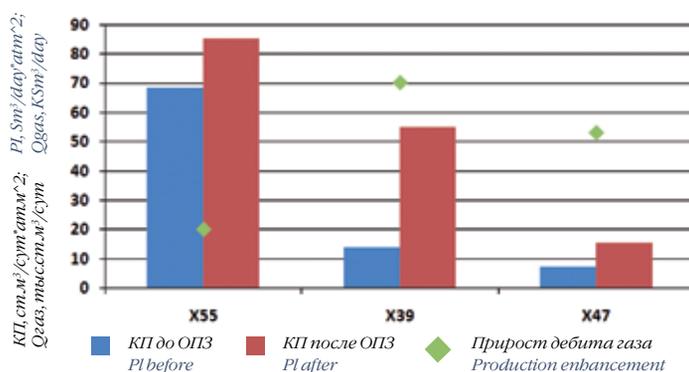


Рисунок 4 – Результаты проведенных кислотных обработок  
Figure 4 – All treatments results

low reservoir pressure. Achieved gas production incremental results considerably exceed results of conventional treatments and treatments effect is holding up to date.

This pilot project performed on the wells X55, X39, X47 proved the efficiency of new integrated stimulation approach applied on ONGKM field. As a result, all proposed technologies were highly estimated by management of “Gazprom добыча Оренбург”, so further collaboration is planning with Schlumberger company in terms of production stimulation. ☉

# МЫ ВЫПОЛНЯЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР РЕМОНТНЫХ РАБОТ

## WE DO THE WHOLE RANGE OF WORKOVER OPERATIONS

На вопросы нашего журнала отвечает Ю.В. Ваганов, к.т.н., заместитель генерального директора по развитию ООО «Заполярстройресурс», сервисной компании с большими возможностями и опытом КРС. География работ компании ежегодно расширяется и ныне включает Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Юрхаровское, Тазовское месторождения нефти и газа. Десятилетний опыт плюс современное оборудование и квалифицированный персонал позволяют безаварийно, в кратчайшие сроки выполнять сложные работы. Заполярстройресурс имеет две крупные базы производственного обеспечения в Новом Уренгое и Ямбурге, более 200 единиц авто- и специальной техники. Пятнадцать постоянно действующих бригад КРС и ЗБС отличаются слаженностью в работе и высокой производственной дисциплиной, что обеспечивается регулярной аттестацией персонала и повышением квалификации.



*We are speaking with Mr. Yu.V. Vaganov, D. Sc., Deputy Director General for Development, Zapolyarstroyresurs, a service company with great capabilities and experience in well workover. The geography of the company's activities is constantly expanding and currently includes Urengoy'skoye, Yamburgskoye, Zapolyarnoye, Yurkharovskoye and Tazovskoye oil and gas fields. Ten-year experience plus state-of-the-art equipment and qualified personnel allow the company performing complicated operations in the shortest possible time without accidents and emergencies. Zapolyarstroyresurs has two large supply facilities located in Novy Urengoy and Yamburg, more than 200 units of automotive and special equipment. The main feature of company's 15 regular workover and sidetracking teams is their well-coordinated work and high labor discipline ensured by regular personnel attestation and advanced training.*

**Время колтюбинга: Юрий Владимирович, на каких видах работ специализируется Ваша компания?**

**Юрий Ваганов:** ООО «Заполярстройресурс» ведет свою деятельность в суровых климатических условиях Крайнего Севера Западной Сибири, на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и ряде других газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Мы выполняем полный спектр ремонтных работ на скважине, так называемый ремонт под ключ. За более чем десятилетний опыт работ на месторождениях севера Западной Сибири освоено большинство видов капитального ремонта скважин, начиная от работ по ликвидации песчаных пробок и освоению скважин с помощью колтюбинговой установки и заканчивая таким сложным видом ремонта, как восстановление

**Coiled Tubing Times: Mr. Vaganov, what types of works does your company specialize in?**

**Yury Vaganov:** Zapolyarstroyresurs is operating in harsh climatic conditions of the Far North region of Western Siberia at Urengoy'skoye, Yamburgskoye, Zapolyarnoye and a number of other gas, gas condensate and oil fields. We are performing the whole range of workover operations on a well, the so-called turn-key workover. Over its ten-year experience of working in the northern regions of Western Siberia, the company has mastered most types of well workover operations starting with sand plug removal and well completion with the use of coiled tubing unit and ending with such complicated works as reservoir productivity restoration by drilling a horizontal sidetrack. Our company is the only service company in the region that can perform such workover operation.

продуктивности залежи путем зарезки и бурения бокового ствола скважины, с горизонтальным окончанием. Наша компания является единственной в регионе сервисной организацией КРС, выполняющей подобные операции.

***ВК: Каким нефтесервисным оборудованием располагает Ваше предприятие?***

**Ю.В.:** У нас имеются две колтюбинговые установки: M20 производства СЗАО «Фидмаш» и DST 8500 американского производства. Обе установки оснащены гибкой трубой диаметром 38,1 мм, глубина намотки трубы на барабан достигает 4570 м. Установки доукомплектованы оборудованием для работы при низких температурах в условиях Крайнего Севера. Также ведутся переговоры о приобретении новой установки M30 производства СЗАО «Фидмаш», надеемся к концу года провести шеф-монтаж установки на базе в городе Новый Уренгой. При этом наша компания располагает передвижными подъемными агрегатами: легкими (60–80 т) и тяжелыми (100–125 т), которые позволяют выполнять работы на глубоких и сверхглубоких скважинах. За период с 2008 года у нас идет процесс обновления парка оборудования, начиная от спецтехники, цементировочных установок и подъемных агрегатов, заканчивая азотными агрегатами. На сегодняшний день мы с уверенностью можем сказать что, агрегаты у нас, по сути, новые, не старше трех-четырех лет.

***ВК: Каких результатов удалось достичь в последнее годы? С какими заказчиками работает ваша компания?***

**Ю.В.:** Главным результатом я считаю то, что мы запустили направление по бурению боковых стволов, на данный момент у нас укомплектовано и постоянно действуют три бригады ЗБС. Это был очень трудоемкий, затратный проект, но все-таки мы смогли его освоить. Еще один важный результат: в 2010 году мы добились стопроцентной безаварийности: ни единой аварии! Отмечу, что такого результата практически никто не добивался. Основной наш заказчик – Газпром добыча Ямбург, но мы работаем со всеми нефтегазодобывающими компаниями в данном регионе.

***ВК: Какие уникальные операции удалось провести?***

**Ю.В.:** Мы провели как минимум одну уникальную операцию – освоение газовой скважины без колтюбинговой установки, что позволило задействовать установку на другой скважине, требующей ремонта, и при этом сократить общее время ремонтных работ. Сейчас планируем проводить ремонтно-изоляционные работы на сеноманской залежи в осложненных условиях падающей добычи. Уникальность состоит в том, ▶



***Колтюбинговая установка МК20  
МК20 CT unit***

***CTT: What oil service equipment does your company have?***

**Yu.V.:** We have two coiled tubing units: M20 manufactured by Fidmash and DST 8500 manufactured in the US. Both units are equipped with the 1.5-inch tube up to 14,990 feet long. The units are also equipped with special equipment meant for operation at low temperatures of the Far North. We are currently negotiating the purchase of a new M30 coiled tubing unit manufactured by Fidmash, and we hope to do the supervised installation of the unit at our base in Novy Urengoy by the end of the year. At the same time our company has mobile rigs: light ones (132,300 – 176,400 pounds) and heavy ones (220,500 – 275,600 pounds) that allow working at deep and ultra-deep wells. In 2008 we started the process of upgrading the stock of our equipment: special equipment, cementing units, rigs and nitrogen units. Today it is safe to say that we use, in fact, new equipment that is 3–4 years old.

***CTT: What results did you manage to achieve over the recent years? What customers does your company work with?***

**Yu.V.:** The main result, I believe, is that we started to perform sidetracking and currently we have three fully equipped permanent sidetracking teams. This was a time-consuming and costly project but we managed to implement it. There is another important result: in 2010 our company achieved 100% accident-free performance – not a single accident! We are almost the only company that could achieve such a performance. Our main customer is Gazprom Dobycha Yamburg but we also work with all other oil and gas producing companies in the region.

***CTT: What unique operations did your company manage to perform?***

**Yu.V.:** We performed at least one unique operation – this is gas well completion without the use of coiled tubing unit what allowed us using CT unit on ▶

что необходимо провести работы по ограничению водопритока, при этом не уменьшая эффективной толщины газонасыщенного пласта, за что ни одна другая сервисная компания не рискует браться из-за сложности поставленной задачи.

**ВК: Какое оборудование вам потребуется для проведения этой уникальной операции?**

**Ю.В.:** Оборудование потребует стандартное, ничего нового, поэтому и беремся, что работы не потребуют дополнительных затрат на технику. Подобные операции, как правило, проводили зарубежные сервисные компании, соответственно, стоимость была намного выше. У нас все оборудование отечественное, плюс мы будем закачивать отечественный реагент. Все производится в России, поэтому мы ощущаем себя вполне конкурентоспособными.

**ВК: Каковы критерии выбора того или иного оборудования?**

**Ю.В.:** Во-первых, в расчет принимается соотношение «цена – качество», во-вторых, очень важно послепродажное обслуживание, прежде всего возможность быстрой доставки комплектующих. Ведь даже самое надежное оборудование иногда ломается, да и работаем мы в таких условиях, что этот критерий сложно переоценить.

**ВК: Испытывает ли компания проблему нехватки квалифицированных кадров? Если да, то, как Вы ее решаете?**

**Ю.В.:** Наши бригады КРС, ЗЭС и бригады колтюбинга укомплектованы квалифицированным, опытным персоналом, имеющим опыт работы постоянным составом не менее трех лет. Инженерно-технический персонал имеет необходимую квалификацию, а также требуемые допуски к сложным работам, проводимым на нефтяных и газовых скважинах. Тем не менее мы живем одной судьбой с нашим государством, а проблема нехватки высококлассных специалистов – болезнь всей страны. Для рабочих специальностей мы решаем ее следующим образом: создали собственный обучающий центр, оснащенный тренажером-имитатором КРС Санкт-Петербургского производства, заключили договор с училищем, которое будет готовить своих учащихся в нашем центре, а из них мы сможем подбирать себе квалифицированные кадры.

**ВК: Откуда Вы черпаете информацию о новых тенденциях развития нефтесервиса?**

**Ю.В.:** Наши специалисты постоянно посещают ежегодные конференции, посвященные нефтегазовому делу, также используем периодические отраслевые журналы, интернет.

another well that required workover; so, we managed to reduce the total workover time. We also plan to perform squeeze jobs at the Cenomanian formation under complicated conditions of declining production. The uniqueness of these jobs is that it is necessary to do water shutoff without reducing the effective thickness of the gas-saturated reservoir. No other service company wants to take on this work due to its complexity.

**CTT: What equipment will you need to perform this unique operation?**

**Yu.V.:** We will need standard equipment, nothing new. That is why we are taking on this work – it does not require additional expenses for hardware. As a rule similar jobs were performed by foreign service companies, so the cost was much higher. All our equipment is of domestic production, plus we plan to inject chemical agent of domestic production. All the abovementioned is manufactured in Russia that is why we feel quite competitive.

**CTT: What criteria do you apply to select this or that kind of equipment?**

**Yu.V.:** First of all we take into account such factor as value for money; secondly, after-sales servicing is very important, especially the possibility of fast delivery of component parts. You know, even the most reliable equipment breaks down sometimes, plus we are working under such conditions that this criterion cannot be underestimated.

**CTT: Does your company face the lack of skilled personnel issue? If yes, how do you resolve it?**

**Yu.V.:** Our workover, sidetracking and coiled tubing teams consist of highly-qualified and skilled specialists that have no less than three-year working experience as a permanent team. Engineering and technical personnel has the necessary qualification and all the required permits to perform complicated types of works on oil and gas wells. Nevertheless, we live and work in our country, and the lack of top-ranked specialists is the national problem. As for the workers, we resolve the issue in the following way: we have established our own training center equipped with workover simulator manufactured in St. Petersburg; we have concluded a contract with a vocational school – its students will be trained at our center and we will be able to select qualified personnel out of the graduates.

**CTT: Where do you get information about new tendencies of oil service sector development?**

**Yu.V.:** Our specialists regularly attend annual oil and gas conferences, they read periodical trade journals, Internet.

**ВК: Какой информации сегодня Вам не хватает?**

**Ю.В.:** Не хватает конкретной информации по применяемым технологиям. Конференции, как правило, на 80–90% посвящены оборудованию и его производству, а непосредственно по самим технологиям проведения работ информации крайне недостаточно.

**ВК: Нужен ли, на Ваш взгляд, информационный портал, посвященный исключительно нефтегазовому сервису?**

**Ю.В.:** Конечно, нужен, так как в случае использования стандартных поисковиков, затрачивается значительное время на обработку лишней информации, не относящейся к решаемой проблеме. Наличие такого портала значительно активизировало бы работу.

**ВК: Какие технологии текущего капитального ремонта скважин наиболее востребованы в Вашем регионе?**

**Ю.В.:** В нашем регионе наиболее востребованы ремонтно-изоляционные работы, крепление прискважинной зоны пласта, то есть то, чем мы и планируем заниматься в ближайшем будущем. Мы постоянно проводим мониторинг рынка, поэтому владеем информацией о том, какие технологии будут востребованы, и стараемся двигаться в этом направлении.

**ВК: Как Вы считаете, какие технологии будут востребованы через 5–10 лет?**

**Ю.В.:** В Ямало-Ненецком автономном округе, по всей вероятности, будут востребованы колтюбинговые технологии, применяемые для интенсификации горизонтального участка ствола скважины, а также ремонтно-изоляционные работы.

**Ирина ГРУЗДИЛОВИЧ, Марина КОРЖИК, «Время колтюбинга»**

**CTT: What kind of information do you lack?**

**Yu.V.:** We lack specific information about technologies currently applied. As a rule, 80-90% of information provided at the conferences is about equipment and its production and there is very little information about the technologies and the process of works performance.

**CTT: In your opinion, is there a need for a data portal dedicated to oil and gas services only?**

**Yu.V.:** Of course there is a need for such a portal, because when using conventional web searching engines a lot of time is spent to process excessive and irrelevant information. If there was such a data portal it would have simplified and accelerated our work.

**CTT: What well workover technologies are most demanded in your region?**

**Yu.V.:** The most demanded works in our region are squeeze jobs, and fixing the near-wellbore zones of formation, i.e. the works that we plan to perform in the near future. We are doing a continuous market monitoring, so we know what technologies will be in demand in the future and we try to move in this direction.

**CTT: In your opinion, what technologies will be in demand in 5–10 years?**

**Yu.V.:** Much more likely that coiled tubing technologies used for stimulation of horizontal well bores and squeeze jobs will be the most demanded technologies in Yamalo-Nenets Autonomous Okrug.

**Irina GRUZDILOVICH, Marina KORZHNIK, Coiled Tubing Times**

#### ИЗ ОТЗЫВОВ ЗАКАЗЧИКОВ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С ООО «ЗАПОЛЯРСТРОЙРЕСУРС»

По результатам работ на Усть-Пурпейском лицензионном участке следует отметить, что компания ООО «Заполярстройресурс» первой в регионе провела проводку бокового ствола с горизонтальным участком на Ачимовском горизонте.

**ООО «Пурнефть»**

При проведении ремонтных работ отмечается высокое качество выполняемых технологических операций, безаварийность.

**Филиал «Уренгой бурение» ООО «Газпром бурение»**

Отличительной чертой компании является скорость выполнения работ с высоким качеством, а также своевременное реагирование с положительным результатом на непредвиденные ситуации.

**Новоуренгойский филиал ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука»**

#### FEEDBACK FROM ZAPOLYARSTROYRESURS'S CUSTOMERS

Based on the results of works performed at Ust-Purpeyski license area it should be emphasized that Zapolyarstroyresurs was the first company in the region to drill horizontal sidetrack in the Achimovsk formation.

**Purneft**

We can note high quality of technological operations and accident-free performance during workover.

**Urengoy Bureniye Branch, Gazprom Bureniye**

One of the distinctive features of the company is the time of job performance and its high quality as well as timely reaction (with good results) to the unforeseen situations.

**Novy Urengoy Branch of Scientific and Production Company Neftemash-Nauka**

# Ремонтно-изоляционные работы с использованием тампонажного раствора на углеводородной основе

## Cement Squeeze with Utilization of Hydrocarbon-Based Cement Slurry

На вопросы отвечает Н.Н.Ефимов, к.т.н., заместитель технического директора ЗАО «Химеко-ГАНГ».

*N.N.Efimov, Ph.D. (Technical Sciences), technical vice-manager of ZAO Chimeko-GANG, is answering the questions of Coiled Tubing Times Journal.*

**Время колтубинга: Николай Николаевич, пожалуйста, расскажите о селективной изоляции растворами на углеводородной основе.**

**Н.Н. Ефимов:** Для селективной изоляции водопритоков, в том числе подошвенных, межпластовых и подтянутого конуса обводненности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработан безводный тампонажный раствор на углеводородной основе (БТРУО), который представляет собой суспензию цемента с композицией ПАВ в специальной углеводородной жидкости (ДС-БТРУО). После попадания в водосодержащую среду происходит замещение углеводородной жидкости на воду, БТРУО превращается в густую пасту, а затем в высокопрочный и малопроницаемый цементный камень. Без контакта с водой раствор не густеет, не расслаивается и сохраняет свои свойства более 10 часов. Композиция ПАВ, вводимая в БТРУО, является диспергентом, разжижает суспензию и позволяет уменьшить углеводородцементное отношение, т.е. увеличить количество сухого цемента, которое можно затворить в данном объеме углеводородной жидкости. Благодаря этому можно приготовить БТРУО плотностью до 2050 кг/м<sup>3</sup> на стандартном цементе. Композиция ПАВ, гидрофобизируя частички цемента, резко снижает вязкость раствора, повышает дисперсность цемента и седиментационную устойчивость, увеличивает время сохранения его прокачиваемости, что позволяет ввести дополнительное количество раствора в изолируемый интервал. В результате БТРУО проникает в водоносный пласт на большую глубину, образуя камень, конечная прочность на сжатие которого составляет 27 МПа.



**Coiled Tubing Times: Nikolay Nikolaevich, please, tell us about selective isolation by means of hydrocarbon-based slurries.**

**N.N. Efimov:** For selective isolation of water zones, including bottom, interstratal and pulled-up water cut cones, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (RSUOG) has developed hydrocarbon-based non-aqueous cement slurry (BTRUO), which represents suspended mixture of cement, surfactant composition and hydrocarbon fluid (DS-BTRUO). After entering the aqueous medium hydrocarbon fluid is replaced with water, which leads to transformation of BTRUO into stiff paste and then into high-strength and tight cement stone. In the absence of water cement slurry does not become thick, does not demix and preserves

Использование различных минеральных добавок, вяжущих разного класса дисперсности и ПАВ позволяет регулировать плотность, вязкость, фильтрацию БТРУО. В зависимости от дисперсности вяжущего нами предложена классификация БТРУО по маркам «Стандарт», «Медиум» и «Микро», а в ЗАО «Химеко-ГАНГ» налажен выпуск цементных смесей ЦС БТРУО марок «Стандарт», «Медиум» и «Микро», а также специальной углеводородной жидкости ДС БТРУО и ПАВ БТРУО для ремонтно-изоляционных работ.

**Время колтюбинга: Какова технология производства РИР?**

**Н.Н. Ефимов:** В зависимости от типа коллектора и приемистости скважины для селективной изоляции используют ту или иную марку ЦС БТРУО, а также выбирают объем закачки (таблица 1).

**Таблица 1 – Выбор марки и объема ЦС БТРУО для селективной изоляции водопритоков в зависимости от типа коллектора и приемистости скважины**  
**Table 1 – Selection of grade and injected amount of CS BTRUO for selective isolation of water zones in accordance with reservoir type and well intake capacity**

№	Тип коллектора Type of reservoir	Приемистость скважины, м³/сут при 10,0МПа Well intake capacity, m³/day at 10.0 MPa (1450 psi)	Марка цементной смеси ЦС БТРУО Grade of CS BTRUO	Объем БТРУО, м³ Amount of BTRUO, m³
1	Карбонатный, трещиноватый Carbonate, fractured	720 и выше 720 and higher	Стандарт Standard	Не менее 6,0 Not less than 6.0
2	Карбонатный трещино-поровый Carbonate, porous-fractured	400	Медиум Medium	4,0
3	Карбонатный Carbonate	200	Микро Micro	2,0
4	Терригенный высокодренированный Terrigenous, highly drained	400	Микро Micro	4,0
5	Терригенный Terrigenous	200	Микро Micro	2,0

Для повышения качества ремонтных работ при приготовлении БТРУО на скважине, кроме специально подготовленной цементной смеси (ЦС БТРУО), ПАВ БТРУО и углеводородной жидкости (ДС БТРУО) необходимо применение смесительной емкости и гидравлического диспергатора, а для повышения успешности цементирования под давлением – использование пакера и увеличение объема закачиваемого БТРУО до 0,5 м³ на метр интервала перфорации.

В процессе эксплуатации скважины призабойная зона пласта неоднократно подвергается воздействию воды как за счет обводнения добываемой продукцией, так и при

its properties for more than 10 hours. Surfactant composition, which is included into BTRUO, is a high detergent. It thins up the suspended mixture and allows to decrease hydrocarbon-cement ratio, i.e. to increase the amount of dry cement in the given volume of hydrocarbon fluid. As a result it is possible to prepare BTRUO with densities up to 2050 kg/m³ (128 lbs/ft³) using standard cement. Surfactant composition makes cement particles hydrophobic, which results in significant decrease of slurry viscosity, increase of cement dispersion ability and sedimentation resistance. It also increases cement slurry thickening time that allows to inject more slurry into section being isolated. As a result, BTRUO permeates deeply into water-bearing formation and forms a cement stone, ultimate strength of which is 27 MPa (3916 psi).

Utilization of different mineral admixtures, cements of different dispersion ability grade and

surfactants enables regulation of density, viscosity and filtrate return of BTRUO. Depending on the dispersion ability

of cement we have suggested to introduce the following grades of BTRUO: Standard, Medium and Micro. In ZAO Chimeko-GANG we have organized manufacturing of cement mixtures CS BTRUO of Standard, Medium and Micro grades, as well as special hydrocarbon fluids DS BTRUO and PAV BTRUO for cement squeeze operations.

**Coiled Tubing Times: What is the technology of cement squeeze operations?**

**N.N. Efimov:** Depending on the type of

глушении скважины, проведении ремонтно-изоляционных и интенсифицирующих работ. В результате всего этого вблизи скважины в пласте формируется зона высокой водонасыщенности, причем на поверхности породы формируется пленка так называемой рыхлосвязанной воды, снижающая объем порового пространства пласта. С ростом водонасыщенности проницаемость для воды растет, а для нефти падает как в силу капиллярных сил, так и из-за блокирования призабойной зоны водой. При такой водонасыщенности призабойной зоны вести речь о селективности действия безводного тампонажного раствора на углеводородной основе нельзя, так как образование камня происходит по всему интервалу перфорации, и невозможно закачивание достаточного объема раствора из-за резкого возрастания вязкости тампонажного раствора.

Экспериментально доказано, что для обеспечения качественного ремонта по изоляции водопритоков в скважинах с высокой обводненностью необходимо перед БТРУО закачивать углеводородный раствор ПАВ, который оттесняет воду от ствола скважины, гидрофобизует поверхность проводящих каналов и образует защитный экран обратному движению воды к скважине за счет образования высоковязкой обратной эмульсии. При контакте с нефтью эмульсия резко снижает свою вязкость и вымывается из нефтепроводящего канала. Объем закачиваемого нефтяного раствора ПАВ зависит от дебита, приемистости, обводненности и интервала перфорации скважин и может составлять до 50% от добываемой жидкости из скважины.

С целью расширения области применения БТРУО, для изоляции водопритоков в терригенных коллекторах, характеризующихся гораздо меньшей проницаемостью по воде, чем карбонатные коллекторы, мы рекомендуем применение в качестве вяжущего микроцемент – ЦС БТРУО микро. При этом следует подчеркнуть, что на глубину проникновения частиц цемента в пористую среду определяющее значение имеет не средний размер частиц, а максимальный размер частиц, который определяет глубину проникновения.

При этом необходимо отметить, что применение БТРУО в качестве самостоятельного реагента, даже с микроцементом не может быть универсальным средством для всех типов коллекторов, так как фильтрация суспензии через пористую среду определяется диаметром канала в породе, а не диаметром частиц цемента. В таких случаях необходимо

резервуар и well intake capacity one can use various grades of CS BTRUO in order to perform cement squeeze. It is also important to select the proper injected amount (see Table 1).

In order to improve the quality of cement squeeze operations during on-site preparation of BTRUO, it is necessary to use not only designed cement mixture (CS BTRUO), PAV BTRUO and hydrocarbon fluid (DS BTRUO), but also a mixing tank and hydraulic dispergator. In order to improve the success rate of pressure cementing it is important to use a packer and increase the injected amount of BTRUO up to 0.5 m<sup>3</sup> (17.7 ft<sup>3</sup>) per one meter of perforation interval.

During well operation bottomhole formation zone is often exposed to water due to watering of well production, as well as during well killing, cement squeeze and production stimulation operations. In the result of all these events a zone of high water saturation is formed in the formation area close to well. Moreover, on the rock surface a film of the so-called osmotic water is formed. This film decreases the formation pore space volume. With the increase of water saturation, water permeability increases, while oil permeability is significantly reduced because of the capillary forces and blocking of bottomhole zone with water. At such level of water saturation of bottomhole zone it is impossible to talk about selective action of hydrocarbon-based non-aqueous cement slurry, since formation of cement stone takes place along the whole perforation interval and there is no way of injecting the sufficient amount of slurry due to a sharp rise in its viscosity.

It is experimentally proved that in order to perform high-quality water zones isolation operations in wells with high water cut one should inject hydrocarbon fluid with surfactants prior to injection of BTRUO. The former pushes water off the wellbore, makes the surface of conductive channels hydrophobic and forms a shield, which prevents flowback of water thanks to generation of high-viscosity inverted emulsion. Upon contact with oil the viscosity of emulsion is sharply decreased, and emulsion is washed off the oil conducting channel. The injected amount of surfactant-oil solution depends on the production rate, intake capacity, water cut and perforation interval of treated wells and can reach the value of 50% of the total produced fluid.

In order to extend the range of possible applications of BTRUO, for example, for isolation of water zones in terrigenous reservoirs, the water permeability of which is much less than that of carbonate reservoirs, we recommend utilization of microcement CS BTRUO Micro. It should be noted

применение других составов, не содержащих твердой фазы или имеющих размеры частиц в несколько нанометров.

**Время колтюбинга: Как давно Ваше предприятие занимается технологией селективной изоляции водопритоков? Какова успешность проведенных операций РИР? В каких нефтяных районах Вы проводили испытания?**

**Н.Н. Ефимов:** В этом году ЗАО «Химеко-ГАНГ» исполнилось 20 лет научно-производственной деятельности. Разработкой составов для ремонтных работ мы начали заниматься с 2006 года.

За это время нами и нашими партнерами ЗАО «НТЦ Геотехнокин» проведено более 50 операций по ликвидации заколонных перетоков и селективной изоляции пластов. Успешность работ превышает 80%.

С 2010 года нами проведены 15 операций по ликвидации заколонных перетоков, негерметичности колонн и селективной изоляции на месторождениях ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «РН-Пурнефтегаз». При этом сокращение добычи воды произошло в 2,5 раза, а добыча нефти увеличилась на 40%.

**Время колтюбинга: Можно ли БТРУО с микроцементом применять для установки цементных мостов с последующей перфорацией при КРС?**

**Н.Н. Ефимов:** Нет, для мостов его применять не следует, дорогогато. Но на микроцементе можно приготовить первую порцию цементного раствора на водной основе для усиления эффекта проникновения и повышения изолирующей способности цементного моста. Особенно это важно при ремонте газовых скважин. Для временного моста с реперфорацией лучше применять эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе ЭТРУО.

**Время колтюбинга: Есть ли у Вас опыт ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах?**

**Н.Н. Ефимов:** В данном случае надо иметь в виду, что применение цемента на водной основе в горизонтальных скважинах сопряжено с риском образования каналов по верхней образующей скважины из-за усадки цементного раствора при его образовании. В этом случае, кроме микроцемента, необходимо вводить расширяющиеся добавки или использовать ЭТРУО. Мы применяли ЭТРУО на микроцементе

that penetration depth of cement particles into porous medium depends mainly not on the average size of particles, but on their maximum size.

It must be emphasized that utilization of BTRUO as an independent chemical, even in combination with microcement, cannot match all types of reservoirs, since filtration of suspended mixture through the porous medium is defined by the face diameter of channel, not by the diameter of cement particles. In such cases it is necessary to use different solutions, which do not contain solid phase or consist of nanoparticles.

**Coiled Tubing Times: How long has your Company used the technology of selective isolation of water zones? What is the success rate of cement squeeze operations? In what regions have you performed pilot tests of the technology?**

**N.N. Efimov:** In this year ZAO Chimeko-GANG celebrates 20th anniversary of scientific and production activity. We develop slurries for cement squeeze operations since 2006. During this period our Company together with ZAO NTC Geotechnokin has performed more than 50 behind-the-casing flows elimination and selective isolation operations. The success rate is more than 80%. Since 2010 we performed 15 behind-the-casing-flows elimination, casing patch and selective isolation operations at the fields of ООО Gazpromneft-Noyabrskneftegaz and ООО RN-Purneftegaz. In all wells water cut decreased by 150%, while oil production rate increased by 40%.

**Coiled Tubing Times: Is it possible to use BTRUO with microcement for placing of cement plugs with subsequent perforation during well workover operations?**

**N.N. Efimov:** No, it is very expensive to use this slurry for placing of cement plugs. But it is possible to prepare first batch of water-based cement slurry with addition of microcement. This will enhance penetration effect and increase insulation capability of cement plug. It is particularly important during gas wells workover. For temporary bridge with second perforation it is better to use emulsion hydrocarbon-based cement slurry ETRUO.

**Coiled Tubing Times: Do you have an experience of performing cement squeeze in horizontal wells?**

**N.N. Efimov:** In this case it should be taken into account that utilization of water-based cement slurries in horizontal wells bears a risk of formation of channels in the upper part of wellbore due to

для ликвидации заколонных перетоков на одной из вновь пробуренных горизонтальных скважин Вынгапуровского месторождения, работы прошли успешно.

**Время колтюбинга: А для ликвидации заколонных перетоков «снизу» БТРУО применяли?**

**Н.Н. Ефимов:** Да, пробовали и в принципе эффект получили. Но опять же производство РИР по ликвидации перетоков «снизу» связано с проведением детальной «геофизики» перед ремонтом, снятием, кроме профиля притока, также и профиля приемистости для уточнения возможности ремонта через существующий интервал перфорации. При отсутствии приемистости в источнике перетока есть риск нанесения вреда пласту. При таком варианте необходимо проведение РИР через «спецотверстия» при помощи пакера-ретейнера. Есть риск ошибки классификации. Может вместо перетока «снизу» оказаться мощный конус обводненности, который требует закачки большого объема гелеобразующего состава перед БТРУО. Также невозможно спрогнозировать, сколько времени продлится эффект от применения этой технологии при ошибке в объеме геля.

**Время колтюбинга: Чем осуществляется продавка раствора и промывка скважины при применении технологии селективной изоляции, разработанной «Химеко-ГАНГ»?**

**Н.Н. Ефимов:** Промывка скважины производится обычно жидкостью глушения, а продавка раствора – нефтью или обратной эмульсией.

**Время колтюбинга: Возможно ли приготовление БТРУО на нефти?**

**Н.Н. Ефимов:** Теоретически да. Но с предварительным лабораторным анализом: ввиду того что нефти содержат смолы и асфальтены, вязкость нефти в несколько раз выше, чем у дисперсионной среды, применяемой в БТРУО, поэтому камень получается пористый, менее прочный и плохо держит перепад давления при эксплуатации. Но главное, что в этом случае есть риск загущения состава БТРУО из-за содержания в нефти воды. ☉

cement shrinkage. That's why it is necessary to use microcement in combination with expanding additives or use ETRUO. We used microcement-based ETRUO for elimination of behind-the-casing flows in one of the newest horizontal wells at Vyngapurovskoe field. The operation was successful.

**Coiled Tubing Times: Have you used BTRUO for elimination of «bottom»behind-the casing flows?**

**N.N. Efimov:** Yes. And we got the result. But again, performing of cement squeeze operations for elimination of «bottom» behind-the-casing flows is connected with conducting of detailed well logging (production logging, input profile) prior to workover operations in order to specify the possibilities of repair through the existing perforation interval. In the absence of intake at the origin of the flow there is a probability of damaging the formation. In this case it is necessary to perform cement squeeze through «special holes» by means of packer-retainer. There is also a risk of misclassification. Instead of «bottom» behind-the-casing flow it can be a thick water cone, which necessitates the injection of high volumes of gelling agent prior to BTRUO. It is also impossible to predict how long will last the effect of gel application in the case of improper volume injection.

**Coiled Tubing Times: What solutions do you apply for squeezing and well cleanout during selective isolation operations developed by Chimeko-GANG?**

**N.N. Efimov:** Well cleanout is usually performed with application of killing fluid. Cement is squeezed by means of oil or inverted emulsion.

**Coiled Tubing Times: Is it possible to prepare BTRUO on the base of oil?**

**N.N. Efimov:** Theoretically it is possible, but with preliminary lab tests. Due to the fact that oil contains resins and asphaltenes, its viscosity is several times higher than that of dispersion medium used in BTRUO. That's why cement stone turns out to be porous and less strong, its ultimate strength is significantly reduced. But the main thing is that in this case there is a risk of BTRUO thickening because of the water content in oil. ☉



**OGT**

2 0 1 1

15–17 November 2011

**16th TURKMENISTAN INTERNATIONAL  
OIL & GAS CONFERENCE**

**Oil & Gas Industry Development  
and International Cooperation in 20 years  
of Turkmenistan's Independence**

15–17 ноября 2011 года

**16-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

**Развитие нефтегазовой промышленности  
и международное сотрудничество  
за 20 лет независимости Туркменистана**

For information please contact us on the following details:  
За информацией обращайтесь:

In London / в Лондоне:  
Tel: +44 (0) 207 328 8899  
Fax: +44 (0) 207 624 9030  
e-mail: [mm@summittradeevents.com](mailto:mm@summittradeevents.com)

In Moscow / в Москве:  
Tel.: +7 (495) 935 7350  
Fax: +7 (495) 9357351  
e-mail: [oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)

[www.oilgasturkmenistan.com](http://www.oilgasturkmenistan.com); [www.turkmengas.ru](http://www.turkmengas.ru)

Organised by / Организаторы



Ministry of Oil and Gas  
Industry and Mineral Resources  
of Turkmenistan

Министерство нефтегазовой  
промышленности и минеральных  
ресурсов Туркменистана

# Новый уровень безопасности в операциях с ГНКТ на установках X-11\*

---

## New Edge of Safety in Coiled Tubing Operations with X-11\* CT Unit

**Виктор ЛЯШКОВ, Константин БУРДИН, Шлюмберже**  
**Victor LYASHKOV, Konstantin BURDIN, Schlumberger**

### ИЗМЕНЕНИЯ ПРОДИКТОВАНЫ ВРЕМЕНЕМ

Первые гибкие НКТ были созданы в середине 1940-х годов в Великобритании, но как направление нефтяного сервиса колтюбинг начал активно развиваться в России в конце 1990-х. До последнего времени подавляющее большинство установок ГНКТ базировалось на использовании гидравлических систем – достаточно безопасных, гибких и удобных в передаче мощности. Управляются такие установки посредством большого количества гидравлических клапанов, настроенных заранее на определенные режимы работы. При всех достоинствах гидравлических установок ГНКТ существует ряд ограничений, обусловленных в первую очередь архитектурой гидравлических систем: в возможностях быстрой адаптации к изменяемым условиям, в подготовке работ и логистике, монтаже и безопасном производстве работ на скважине. Техническое обслуживание таких систем базируется только на установленных временных интервалах и регламентах. Системы контроля состояния систем либо внедрены слабо, либо вовсе отсутствуют, что не позволяет оператору отслеживать текущее состояние главных систем.

Системы безопасности и эргономика также претерпели значительные положительные изменения в последние годы и являются неотъемлемой частью сервисного нефтяного оборудования. К сожалению, подобные изменения можно отметить только на установках ГНКТ самого последнего поколения, тогда как подавляющее большинство традиционных установок были разработаны еще в 80–90 годы прошлого века, когда электроника слабо применялась в автоматизации процессов. Чаще всего конструкция таких установок не может быть изменена либо потребует значительных капиталовложений. Все это приводит к повышенному травматизму при проведении работ, авариям, увеличивает сроки монтажа и демонтажа, ограничивает использование на морских платформах ввиду чрезмерного веса и значительных размеров. Отсутствие систем самоконтроля ведет к более частым отказам в сравнении с новыми установками. Существуют

### CHANGES DICTATED BY TIME

First Coiled Tubing strings were created in mid-40th in UK but Coiled Tubing Service as oilfield business began developing in Russia in late 90-th. Since that time and till now absolute majority of CT units (CTU) still based on use of hydraulic systems as safe, flexible and convenient way to transmit power. Controls of most currently used CT units consist of multiple hydraulic valves located in CTU Control Cabin (CTU CC) and other components, and work of valves predetermined by initial pre-set values. Main advantages of hydraulic-based CTUs such as flexibility, reliability and relative simplicity of hydraulic systems are often compromising with inability for adaptation in changing environment conditions, inaccurate range of settings of the hydraulic components, bulky design which affects on logistics and job preparation, rig-up and safe job execution. Most of the issues caused by hydraulics-based architecture of CTUs itself. Maintenance for such type of CT units based on time intervals and procedures only. Automated control systems implemented very seldom or not implemented at all on the most of such units so CTU operator doesn't have ability to know current conditions of main systems.

Safety systems and ergonomics have been changed significantly over last years and now they are essential parts of oilfield service equipment. Unfortunately such advance features can be seen only in newest generation of CTUs when absolute majority of traditional CT units were designed in 1980–1990 when electronics was poorly and seldom used in CTU design for automated safety system control functions. In the most of the cases design of conventional hydraulic-based units cannot be easily upgraded for new automated features, or will require substantial investments.

All of listed issues lead to excessive injury rate during job executions and rig up, accidents, increase rig-up and rig-down time, limiting use of such types of CTUs in offshore operations due to bulky design and excessive weight. Also absence of automated control systems leads to more frequent rate of equipment failures in comparison to new CT units. It has been very challenging to keep minimum parts stock and order directly from manufacturer due to some of models

сложности с поддержанием складского запаса запчастей по причине устаревания конструкции, снятия с производства и модернизации подобного оборудования производителями, что, в свою очередь, увеличивает сроки доставки запчастей на удаленные локации, каковыми являются морские платформы.

В итоге все функции контроля и безопасности возложены на оператора установки и зависят от скорости реакции, обученности, опыта и знаний, без «страховки» действий оператора автоматизированной системой безопасности. Результаты расследований аварий показывают, что большинство катастрофических ошибок, в природе которых лежит человеческий фактор, могут быть исключены за счет внедрения современных автоматизированных систем безопасности.

Во время типовых работ внимание бурильщика ГНКТ в контрольной кабине на 100% часами приковано к контролю основных параметров работы, таких как вес ГНКТ, циркуляционное и устьевое давления, жидкостные расходы, глубина спуска ГНКТ. Ослабление контроля недопустимо – последствия могут быть катастрофическими, особенно в операциях на море. При определенных обстоятельствах потеря концентрации бурильщика может привести и к полной потере контроля над скважиной.

Сегодня безопасность является основой планирования в нефтяных и сервисных компаниях. Ее возможно достичь при использовании безопасного оборудования и обучения и сертификации персонала. И все же риски в монотонных работах с ГНКТ, обусловленные человеческим фактором, остаются. В отличие от других нефтепромысловых сервисов, подразделения ГНКТ работают в режиме 24–7–365, где биологические циклы и усталость значительно влияют на общее состояние безопасности в бригаде. Повысить уровень безопасности производства работ с ГНКТ призвано новое поколение установок ГНКТ X-11\*, в котором использован опыт десятилетий и анализ 60 000 работ с участием более 350 специалистов с 60 локаций всего мира.

## ЛОГИСТИКА И ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ НА X-11\*

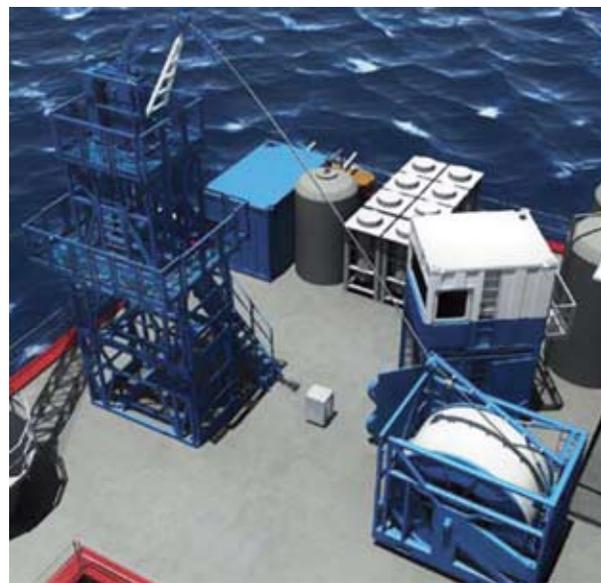
Существует ряд отличий между работами с ГНКТ на суше и операциями на морских платформах и специализированных плавсредствах. Ограниченные возможности грузоподъемных машин (ГПМ), дополнительные сложности в доставке запчастей, крупные габариты стандартной установки ГНКТ, сложности и значительные затраты времени замены на платформе гибкой НКТ одного типоразмера на другой – эти и другие ограничения подтолкнули инженеров Шлюмберже создать

production has discontinued, when another models are significantly modified. Finally that leads to extended lead time for parts and main components to remote locations, such as offshore platforms. At the end, all minor and major functions of control are dedicated to CTU operator and rely on reaction speed, knowledge and experience without cross-check of taken decision by automated control system.

The results of investigations demonstrate that many of catastrophic accidents during well intervention caused by “Human Error” can be simply eliminated by implementation of new generation of safety systems.

During “typical”, “standard” type of jobs attention of CT unit operator must be dedicated by 100% for control of the main parameters of CTU such as CT Weight, Circulation Pressure, Wellhead Pressure, Pump Rates, CT Depth and more. Lack of control is unacceptable - results and consequences can be Catastrophic, especially for offshore operations. Under specific circumstances control on the well can be lost as well.

In nowadays Safety is the fundamental key in planning for oil operators as well as for service companies. Sufficient level of Safety normally has been achieved by utilization of appropriate equipment with



*Рисунок 1 – Типовой монтаж установки ГНКТ X-11\**  
*Figure 1 – Typical Rig-Up of X-11\* CT unit*

specific safety features, by training and certification of personnel. Even though, based on “Human Error” risks in routing operations with CT units still exist. Coiled Tubing Service (CTS) is differs from many other type of services due to its work regime is 24–7–365, where circadian rhythm and fatigue have major impact on overall safety level in the crew. So based on experience of 60 CT locations, 350 professionals and 60'000 jobs in different countries, new generation of

собственную современную модульную установку значительно меньших размеров, что значительно упростило логистику установки.

Для снижения требований к ГПМ платформы общая конструкция барабана ГНКТ установки X-11 была разделена на 2 узла: основание с приводом и барабан с гибкой НКТ. Теперь каждый из узлов может быть доставлен на платформу отдельно, с меньшим риском повреждения оборудования и травматизма персонала. Кроме того, появилась возможность безопасной и быстрой замены ГНКТ одного типоразмера на другой. Процесс замены занимает от 30 минут до одного часа, в зависимости от конкретных условий. Логистика запчастей упрощена за счет использования собственных запчастей, используемых другими локациями Шлюмберге. Основные узлы имеют модульный дизайн, максимально адаптированный к быстрой замене и ремонту в условиях удаленной локации. В дополнение, благодаря электронной системе учета, теперь стало возможным отслеживать наличие запчастей на ближайших локациях, что также упростило логистику. Комплект установки ГНКТ X-11\* состоит из нескольких транспортных модулей:

- модуль контрольной кабины (Zoned II Control Cabin);
- модуль блока мощности (Zone II hydraulic power unit);
- модуль барабана ГНКТ (Zone II Drop-In-Drum coiled tubing Reel);
- транспортный модуль 1 – инжектора, опор инжектора, стриппера, поручней и другого вспомогательного оборудования;
- транспортный модуль 2 – направляющего гусака с опорой, ПВО и системы дистанционного аварийного закрытия ПВО, нескольких лубрикаторов.

### БЕЗОПАСНЫЙ МОНТАЖ МОДУЛЬНОЙ УСТАНОВКИ X-11\*

Установка X-11\* была создана с возможностями упрощенной адаптации к различным морским конструкциям – морским платформам различных типов, баржам и прочим плавсредствам. Конструкция X-11\* сочетает в себе гибкость использования различных типоразмеров ГНКТ и инжекторов с временной эффективностью.

В условиях стесненности на морской конструкции контрольная кабина может быстро и надежно монтироваться поверх блока мощности HPU.

Блок мощности установки X-11\* выполнен компактным, с минимально возможным количеством гидравлических элементов, снижая тем самым общий вес. При этом стало возможным увеличить энергоемкость аккумуляторов ПВО на 50%.

Традиционно опасной, с нередкими случаями травматизма на большинстве традиционных

CTU – X-11\* – was specially designed to address for all listed challenges and increase overall safety level at job preparation and logistics, rig-up and rig-down, the safer job execution and improved maintenance.

Modular design with combination of all best functionalities of hydraulic and electronic systems, controlled by computers gives ability to implement idea to active automated process control.

### LOGISTICS AND JOB PREPARATION FOR X-11\*

There are numbers of differences between land and offshore well intervention with CTU. Limited capacity of mechanical-lifting machines, challenges in spare parts delivery, bulky design of conventional CTU, challenges and time concerns for CT pipe exchanges on platform between runs – these and other limitations stimulated of Schlumberger engineers to develop SLB-own modern modular CT unit with much less footprint. In addition, to reduce required lifting capacity of offshore platform crane, main CT Reel unit was split by 2 units – motorized basement and CT reel itself. Now each of 2 units can be delivered to platform separately, with a lesser risk of damage and personnel injuries. Besides of that, it became possible to change one CT Reel by another with different type of CT pipe, faster and safer. Overall process of exchange now takes between 30 minutes and 1 hr, depends on specific conditions. Logistics of spare parts also become easier due to their standardized nature and Schlumberger origins, when similar CTUs used on another Schlumberger locations. In addition, due to web-based system for spare parts control, it became possible to monitor required parts on nearest Schlumberger locations. Main assemblies and units have modular design, maximum adapted for quick replacement and repair on remote locations.

Design of X-11\* comprises of flexibility to use different types of CT Injector Heads and CT Reels in time-efficient manner.

Complete X-11\* CTU set consists of few transport modules:

- zoned II Control Cabin (CC);
- zone II hydraulic power unit (HPU);
- zone II Drop-In-Drum coiled tubing Reel (DID Reel);
- one transport basket for the injector head, injector legs, stripper, handrails and miscellaneous equipment;
- second transport basket for the gooseneck with A-frame, BOP, risers and BOP Control Cart.

### IMPROVED RIG-UP OF MODULAR X-11\* UNIT

X-11\* CT unit was designed with its ability for better adaptation for offshore constructions. X-11\* CT unit with small footprint is easily adaptable for platforms, barges, spars, floaters, and tension-leg platforms.

To reduce space occupied by unit on offshore platform, Control Cabin can be mounted and locked on

установок ГНКТ, является операция запасовки гибкой НКТ в инжектор. На новой установке X-11\* эта проблема решена эффективно, и сама операция занимает считанные минуты. При этом риск травматизма от накопленной энергии ГНКТ при изгибе практически исключен – основную работу выполняет дистанционно управляемая лебедка.

Еще одной особенностью X-11\* является использование барабана нового поколения X-11\* DID Reel с концептом сменных катушек ГНКТ на моторизованном основании. Такая функция необходима при использовании на одной платформе гибких НКТ различных типоразмеров либо использовании ГНКТ с геофизическим кабелем или оптоволоконном в ОПЗ, промысках, освоениях, когда возникает необходимость замены ГНКТ. Разделение общего модуля барабана ГНКТ повысило гибкость установки при монтаже и демонтаже, сократило время замены одного типа ГНКТ на другой, снизило количество перемоток и сварки труб на платформе, снизило усталостный износ гибких НКТ, неизбежный при перемотке ГНКТ.

В дополнение, все основные узлы X-11\* контролируются центральным компьютером. Это значительно снизило риски аварий и травматизма персонала, обусловленные человеческим фактором. Если компьютер распознает опасность или ошибку при производстве работ, автоматические тормоза активизируются на инжекторе и барабане ГНКТ.

## БОЛЕЕ БЕЗОПАСНОЕ ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ НА X-11\*

Гибкость, относительные надежность и простота гидравлических систем часто ограничиваются минимальными логическими функциями – «Да», «Нет» и «Или». Такие системы не могут адаптироваться к конкретным изменяемым условиям, и в современной нефтяной индустрии элементарных логических функций недостаточно. В настоящее время контроль за все большим количеством монотонных операций, выполняемых человеком, доверяется компьютерам.

Операции на море предъявляют более жесткие требования к установкам ГНКТ, что продиктовано сверхмалым рабочим пространством, удалением от базы и чрезвычайно высокой ценой ошибок. Сами по себе гидравлические системы не имеют функций интеллектуального контроля процессов, и в этой области X-11\* имеет серьезные отличия от традиционных установок. Модульный дизайн в совокупности с эффективным использованием свойств гидравлики и электроники, работающим под контролем центрального компьютера, позволил автоматизировать многие процессы.

Это позволило снизить общую нагрузку на бурильщика и помочь ему более глубоко контролировать процессы в скважине, повысив

the Hydraulic Power Unit (HPU) – fast and secure.

HPU of X-11\* is made as very compact and consists of minimal possible number of hydraulic components, making overall weight of X-11\* lesser. It also helped to enlarge capacity of BOP accumulators by 50%.

CT stabbing in to the Injector Head usually is one of the most concerned operations during rig-up. Often this operation considered as high-potential for personnel injury operation. And on X-11\* this issue was resolved by new hardware design for stabbing CT onto Injector with a hydraulic winch. Practically saying, risk of injury is excluded as hydraulic winch is operated by remote control, and CT stab-in operation takes only minutes to complete.

Another feature on X-11\* is developed and implemented in X-11\* CT Drop-In-Drum Reel (CT DID Reel) in concept of replaceable CT drums with spooled-on CT pipe. Such ability is essential for offshore operations when at same platform expected to be used more than 1 type of CT pipe – with or without wireline cables, fiber-optic conductors – for different types of well intervention jobs and treatments. In general, splitting of one bulky and heavy CT Reel unit by 2 expanded flexibility of use new CTU during rig-up, reduced time of replacement one type of CT by another one, reduced number of spooling operations and welding on platform, reduced the fatigue of CT pipe usually associated with additional spooling operations.

In addition, on X-11\* CTU all main systems and components are controlled by central computer. Use of main computer significantly reduced risks of injuries and accidents caused by “Human Error”: in case of error detection by central computer brakes will be automatically applied in Injector Head and CT Reel.

## SAFER WELL INTERVENTION ON X-11\*

Flexibility, relative reliability and simplicity of the hydraulic systems are often limiting functionalities of system by logical “Yes”, “No” and “If”. Those types of systems cannot adapt for changing conditions, and in nowadays basic logical functions are not perfectly satisfy requirements. Because of limitations of hydraulic systems, more and more control functions are dedicated for computer-based automatic control systems.

Especially if we talk about offshore operations where requirements bring higher level of safety – requirements are dictated by extremely limited work area, remote operations and extreme cost of error.

The hydraulic system itself does not have any function of intellectual process control, that's why X-11\* has significant advantages versus conventional CTU based on hydraulics only. Computer-controlled modular design in conjunction with effective utilization of hydraulic and electric systems let to achieve automated processes control in most of them.

At the end it helped to minimize overall load for CT unit operator when possible for better final job results,

качество конечного результата работы и общий уровень безопасности работ. Основные особенности систем контроля и безопасности на X-11\* таковы:

- обеспечивается точный контроль по электронной шине управления скорости и сил на ГНКТ в автоматическом режиме, снижая риск аварии;
- обеспечивается автоматический контроль за состоянием тормозов на инжекторе и барабане ГНКТ с выводом предупреждения о состоянии на дисплей;
- обеспечивается автоматический контроль общего состояния гидравлической системы – качества и утечек гидравлического масла, состояния фильтров, критических давлений во всех системах;
- обеспечивается возможность работы с противовыбросовым оборудованием на 1000 атм, с отображением состояния плашек ПВО;
- обеспечивается режим полуавтоматического запасовывания ГНКТ в инжектор с использованием меньшего количества персонала;
- обеспечивается традиционный способ закрытия ПВО и стриппера при потере мощности НРУ с помощью ручных резервных гидронасосов.

В дополнение к перечисленным, значительные усилия инженеров Шлюмберже были направлены на улучшение эргономики рабочего места бурильщика. Контрольная кабина X-11\* является технологичным и удобным рабочим местом, где главная система управления центрального компьютера – OpsCAB\* – несет функции автоматического контроля за большинством систем и процессов. В режиме реального времени все необходимые параметры выводятся и сравниваются компьютером с заданными. При несоответствии любого из контролируемых параметров система выдаст сигнал тревоги и при необходимости безопасно остановит движение ГНКТ. Контрольные параметры, связанные с конкретными условиями скважины, легко перенастраиваются, а основные системные данные контролируются десятками датчиков.

К примеру, утечки гидравлики обнаруживаются на ранних стадиях, предотвращая аварийные ситуации. Также осуществляется системный контроль фильтров гидравлики со всплывающими указаниями замены конкретного фильтра или масла. Еще одним отличием X-11\* является полное отсутствие гидравлических шлангов управления, идущих к контрольной кабине. Вместо этого приходит только электрический кабель. Новая концепция кабины управления упростила контроль блока мощности, барабана ГНКТ, инжектора установки, полностью устранила возможность утечки гидравлики и сократила время монтажа. На вспомогательном пульте управления ПВО BOP Cart несколько гидравлических шлангов



**Рисунок 2 – Сертифицированная Zone II кабина управления установки X-11\***  
**Figure 2 – Zone II certified X-11\* Control Cabin**

and increased safety level of operations with CTU.

Main features of automated system control on X-11\* are:

- operates with fly-by-wire controls from the control cabin to all the major skids. Provides finite control of injector speed and applied forces in automated mode. Uses computer-controlled systems that eliminate pipe over-pulls and over-snub scenarios;
- incorporates automatic hydraulic power pump management;
- can be configured to run up to 15k psi well-control pressure equipment;
- offers automatic fail-safe systems integrated with brakes on Reel and Injector;
- new semi-automated CT pipe stabbing hardware minimizes need to use personnel on height;
- offered traditional means to supply for BOP, Stripper and Traction cylinders pressure with hand pumps in case of hydraulic power loss.

Besides of listed above X-11\* features, much of engineering work was applied to improve of CT operator's workplace ergonomics. CT Control Cabin on X-11\* is highly developed area where main control system – OpsCAB\* – takes automated control on the most of systems. In real-time mode all essential parameters will be displayed and controlled by computer. In some cases when value of any critical parameter will go out of the working range, alarm will be initiated and in some cases movement of CT pipe will be stopped, immediately and safely. Controlled parameters' limits related to CT string and well conditions may be easily changed in OpsCAB\* for better situation control. Main system parameters are permanently monitored by tenth of sensors. As example, leaks of hydraulic oil will be detected on early stage and job execution may be altered without serious consequences. Another example is real-time

объединены в укрупненные модули быстрого соединения – всего несколько секунд требуется для надежного соединения всех гидравлических шлангов к противовыбросовому превентору без утечек масла.

Решению проблем наблюдения за состоянием ГНКТ и стриппера была адресована установка видеокамер. В кабине предусмотрена возможность вывода информации одновременно с четырех камер на дополнительный дисплей. Изначально установка комплектуется двумя камерами, одна из которых PTZ (поворотная на 360 градусов камера высокого разрешения), что позволяет контролировать даже удаленные приборы, модули и наблюдать за состоянием поверхности ГНКТ. Для этого нужно просто направить камеру на объект и «приблизить» на экране. Эта функция необходима как на скважинах с удаленным расположением инжектора, так и на скважинах с содержанием опасных газов.

Защита бурильщика от шума, взрывоопасных и ядовитых газов достигнута новой герметизированной кабиной с небольшим избыточным давлением внутри. Кабина оборудована системой очистки и сиреной тревоги для случаев разгерметизации. Доказано, что шум – одна из составляющих, значительно влияющая на усталость персонала, и поэтому радикальное снижение шума является заметным шагом вперед к обеспечению безопасных работ с ГНКТ. Эргономика кабины управления X-11\* одна из лучших в индустрии.

Дизельные двигатели в блоке мощности (HPU) X-11\* оборудованы системой предотвращения взрывов Pyroban\*. Перед запуском система калибруется, двигатель блока мощности просто не запустится до тех пор, пока опасность не устранена. Соответственно, при появлении взрывоопасных газов двигатель будет остановлен.

Опыт показывает, что в ходе работы при дозакровке установки ГНКТ топливом или гидравлическим маслом, зачастую посторонние мусор и примеси могут попадать в бак. Эта проблема также решена установкой дополнительного фильтра и ручного насоса, специально используемого только для дозакровки топливом или гидравлическим маслом.

Электронно-гидравлическая система X-11\* управляется компьютером, но резервная работа системы обеспечивается ручными насосами подкачки в ПВО и стриппер, в цилиндры обжатия цепей инжектора. Резервные системы управления установкой могут быть задействованы в любое время. Кроме того, все без исключения автоматические электронные режимы работы при необходимости могут управляться вручную бурильщиком. Резервные системы управления похожи на аналогичные резервные системы традиционных установок ГНКТ.

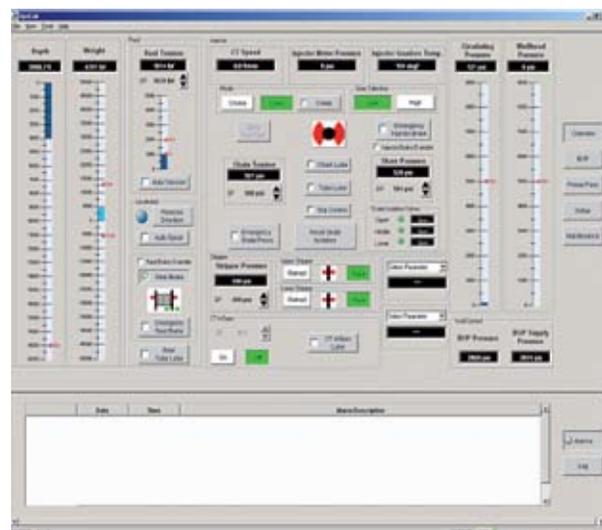


Рисунок 3 – Основной экран автоматизированной системы OpsCAB\*

Figure 3 – Main screen of automated system OpsCAB\*

monitoring of filters' conditions with flashing-up alarms, including details on which specific filter to be replaced.

Significant difference of X-11\* vs. conventional CT unit is that no hydraulic hoses connected to Control Cabin but instead the only by electrical cable. New concept lets simpler control of Hydraulic Power Unit (HPU), CT Reel and Injector Head and excludes hydraulic oil spills inside and outside of Control Cabin. It also significantly reduced time for Rig-Up and Rig-Down of X-11\* system vs. conventional CTUs. Whenever possible multiple hydraulic hose combined into one big quick-connector. Only few seconds now required connecting all BOP hydraulic hoses bundle, reliably with no leaks.

In term of helping to monitor conditions of CT pipe, Stripper, Injector and other components, vide-control system was implemented. New important function of X-11\* is ability to connect up to 4 video cameras for better CT operations visual control. By default 2 video cameras are pre-installed by manufacturer, from which one is PTZ (360 deg high resolution video) camera. It became very easy to read any remote gauge, watch the CT pipe surface or control any other remote modules just been seating in Control Cabin and simply zooming required element. This function is essential in hazardous and remote installations of Injector Heads where dangerous gases present, or access is very limited.

Protection of CT operator from noise, combustible and dangerous gases achieved by well isolated pressurized Zone II Control Cabin equipped with purging system and alarm. In fact, noise has big impact on overall tiredness of field personnel, and noise reduction is another step forward to safer CT operations – ergonomics in X-11\* is one of the best in industry.

Diesel engines on X-11\* hydraulic power unit (HPU) equipped with Pyroban\* explosion protection safety

Все параметры работы при выполнении операций на X-11\* могут передаваться в текущем времени в офисы заказчиков или Шлюмберже. Для этих целей контрольная кабина оборудована необходимыми аппаратными средствами, позволяющими выходить через служебную сеть SINet посредством спутника и транслировать данные в системе InterACT\*.

## ЭФФЕКТИВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ X-11\*

Качественное техническое обслуживание является залогом надежной работы любой установки. Как и для большинства установок, в обслуживании X-11\* предусмотрены регламенты и временные интервалы обслуживания, но основным отличием является автоматический контроль состояния гидросистемы главным компьютером, который может выдать предупреждение о замене фильтров или масла раньше установленного интервала. Такие ситуации возможны и могут быть связаны с потерей свойств масла, появлением металлических частиц в масле или загрязненным топливным фильтром по независящим от оператора причинам. Таким образом, сохраняется возможность раннего предупреждения опасности и преждевременного выхода из строя элемента или крупного модуля установки X-11\*. Работа может быть безопасно остановлена для устранения причин, помогая избежать значительных простоев и ремонта дорогостоящего оборудования.

Принципиально новый противовыбросовый превентор (ПВП или ПВО) имеет также улучшенную конструкцию. При обслуживании время открытия ПВО для замены уплотнений плашек составит всего несколько минут. Все шланги превентора одновременно подсоединяются в течение нескольких секунд с помощью специального многоканального соединителя, надежно и без утечек. Предпринятые изменения в конструкции значительно сокращают общее непроизводительное время.

Установка X-11\* также включает модифицированные инжекторные головки, которые могут работать с размерами ГНКТ от 1-1/4" до 2-7/8", управляемые электронно. Замена захватывающих блоков к использованию с другим типоразмером ГНКТ может занять меньше часа. При этом разборка инжектора не требуется.

В сравнении с традиционными установками новый укладчик трубы имеет более простую, надежную и эффективную конструкцию, адаптированную к использованию с извлекаемыми барабанами ГНКТ разного размера и не содержит быстроизнашивающихся элементов. Регулировка и смена звездочек при переходе на использование ГНКТ другого типоразмера не требуется – конструкция X-11\* значительно модернизирована.

system. It will be simply impossible to start engine on HPU until it is safe to do so. In similar way "Pyroban" safety system controls engine during job execution.

If during job execution fill-up with diesel or hydraulic oil is required, some foreign objects and dust can come in to tanks. Based on extensive experience and to address this problem, X-11\* was equipped with permanent hand pump with filter additional filters.

Combination of electronic and hydraulic systems utilizes all best functions from each of them, but in case of main computer or other electronics malfunction back-up controls can be used. They may be activated in any time and all electro-over-hydraulic valves may be overridden by CT operator manually. There are few different ways managing faulty element manually – backup systems on X-11\* very similar to back-ups on conventional CT units.

The process of learning how to operate with X-11\* is fairly simple and even newcomers can run with confidence CTU in couple of hours.

All jobs performed on this X-11\* unit may be transmitted and real-time monitored in client's or SLB offices. For that purpose Control Cabin has equipped with all necessary hardware providing ability to access SINet network via satellite from location and publish data on InterACT\*.

## ADDRESSED X-11\* MAINTENANCE

Effective maintenance is the key of reliable work for any machine. Similar to conventional CTU, X-11\* has maintenance schedules and procedures, unless main computer will initiate Alarm for filters or oil check, even before scheduled maintenance interval due. Such cases may occur. For instance, due to loss of property and contamination of oil and fuel for number of reasons. Now based on Alarm events, there is possibility of earlier systems' control to prevent premature failure of elements and modules, helping to avoid significant non-productive time events and repair of equipment.

Due to very compact design, some elements of X-11\* CTU are difficult to access. To make maintenance work done in more convenient and time-efficient way especially when engine require additional checks, X-11\* unit has ability to remove engine out of power pack HPU rapidly when needed.

Newly redesigned Blowout Preventer (BOP) has improved design which lets to open rams for redress in only minutes when. This type of maintenance is regular and usually performed before each well intervention, so new design of BOP saves substantial amount of non-productive time. Hoses can be connected and disconnected in seconds for faster and safer rig up with no oil spills.

Modified electrically operated CT Injector Heads designed to work with sizes of CT pipe from 1-1/4" to 2-7/8". Process to prepare Injector Head for different

Достаточно всего одной электронной калибровки для данного типоразмера ГНКТ перед работой, так как нет сцепления, звездочек и цепей. Компьютер контролирует укладку, но при необходимости бурильщик может вмешаться в процесс традиционным способом, с помощью электронного джойстика.

Ввиду компактного расположения узлов и агрегатов некоторые элементы находятся в труднодоступных местах и в X-11\* для этих целей предусмотрено быстрое извлечение двигателя в случае необходимости.

### ПОДВОДЯ ИТОГИ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ

Новая установка Шлюмберже X-11\* содержит революционный концепт и передовые аппаратные средства; эффективность подтверждена в ходе более 500 работ. Поставленные задачи в области более высоких стандартов эффективности, промбезопасности и охраны окружающей среды достигнуты – за все время использования X-11\* не было зарегистрировано даже единичного случая превышения нагрузок на гибкую НКТ в ходе работ. Обучиться управлять этой установкой сможет за несколько часов даже новичок, хотя очевидно, что специализированное обучение необходимо для квалифицированного использования, обслуживания, поиска неисправностей и ремонта. Для этих целей обучение осуществляется в учебном центре Шлюмберже Middle East and Asia Learning Center (MLC, Абу-Даби) или с выездом на локацию. Около 20 морских установок X-11\* заняты в разных странах в течение последних лет.

При этом инженеры Шлюмберже продолжают работы по улучшению конструкции X-11\* и уже сейчас существует несколько ее модификаций. Принимая во внимание интенсивное развитие морского бурения, установки X-11\* уже сейчас задействованы в разработках морских месторождений по всему миру, включая Россию. Ведь высочайший уровень безопасности установки X-11\* изначально был заложен при проектировании и создании установки ГНКТ нового поколения.

#### **Технические данные X-11\***

Рабочие температуры от –20 °С до +48 °С.

#### **Блок мощности HPU**

Аварийная остановка двигателя;

Аварийная остановка двигателя закрытием воздуха;

Аварийная остановка двигателя при об/мин выше допустимых;

Датчик наличия газа в воздухе;

Мощность блока 250 гидр. л.с.;

Три аккумулятора по 15 галлонов США каждый;

Д x Ш x В 3.05 m x 2.44 m x 2.59 m;

Вес 11,340 кг;

Грузоподъемная сертификация DNV 2.7.1;



**Рисунок 4 – X-11\* ПВО открыт и готов к переборке плашек**

**Figure 4 – X-11\* BOP in ready to redress position**

size of CT string takes less than an hour. No Injector opening is required.

In comparison with traditional CT units, new design of Levelwind is simple, reliable and effective solution for X-11\* with concept of replaceable DID CT Reels. It does not include rapidly mechanically-wear elements and can work with all sizes of CT pipes. Once calibrated for new CT size, no further adjustment is required – there is no clutch, no chain, and no sprockets. Main computer takes control on Levelwind automated control and spooling. When required, CT operator can override Levelwind by traditional way adjusting spooling with electronic joystick.

### LAST YEARS' SUMMARY

Overall operations' efficiency and HSE performance met predefined objectives. Efficiency of revolutionary concept with redesigned hardware has proven by results of 500+ jobs, performed on X-11\* family of CT units with no single over-pull or pipe-kinking accident event, usually associated with routing CT operations. Learning to run CT pipe on X-11\* is easy and quick – it may need about 2 hours for newcomers to operate X-11\* with confidence. From another hand, X-11\* CT unit is obviously very complex machine, and professional training is required for proper use, maintenance, troubleshooting and repair. For those purposes specialized courses are delivered at "Middle East and Asia Learning Center" (MLC, Abu Dhabi) and field locations. Currently about 20 of X-11\* Zone II offshore CT units work worldwide over last few years. Schlumberger engineers continuously work on X-11\* improvement, some modifications have been already implemented.

Considering intensification of offshore operations, new generation of X-11\* offshore coiled tubing units has found its place in such applications worldwide, including Russia's sea shelves, due to enhanced level of safety standards – a fundamental portion in design of new generation of CT units.

Другие сертификаты ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Кабина управления**

Кабина под давлением, очищающаяся;  
Система контроля за системами OpsCAB\*;  
Система сбора и регистрации данных CoilCAT\*;  
Система видеонаблюдения на 4 камеры;  
Контроль намотки ГНКТ, стриппера + 2 дополнительных;  
Кондиционер воздуха на 30,000-Btu;  
Угол обзора из кабины 270°;  
Д x Ш x В 3,05 м x 2,44 м x 2,59 м;  
Вес 6,804 кг;  
Грузоподъемная сертификация DNV 2.7.1;  
Другие сертификаты ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Модуль барабана ГНКТ DID Reel**

Загрузка сверху и спереди у моторизованного основания;  
Трубоукладчик применим для всех типов ГНКТ;  
Автоматический контроль укладки ГНКТ;  
Цепной тип привода барабана;  
Вертулг высокого давления на 1000 атм;  
Встроенный датчик циркуляционного давления;  
Внутренний манифольд с возможностью вброса пенной пробки;  
Прибор контроля диаметра и толщины стенки ГНКТ;  
Автоматический смазчик трубы ГНКТ;  
Система прокачки ингибитора коррозии;  
Страховочная тросовая система для работы на высоте.

**Катушки ГНКТ**

Диаметр барабана внешний – 142”;  
Диаметр основания барабана - 70” или 80”;  
Вес барабана с незаполненной трубой 8,845.1 kg;  
Вес барабана без трубы 2,585.5 kg;  
Грузоподъемная сертификация DNV 2.7.1;  
Другие сертификаты ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Инжекторная головка**

Тип HR 560, вытяжка 60,000 фунт, заталкивание 26,000 фунт;  
Тип HR 580, вытяжка 80,000 фунт, заталкивание 40,000 фунт;  
Тип HR 5100, вытяжка 100,000 фунт, заталкивание 50,000 фунт;  
Главный инж. контур 5000 psi, контроль за состоянием масла;  
Точный измеритель глубины, встроенный;  
Направляющий гусак 72” или 100”, с системой ограниченной нагрузки;  
Датчик температуры и состояния масла;  
Страховочная тросовая система для работы на высоте;  
Грузоподъемная сертификация DNV 2.7.1;  
Другие сертификаты ATEX, CE marked, Zone I compliant. ☉

**General specifications**

Operating temperatures –20 °C to +48 °C.

**Hydraulic Power Pack**

Engine emergency shutdown system;  
Emergency air intake shutdown;  
Automatic engine over-speed shutdown;  
Gas detector sensor;  
Hydraulic pumps – 250 hhp triple-stack gear pump;  
Three accumulators of 15 galUS;  
Length x width x height 3.05 m x 2.44 m x 2.59 m;  
Weight 11,339.8 kg;  
Lifting certification DNV 2.7.1;  
Certification ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Control Cabin**

Cabin Pressure purged;  
Controls Process-controlled system;  
Data acquisition system CoilCAT\* technology;  
External monitoring video camera system;  
Remote spooling, stripper, two others as required;  
Climate control 30,000-Btu cooling system;  
External view angle 270°;  
Length x width x height 3.05 m x 2.44 m x 2.59 m;  
Weight 6,803.9 kg;  
Lifting certification DNV 2.7.1;  
Certification ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Drop-in Drum Reel system**

Loading from top and front of power stand;  
Levelwind Floating arm suitable for all tubing sizes;  
Automated electronic over-hydraulic spooling control;  
Drive system Chain drive;  
Reel swivel 15,000-psi rated;  
Circulating pressure transducer, Integral;  
Pig launcher and Ball-dropping ability;  
Tubing monitoring inspection - wall thickness / ovality;  
Tubing lubrication (external) automatic;  
Tubing lubrication (internal for corrosion mitigation);  
Fall arrester and work platforms for Levelwind access.

**Tubing Reel Specifications**

External diameter = 42”;  
Core diameters can be 70” and 80”;  
Weight with empty spool 8,845.1 kg;  
Weight of empty spool 2,585.5 kg;  
Lifting certification DNV 2.7.1;  
Certification ATEX, CE marked, Zone II compliant.

**Injector specifications**

HR 560 configuration 60,000 lbf pull, 26,000 lbf snub;  
HR 580 configuration 80,000 lbf pull, 40,000 lbf snub;  
HR 5100 configuration 100,000 lbf pull, 50,000 lbf snub;  
Hydraulics 5,000-psi circuit, condition monitoring system;  
Depth system Universal tubing length monitor;  
72-in gooseneck with overload protection system;  
100-in gooseneck with overload protection system;  
Metallic chip detection and temperature sensors;  
Fall-arrester Safety system;  
Lifting certification DNV 2.7.1;  
Certification ATEX, CE marked Zone I compliant. ☉



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 буровыми 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, буровые 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



## Как вывести скважину из бездействия с минимальными затратами?

## How is it Possible to Bring a Well Back on Production with Minimal Expenses?

**В.В. ТРИФОНОВ, зам. директора ООО НПФ «Пакер» по развитию сервиса и сбыта**  
**V.V. TRIFONOV, Vice-director, Service and Sales Development, OOO NPF Paker**

**В** 2010 году бездействующий фонд скважин в Российской Федерации составлял около 16% эксплуатационного фонда. Направляя значительные финансовые ресурсы на геологоразведочные работы, разведочное и эксплуатационное бурение, компании не должны забывать о малодебитном и бездействующем фонде скважин. Это касается не только компаний, эксплуатирующих старые месторождения, ведь вопросы работы с малодебитным и бездействующим фондом скважин рано или поздно придется решать каждой компании вне зависимости от текущего состояния разработки ее месторождений.

Пакерно-клапанные компоновки, предлагаемые ООО НПФ «Пакер», позволяют эффективно вывести скважину из бездействия в рентабельную эксплуатацию, а также оптимизировать работу малодебитного фонда скважин.

### ДВУХПАКЕРНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ВЫВОДА СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ

При нарушении целостности эксплуатационной колонны можно эффективно запустить скважину в эксплуатацию с помощью двухпакерной (классической) компоновки (рисунк 1).

Она позволяет изолировать нарушение как снизу, так и сверху. Эта компоновка состоит из нижнего и верхнего пакеров, установочного и разъединяющего инструмента (гидравлического или механического), клапана уравнительного и разъединителя колонны. Клапан уравнительный необходим для выравнивания давления, чтобы после длительной эксплуатации была возможность выравнивать давление и безопасно извлечь компоновку без увеличенных нагрузок. Надо отметить, что при проектировании компоновок мы уделяем повышенное внимание разъединяющим устройствам: в каждом случае важно предусмотреть вероятность осложнений и пути выхода из ситуации с

**In** 2010 idling well stock in Russian Federation reached the level of 16% of the whole operating well stock. Spending significant financial assets on geological exploration, exploration and production drilling, the companies should not forget about marginal and idling well stocks. It concerns not only those companies that have brownfields in operation. Sooner or later each company will have to deal with marginal or idling well stocks regardless of the current situation with development of its fields.

Packer-valve assemblies manufactured by OOO NPF Paker allow to effectively bring well back on commercial production, as well as to optimize marginal well stock operation.

### TWO-PACKER ASSEMBLIES FOR BRINGING WELLS BACK ON PRODUCTION

When integrity of the production string is lost, it is possible to effectively bring well back on production with the help of two-packer (standard) assembly (see Figure 1).

It allows to isolate the damaged zone both from below and above. This assembly consists of lower and upper packers, setting and disconnecting tools (hydraulic or mechanical), equalizing valve and string disconnecter. Equalizing valve is necessary for pressure balancing, which allows to safely remove the assembly after continuous operation without additional stress. It should be mentioned that we pay closer attention to disconnecting tools when developing the assemblies: in each case it is important to foresee the possibility of troubles occurrence and the methods of solving them with minimal expenses. It is especially important in respect to multi-packer assemblies.

Utilization of two-packer assembly 2PROK-SIAG for bringing wells back on production allows to avoid expensive squeeze cementing operations and maximize recovery of reserves during development of

наименьшими затратами. Особенно это актуально, если речь идет о многопакерных компоновках.

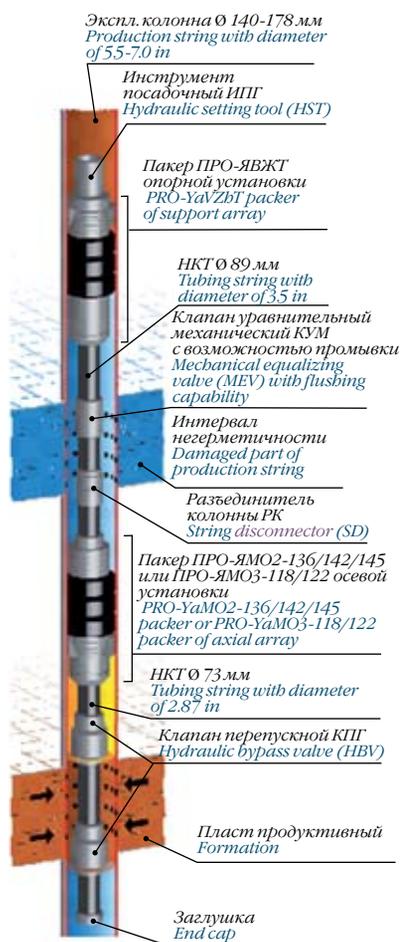
При использовании двухпакерной компоновки 2ПРОК-СИАГ для перевода скважин из бездействия в фонд дающих продукцию исключается проведение дорогостоящих РИР, а разработка зоны дренирования скважины проводится с максимальной выработкой запасов. Спуск компоновки осуществляется «легкой» бригадой ТРС. Двухпакерная компоновка может эксплуатировать УСШН и УЭЦН автономно в жесткой сцепке с насосом через подвижное герметичное соединение РКУ или ИПМ-5.

Верхний пакер в двухпакерной компоновке ПРО-ЯВЖТ имеет несколько модификаций, которые направлены на его надежную фиксацию и гарантированную посадку в наклонно-направленных скважинах. Модификация пакера ПРО-ЯВЖТ-С со срезными штифтами регулируется на определенную нагрузку, и пока эта нагрузка не будет целиком передана на нижний пакер, верхний пакер не запакеруется. Для больших углов наклона разработан гидродомкрат, который позволяет устанавливать компоновки и в горизонтальных скважинах.

Гидравлический или механический посадочный инструмент ИПГ или ИПМ (гидравлика срабатывает от создания давления в НКТ, механика – от правого вращения) предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с осталяемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием. Пятая модификация ИПМ обеспечивает подвижное герметичное соединение НКТ с нижерасположенным пакером. ИПМ 5 применяется главным образом в схемах при одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

Для особых условий эксплуатации разработан универсальный разъединитель колонны РКУ, который обеспечивает подвижное (до 1500 мм) герметичное соединение НКТ при работе с нижерасположенным оборудованием. РКУ предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с осталяемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием.

По состоянию на 1 августа 2011 года в Российской Федерации и странах СНГ работает более 1 400 комплектов двухпакерных компоновок производства НПФ «Пакер» для длительной селективной изоляции. ▶



**Рисунок 1 – Двухпакерная компоновка для селективной изоляции – автономная 2ПРОК-СИАГ-1**

**Figure 1 – Two-packer assembly for selective isolation – autonomous 2PROK-SIAG-1**

well drainage area. The process of lowering the assembly into well is performed by “light” oilwell service crew. Two-packer assembly can operate in standalone mode together with SRP and ESP units and in rigid hitch with the pump due to the flexible pressure tight joint APSD or MST-5.

The upper packer PRO-YaVZhT in two-packer assembly has several modifications, which provide reliable locking and ensure its setting in directional wells. Modification of PRO-YaVZhT-S packer with shear pins can be fine tuned to specified load. Only when this load is fully transferred to the lower packer, the upper packer will pack. In order to deal with high borehole inclination angles we developed a hydraulic jack that allows to install assemblies in horizontal wells.

Hydraulic or mechanical setting tools (HST or MST) are intended for setting, connection and disconnection of the tubing string and packer-anchor equipment, which is left in the production string. HST is actuated by pressurization of the tubing string, MST – by right-hand rotation. Fifth modification of MST provides flexible pressure tight joint between the tubing string and lower packer. MST-5 is used mainly in dual-pumping wells.

For specific operation conditions we developed the all-purpose string disconnector APSD, which provides flexible (up to 60-in.) pressure tight connection of the tubing string with subjacent equipment. APSD is intended for setting, disconnection and connection of the tubing string and packer-anchor equipment, which is left in the production string.

More than 1,400 two-packer assemblies for continuous selective isolation, which were manufactured by NPF Packer, are in operation on the territory of Russian Federation and CIS countries as of August 1st, 2011. This is the standard and cheap method of bringing a well with damaged production string back on production.

### BRINGING THE WELL WITH DAMAGED PRODUCTION STRING ON PRODUCTION IN THE CASE WHEN IT IS EQUIPPED WITH ESP UNIT

If the well with damaged production string is equipped with ESP unit, it is possible to use IPROK-IVE-1 assembly, which consists of ESP unit itself, ▶

Это классический и недорогой способ запуска скважины в эксплуатацию, имеющей нарушение эксплуатационной колонны.

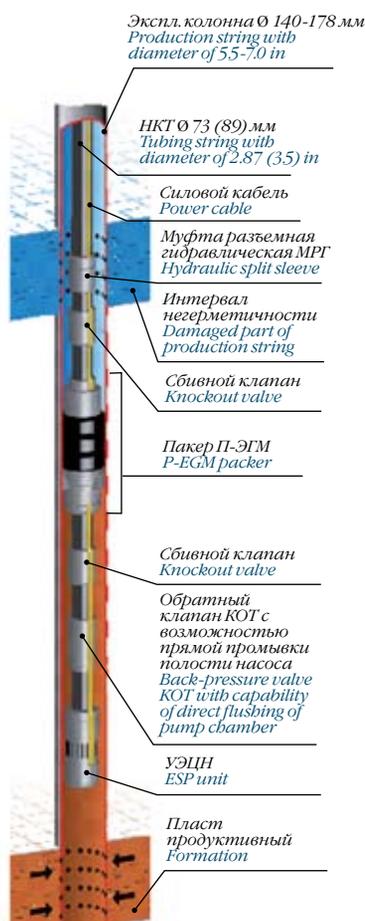
### ЗАПУСК СКВАЖИНЫ, ИМЕЮЩЕЙ НАРУШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С УЭЦН

Если скважина, имеющая нарушение эксплуатационной колонны, эксплуатируется УЭЦН, то можно применять компоновку 1ПРОК-ИВЭ-1, состоящую непосредственно из самого УЭЦН, обратного клапана, сбивного клапана, пакера с электрокабелем и разъемной гидравлической муфты, которая предназначена для безопасного извлечения компоновки (рисунок 2).

Когда компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1 устанавливается, пакером отсекается нарушение эксплуатационной колонны, что дает возможность быстро и с минимальными затратами запустить скважину в эксплуатацию.

Не секрет, что более 60% отказов УЭЦН в Российской Федерации связаны с отложением солей и механических примесей. В связи с этим некоторое время назад мы поставили перед собой задачу разработать клапан обратный, который позволил бы в случае заклини насоса или отложения солей и механических примесей на рабочих органах, а также засорения приемной сетки ЭЦН произвести прямую промывку полости соляной кислотой, специальным ингибитором или технологической жидкостью. Эта задача выполнена: был разработан клапан обратный трехпозиционный КОТ-93. В стандартном положении клапан работает как обратный. При работе УЭЦН клапан открыт и поток жидкости при движении вверх омывает клапан. Когда УЭЦН останавливается, клапан КОТ-93 закрывается как обычный обратный клапан, а при создании избыточного давления в НКТ совмещаются боковые отверстия в клапане и начинается прямая промывка самого насоса. С помощью клапана КОТ-93 уже произведено несколько операций по промывке насосов, которые позволили ликвидировать «клин» насоса.

Муфта разъемная гидравлическая МРГ-89 позволяет при осложнениях со скважинным оборудованием и колонной НКТ разъединять их в месте ее установки. Также она снижает риск возникновения тяжелых осложнений со скважинным оборудованием. Муфта приводится в действие сбросом шара и созданием давления в НКТ. Ее можно использовать не только



**Рисунок 2 – Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах 1ПРОК-ИВЭ-1**

**Figure 2 – Packer assembly 1PROK-IVE-1 for isolation of upper water influx in production wells**

back-pressure valve, knockout valve, packer with electric line and dismantlable hydraulic coupling that is intended for safe removing of the assembly (see Figure 2).

When 1PROK-IVE-1 assembly is installed, packer isolates damaged part of the production string, which gives the possibility to quickly bring a well back on production with minimal expenses.

It's not a secret that more than 60% of ESP failures in Russian Federation are connected with formation of salts and mechanical impurities. Hence we make it our mission to develop a back-pressure valve, which would allow to perform direct flushing of ESP chamber with hydrochloric acid, special inhibitor or process fluid in the case of ESP jamming or formation of salts and mechanical impurities on its operating elements, or bridging of its intake screen. This task was completed: we developed three-position back-pressure valve КОТ-93. In the standard position this valve works as a usual back-pressure valve. During ESP operation the valve is open and the upflow of fluid passes over the valve. When ESP stops, КОТ-93 valve closes like a usual back-pressure valve. If overpressurization of the tubing string occurs, side ports

of the valve overlap and direct flushing of ESP starts. Several direct flushing operations have already been performed with КОТ-93 valve utilization. They allowed to eliminate ESP jamming.

Hydraulic split sleeve MRG-89 allows to disconnect the tubing string from downhole equipment if problems with the latter occur. It also decreases the risk of downhole equipment failures. The sleeve is actuated by means of ball drop and pressurization of the tubing string. It can be used not only in combination with packer, but also for the whole stock of ESP units that operate in wells with high rates of salts formation, i.e. for the purpose of decreasing expenses associated with elimination of ESP jamming problems.

### BRINGING THE WELL WITH DAMAGED PRODUCTION STRING ON PRODUCTION IN THE CASE WHEN IT IS EQUIPPED WITH SRP UNIT

If the well with damaged production string is equipped with SRP unit, it is possible to bring it back on

в составе пакера, но и для всего фонда УЭЦН, работающих в скважинах, осложненных солями, т.е. в целях снижения затрат на ликвидацию осложнения с УЭЦН, прихваченными солями.

### ЗАПУСК СКВАЖИНЫ, ИМЕЮЩЕЙ НАРУШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С УСШН

Если скважина, имеющая нарушение эксплуатационной колонны, эксплуатируется штанговым насосом, то можно запустить ее в эксплуатацию, установив штанговый насос со специальным пакером ПРО-ЯТ-О, который имеет нижний и верхний механические якоря и так называемый регулируемый замковый узел. После установки пакера ПРО-ЯТ-О срабатывает замок, и чтобы сорвать пакер, необходимо приложить растягивающую нагрузку от 5 до 12 т, которая регулируется на заводе.

Необходимость такой конструкции вызвана тем, что при использовании обычного пакера совместно с ШГН в большинстве случаев пакер срывается под действием возвратно-поступательных движений штанг, передающихся на насос, НКТ и пакер. Пакер ПРО-ЯТ-О эту проблему решает.

При отсечении нарушения эксплуатационной колонны скважины, эксплуатируемой УСШН, может использоваться пакерная компоновка 1ПРОК-УО-1 (рисунок 3).

Данная компоновка позволяет исключить многократные проведения дорогостоящих РИР традиционными методами. Пакер ПРО-ЯТ-О также может применяться в компоновках для одновременно-раздельной эксплуатации, где необходимо натяжение колонны НКТ.

Вместе с пакером-трубодержателем ПРО-ЯТ-О (или якорем-трубодержателем ЯТ-О) при штанговом способе эксплуатации мы предлагаем использовать натяжитель ИН-73 колонны НКТ. Он используется для натяжения колонны НКТ с требуемой нагрузкой при установке пакера ПРО-ЯТ-О или якоря ЯТ-О. ИН-73 является инструментом многоразового использования. Применение натяжителя ИН-73 с ПРО-ЯТ-О (ЯТ-О) позволяет снизить удельное потребление электроэнергии до 15%, а также увеличить МРП работы УСШН по причине истирания НКТ штангами.

Снижение удельных энергозатрат основано на том, что при работе УСШН происходит сжатие-растяжение колонны труб. В результате натяжения колонны НКТ с помощью ПРО-ЯТ-О с ИН-73 (или ЯТ-О с ИН-73) увеличивается эффективный ход плунжера, повышается производительность

production with the help of special PRO-YaT-O packer that has lower and upper mechanical anchors and the so-called adjustable locking unit. After installation of PRO-YaT-O packer the locking unit is actuated, which results in the necessity of applying tensile load equal to 11,000-26,500 lbs (the value is adjusted at the manufacturing facility) in order to unset packer.

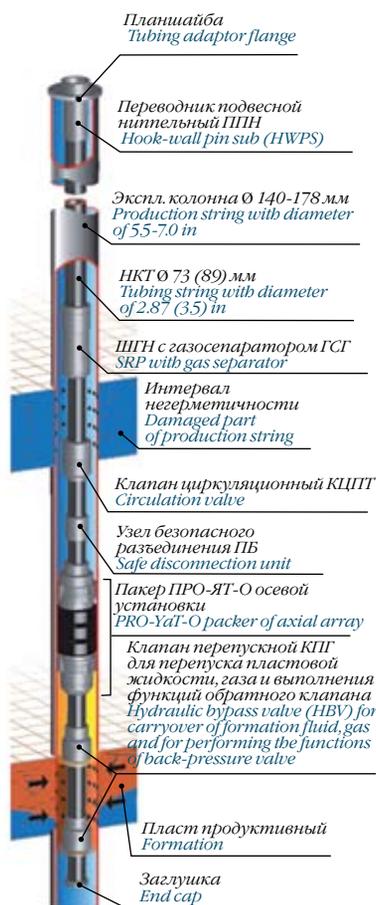
The need for such construction is caused by the fact that utilization of standard packer in combination with SRP in most of the cases leads to unsetting of packer under the influence of reciprocating motion of pump rods, which also affects the tubing string, pump and packer. PRO-YaT-O packer solves this problem.

For isolation of damaged part of the production string in wells equipped with SRP units it is possible to use packer assembly 1PROK-UO-1 (see Figure 3).

This assembly eliminates the need for repetitive and costly squeeze cementing operations, which are usually performed with conventional methods. PRO-YaT-O packer can be also used in assemblies for dual-pumping well operation projects, where it is necessary to tension the tubing string.

For wells equipped with SRP units we suggest to use PRO-YaT-O pipe support packer (or pipe support anchor YaT-O) in combination with tubing string tensioner IN-73. IN-73 tensioner is used for tensioning the tubing string with specified load during installation of PRO-YaT-O packer or YaT-O anchor. It is a reusable tool. Utilization of IN-73 tensioner together with PRO-YaT-O packer (YaT-O anchor) allows to decrease specific power consumption by up to 15% and to increase mean time before failure of SRP units.

Decrease of specific power consumption is based on the following scheme: during SRP operation tension and compression of the tubing string occurs, PRO-YaT-O packer (YaT-O anchor) in combination with IN-73 tensioner provide additional tension of the tubing string, effective pump stroke increases, which leads to increase of pump discharge capacity and, correspondingly, to decrease of power consumption.



**Рисунок 3 – Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах при эксплуатации УСШН 1ПРОК-УО-1**

**Figure 3 – Packer assembly 1PROK-UO-1 for isolation of upper water influx in production wells equipped with SRP units**

насоса и, следовательно, снижаются удельные энергозатраты.

### РАБОТА СО СКВАЖИНАМИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА

При стандартной схеме размещения оборудования в скважинах, оборудованных ЭЦН, ШГН или ШВН (ЭВН), обводненности от 17 до 85%, не аномально вязкой нефти, граница раздела фаз «вода – нефть», как правило, находится на приемном модуле насоса. Отделившаяся вода проникает в ПЗП и нарушает ее коллекторские свойства. Это приводит к созданию искусственного барьера для поступления нефти, образованию водяного столба до приема насоса в стволе скважины, повышению обводненности добываемой жидкости, а в конечном счете – к снижению КИН.

Мы предлагаем несколько достаточно простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования (КПО), которые, что важно, можно быстро реализовать в процессе текущей смены насосов. Следует отметить, что стоимость реализации этих решений несоизмеримо ниже стоимости ремонтных работ по смене ГНО, а эффективность работы оборудования становится выше. В частности, как показывает промысловая практика, увеличивается текущий дебит нефти и сокращается время вывода скважин на режим.

Данные технологии реализуются в однопакерной компоновке для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА

В предлагаемой компоновке (рисунок 4) хвостовик колонны НКТ под пакерами типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О (П-ЯДЖ-О) оборудован клапанами типа КПП для перепуска жидкости и газа, установленными над и под интервалом перфорации, а также заглушкой снизу для сбора и удержания механических примесей. В результате эти вещества будут удаляться из ПЗП, газ не будет способствовать осушению и разрушению породы пласта, а вода не станет ускорять процесс гидрофилизации. По окружности клапанов типа КПП имеются каналы, в которых находится седло-шар. Если давление в затрубном пространстве превышает давление в НКТ, шар уходит в безопасную зону и клапан открывается, перепуская газожидкостную смесь. Когда давление в НКТ становится больше, чем в затрубном пространстве, клапан закрывается. То есть клапаны перепускают газожидкостную смесь только в одном направлении

Будучи равновесным и работая по

### OPERATIONS WITH MARGINAL WELL STOCK

When a standard scheme of equipment placement is used in wells equipped with ESP, SRP or PCP units, water cut of which lies within the range of 17–85% and oil viscosity is normal, then «oil-water» phase boundary is usually situated in the pump intake module. Loosened water goes to bottomhole formation zone (BFZ) and impairs its porosity and permeability properties. This leads to creation of artificial barrier for oil ingress, formation of water column in the borehole, increase of water cut and, finally, to decrease of oil recovery factor.

We suggest several simple technological solutions for modification of downhole equipment assemblies (DEA), which can be rapidly realized during the process of pumps changeover. It should be mentioned that realization of these solutions is cheaper in comparison with repair operations (removal of downhole pumping equipment), while the efficiency of equipment operation becomes higher. In particular, as field experience shows, oil production rate

increases, while time to first production decreases.

These technologies are implemented in one-packer assembly 1PROK-UOA for bottomhole pumping.

In the suggested assembly (see Figure 4) production liner, which is situated below PRO-YaT-O or PRO-YaDZh-O packers, is equipped with hydraulic bypass valves (HBV) for liquid and gas carryover, which are installed above and below perforation interval, as well as with end plug for gathering and holdback of mechanical impurities. As a result, these impurities will be removed from BFZ, gas won't drain and damage formation and water will not accelerate hydrophilization process. HBV has ports that are situated circumferentially. Inside each of these ports ball-and-seat is situated. If pressure in the annulus exceeds that in the tubing string, ball goes to a safety zone and HBV opens, bypassing gas-liquid mixture. In the opposite situation HBV is closed. That means that HBV bypasses gas-liquid mixture only in one direction.

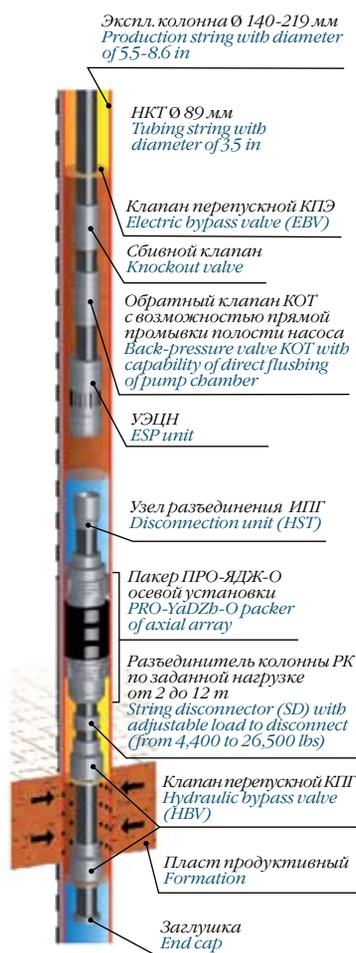


Рисунок 4 – Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА

Figure 4 – One-packer assembly 1PROK-UOA for bottomhole pumping

гравитационному принципу, клапан закрывается, когда до него доходит граница раздела сред или выравниваются его внутреннее и наружное давления. Затем газ опять начинает накапливаться под пакером, граница раздела газа и нефти снова начинает опускаться вниз, при достижении необходимой или заданной величины давления газа клапан вновь открывается, процесс переходит в автоколебания и циклически повторяется.

Сама компоновка автономная и исключает контакт жидкости глушения с призабойной зоной скважины при проведении ремонтных работ по смене глубинно-насосного оборудования (т.е. выполняет функцию забойного клапана-отсекателя).

### СЕРВИС ПАКЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В состав ООО НПФ «Пакер» входит сервисная служба, которая позволяет внедрять пакерно-клапанные компоновки непосредственно в скважинах. Эта служба была создана в 2008 году и на сегодняшний день имеет сервисные центры в Нижневартовске, Нягани, Муравленко, Лениногорске, Октябрьском и представительство в Ижевске.

Сервисная служба предоставляет весь спектр услуг с пакерно-клапанным оборудованием. На начальном этапе производится подбор оборудования к конкретной скважине заказчика. Это безвозмездная услуга, и не обязывает добывающую компанию к покупке компоновки. Для оказания этой услуги создана специальная Служба разработки скважинных технологий, где работают специалисты с опытом работы в нефтегазодобывающих и нефтесервисных компаниях, в том числе геологи.

Также служба сервиса осуществляет инженерное сопровождение внедрения оборудования в скважине; прокат (аренду) пакерного и клапанного оборудования; ремонт пакерно-клапанного оборудования; обучение персонала заказчика работе с оборудованием ООО НПФ «Пакер».

На условиях аренды (проката) предоставляется следующее оборудование:

- пакеры для выполнения технологических операций (РИР, ОПЗ, селективные обработки, ГРП и т.д.);
- пакеры для ППД, в том числе для ОРЗ;
- пакеры для насосной эксплуатации с УЭЦН, УСШН и УЭВН, в том числе для ОРД;
- пакерно-клапанные компоновки для длительной изоляции нарушения эксплуатационной колонны при насосной эксплуатации;
- якоря-трубодержатели для эксплуатации УСШН, УЭВН.

ООО НПФ «Пакер» зарекомендовало себя надежным поставщиком пакерно-якорного оборудования для более 250 нефтегазодобывающих и сервисных предприятий России и стран СНГ. Политика компании нацелена на долгосрочное и взаимовыгодное сотрудничество со своими партнерами. Мы будем рады совместному сотрудничеству для движения вперед. ☉

HBV is a balanced valve that works on the basis of gravitational principle. It closes when gas-liquid interface reaches it or its internal and external pressures are equalized. After this gas starts to accumulate under the packer and gas-oil interface moves down again. When the necessary or pre-designed value of gas pressure is reached, HBV opens again and the process cycles.

The assembly itself is autonomous and eliminates the possibility of contact between BFZ and well-killing fluid during well workover operations connected with removal of downhole pumping equipment (i.e. it performs a function of subsurface safety valve).

### MAINTENANCE SERVICE OF PACKER EQUIPMENT

ООО NPF Packer has Service Department, which allows to implement packer-valve assemblies directly in the wells. The Department was created in 2008 and currently has service centers in Nizhnevartovsk, Nyagan, Muravlenko, Leninogorsk, Oktyabrskiy and headquarters in Izhevsk.

Service Department offers full spectrum of services connected with packer-valve equipment. On the first stage our specialists select equipment that is suitable for a specific well of the Customer. This is a free service and it doesn't bind the Customer to purchasing the assembly. In order to provide for this service we created a special Center for development of downhole technologies. It is comprised of specialists (including geologists) with wide professional experience in oil and gas producing and service companies.

Service Department also provides engineering support during installation of equipment in a well, rental of packer and valve equipment, repair of packer-valve equipment and training of Customer's personnel to operate with ООО NPF Packer's equipment.

The following equipment is available for rental lease:

- packers for technological operations (squeeze cementing, BFZ treatments, selective treatments, hydraulic fracturing, etc.);
- packers for formation pressure maintenance, including dual injection operations;
- packers for utilization with ESP, SRP, PCP units and for dual completion operations;
- packer-valve assemblies for continuous isolation of damaged parts of the production string in wells equipped with pumping units;
- pipe support anchors for wells equipped with SRP and PCP units.

ООО NPF Packer proved itself to be a reliable supplier of packer-anchor equipment for more than 250 oil and gas producing and service companies in Russia and CIS countries. The Company's policy is aimed at long-term and fruitful cooperation with its partners. We look forward to joint cooperation with an eye to further advancements. ☉

# Колтюбинговые установки пользуются спросом

## Coiled Tubing Equipment in Demand

*Журнал «Время колтюбинга» беседует с Русланом Игиловым, коммерческим директором универсальной финансово-лизинговой компании «Кузнецкий мост», осуществляющей обслуживание крупных корпоративных клиентов в различных сегментах рынка, в том числе в сегменте оборудования для нефтегазового комплекса, ТЭК и сейсморазведки.*

### **Разговор начинает Руслан Игилов.**

**Руслан Игилов:** На рынке мы успешно работаем уже пятый год. ФЛК «Кузнецкий мост» – это независимая лизинговая компания, одна из немногих, действующих в секторе нефтесервиса, ТЭК, малой и большой энергетики. На сегодняшний день ключевые контрагенты лизинга – крупнейшие компании России. В области сейсморазведки это ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг», в области бурения и нефтесервиса это ЗАО «Сибирская Сервисная Компания». Среди наших партнеров: СЗАО «Фидмаш», предприятие, выпускающее колтюбинговые установки и различное высокотехнологичное оборудование, есть и другие иностранные производители. Сейчас нефтегазовый сервис активно развивается и колтюбинговые установки пользуются большим спросом. Так что клиентов у нас достаточно: и «дочки» Лукойла, и Газпром покупают колтюбинги. Финансовый ресурс, который мы предоставляем нашим контрагентам, предназначен для VIP-клиентов, потому что все покупатели колтюбинговых установок, а они в основном приобретают оборудование производства СЗАО «Фидмаш», – крупные клиенты: либо корпорации, либо холдинги, либо независимые сервисные компании, которые вышли из Сургутнефтегаза или Лукойла и находятся на рынке более трех лет.

### **Время колтюбинга: Вы отслеживаете рыночную предысторию компаний – потенциальных клиентов?**

**Р.И.:** Безусловно. Мы оцениваем их кредитную



*The Coiled Tubing Times Journal presents a talk with Ruslan Igirov, Commercial Director of the Kuznetsky Most universal financial leasing company rendering its services to major corporate clients across different market segments, including the segment of oil and gas equipment, fuel and energy sector and seismic exploration.*

### **Ruslan Igirov starts the conversation.**

**Ruslan Igirov:** We have had a strong presence in the market over about five years. Kuznetsky Most is an independent leasing company, one of the few currently operating in the sector of oilfield services, fuel and energy sector, small and large-scale energy industry. Today the key leasing counterparts are represented by major Russian companies, including GEOTECH Holding CJSC in the sphere of seismic exploration and ZAO Siberian Service Company in the sphere of drilling and oilfield services. Our partners are CJSC Fidmash, the producer of coiled tubing units and other high-technology equipment, and some other foreign manufacturers. Currently we can observe a strong upward tendency in the sphere of oil and gas services, and coiled tubing equipment is in demand. Subsequently, we have enough clients with both Lukoil subsidiaries and Gasprom buying coiled tubing units. The financial resources provided for our clients are typical of the VIP market segment as all those companies buying coiled tubing units, and they are mostly buying

историю, их умение работать, собираем все рекомендации, которые только можем получить. Соответственно, оцениваем объемы заказа, на который они претендуют в ближайшей перспективе.

**ВК: Заказа – в плане выполнения работ?**

**Р.И.:** В том числе. Например, текущий 2011 год очень позитивен в плане продаж колтюбинга.

**ВК: А каковы условия получения от Вашей компании финансовых средств на приобретение оборудования?**

**Р.И.:** Процедура достаточно проста. Мы оцениваем заявку, встречаемся с хозяевами, акционерами. Выясняем, почему они уверены, что недешевое оборудование может принести им хороший доход. При этом мы прекрасно понимаем, что в данном сегменте рынка есть некоторые подводные камни. Это слияния и поглощения, это высокая – порядка 70% – доля иностранцев в нефтегазовом сервисе, таких как Шлюмберже, Weatherford, Baker Hughes, Трайкан Велл Сервис. Это четыре крупнейших альянса. Им на аутсорсинг большинство нефтегазодобывающих компаний передает сервисные работы. Однако есть и передовые отечественные компании, пусть не корпорации.

**ВК: Каков алгоритм Вашей работы с клиентом?**

**Р.И.:** Мы изучаем материалы, Собираем по клиенту папку документов – банковский пакет. И начинаем работу.

**ВК: Клиенты к Вам обращаются, или ФЛК «Кузнецкий мост» выходит к ним с предложениями?**

**Р.И.:** В основном действует индивидуальный частный подход. Как правило, на входящих мы не работаем.

**ВК: А как Вы рекламируете свои услуги?**

**Р.И.:** У нас есть сайт в интернете [www.flkmost.ru](http://www.flkmost.ru), даем рекламу на радио... Но поскольку львиная доля наших клиентов – крупные уважаемые компании, наиболее действенной формой рекламы для них являются рекомендации, которые передаются из уст в уста. Это самый дельный вид информации для тех, кто реально хочет заняться экономикой на своем предприятии. Не переложить из правого кармана в левый, а сделать правильный лизинг.

**ВК: Насколько тяжелы для клиентов условия лизинга, предоставляемые Вашей компанией?**

**Р.И.:** ФЛК «Кузнецкий мост» работает с ведущими банками Российской Федерации, такими как

coiled tubing equipment produced by CJSC Fidmash, can be called large customers represented by corporations, holding companies or independent service companies which originated from Surgutneftegas or Lukoil and have been in the market for more than three years.

**Coiled Tubing Times: Do you trace the market background of your potential corporate clients?**

**R.I.:** We always do. We consider their credit history and their efficiency, and collect all possible references. Thus, we can estimate the size of the order they may rely on in the near term.

**CTI: The order meaning the operations performed?**

**R.I.:** Among other things. For example 2011 demonstrates positive sales trends for coiled tubing equipment.

**CTI: What conditions does your company make for providing funds to acquire equipment?**

**R.I.:** The procedure is quite simple. We consider the application, and meet the owners and the shareholders. We try to find out why they count on the equipment to bring a significant return, in spite of its high cost. Meanwhile, we are quite aware of the hidden dangers inherent in this market segment. I mean mergers and acquisitions and high share (about 70%) of foreign companies in the oil and gas services, such as Schlumberger, Weatherford, Baker Hughes, Trican Well Service. These are the four largest alliances performing service operations for most oil and gas producers under outsourcing agreements. However, there are also leading domestic companies, though not of corporation scale.

**CTI: What is the scheme of your work with clients?**

**R.I.:** We study the information on the client gathering a bank file – a package of client-related documents. Then we get down to work.

**CTI: Do you wait for clients to come or does Kuznetsky Most makes its proposals to the clients?**

**R.I.:** We generally employ an individual private approach. Normally, we don't work with clients coming form nowhere.

**CTI: How are your services advertised?**

**R.I.:** Through our web-site [www.flkmost.com](http://www.flkmost.com), through the radio... However, since the majority of our clients are large reputable companies, the most efficient advertising for them is recommendations and references going round. This is the most useful information for those planning to implement economy in practice, to carry out leasing properly, to do something more than just putting funds from one pocket into the other.

Сбербанк, Глобэкс, Первый Объединенный банк, Меткомбанк, Национальный торговый банк и др. Поэтому деньги, которые мы размещаем, одни из самых выгодных. Годовое удорожание на колтюбинговую установку составляет 5%. Срок лизинга – три года. В сумме получается всего 15%, в которые входит налог на имущество. ФЛК «Кузнецкий мост» – независимая лизинговая компания, внебанковская и сама выбирает, ресурс какого банка предоставить своему контрагенту в зависимости от объема сделки и ее сроков. А сроки сегодня в компании «Кузнецкий мост» составляют от года до семи лет. Размещение до конца 2011 года – от трех до пяти миллиардов рублей.

**ВК: Как Вы вышли на тематику колтюбингового оборудования – ведь в России это пока не повсеместная технология?**

**Р.И.:** Мы долгое время общались с компанией «Лукойл». У нее есть дочерняя структура – РИТЭК, структура которой ООО «Когалымнефтепрогресс» разместила у нас заявку на колтюбинговую установку. Так появился наш первый проект с СЗАО «Фидмаш» – ведущим производителем этого оборудования. Надеюсь, что это только начало. Мы готовы и дальше способствовать внедрению новейших технологий в нефтегазовый комплекс России.

**ВК: Успехов ФЛК «Кузнецкий мост»!**

Вела беседу Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»

Компания оказывает спонсорскую помощь Творческому объединению художников-станковистов «МОСТ».



Елена БЕЛЯКОВА «Желтый сон»  
Elena BELYAKOVA "Yellow dream"

**CTT: How severe are the leasing conditions stipulated by Kuznetsky Most?**

**R.I.:** Kuznetsky Most cooperates with the leading Russian banks, including Sberbank, Globex, First United Bank, Metcombank, National Trade Bank and others. That is why the funds we allocate are low cost funds. Appreciation of a coiled tubing unit value is 5% per year. The leasing period is three years. The total appreciation amounts to 15%, including the property tax. Kuznetsky Most is an independent and extra-bank leasing company and we are independent in choosing the bank whose resources will be provided to our counterparts depending on the transaction volume and period. Today the leasing period at Kuznetsky Most is from one to seven years. The amount of fund allocation for the period up to the end of 2011 is from three to five billion rubles.

**CTT: How did you enter the market of coiled tubing equipment, which is not a country-wide technology in Russia?**

**R.I.:** We have had a long interaction with Lukoil. Its subsidiary RITEK has its own subsidiary Kogalymnefteprogress JSC, and the latter applied to us for a coiled tubing unit. This is how we launched our first project with CJSC Fidmash, the leading coiled tubing equipment producer. Hopefully, this is just the beginning. We will be glad to continue promoting cutting edge technologies in the Russian oil and gas sector.

**CTT: We wish the best of luck to Kuznetsky Most!**

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

The company renders the sponsor's help to Creative association of artists-stankovistov "MOST"



Мара ДАУГАВИЕТЕ «Чудо с гусем»  
Mara DAUGAVIETE "Miracle with a goose"



## РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

# 16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

**Планируйте свой бизнес, используя инструменты продвижения в рамках мероприятия!  
Бронируйте лучшие выставочные места по специальной цене до 1 ноября 2011 года.  
Подробности на [www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com)**

Новые возможности, которые открываются перед вами на выставке и конференции SPE 2012 года:

-  Встретиться с ведущими экспертами отрасли более чем из 50 стран мира
-  Продемонстрировать свои разработки профессионалам сектора разведки и добычи со всего мира
-  Установить связи с российскими и мировыми экспертами сектора разведки и добычи

### УСПЕХИ RO&G 2010 ГОДА

#### Краткая статистика

-  Свыше 3300 участников более чем из 57 стран
-  1000 делегатов конференции
-  Количество посетителей выставки возросло на 28% по сравнению с 2008 г.

#### КОНТАКТЫ:

Ирина Кузнецова,  
Группа нефтегазовых мероприятий RX, Россия  
т.: +7(495) 937 68 61  
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 И ОРГАНИЗАЦИИ, ОКАЗАВШИЕ ПОДДЕРЖКУ В 2010 ГОДУ

Платиновые спонсоры



Золотой спонсор



Спонсоры



Организаторы



# **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.

# СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ SHALE GAS

**Ч**еловечество интенсивно ищет альтернативные источники углеводородов. И потому, что наращивает потребление энергии, и потому, что разведанных запасов традиционных источников не становится больше, и потому, что государства, наделенные богатыми месторождениями нефти и газа, не без успеха пытаются диктовать свои условия странам, менее удачливым в этом отношении и вынужденным импортировать энергоресурсы. Появился даже термин «энергетическое оружие». А те, кто им не владеет, вынуждены либо покоряться, либо пытаться от него защититься.

Кто ищет, тот, как правило, находит... Находит угольный метан, битуминозные пески, сланцевый газ... На последний ныне обращается столь пристальное внимание, что СМИ пишут уже о «сланцевой лихорадке». Но обо всем по порядку...

## В АМЕРИКЕ

Первая коммерческая скважина в сланцевых пластах была пробурена в 1821 году в штате Нью-Йорк, США, а промышленная добыча сланцевого газа (СГ) впервые началась в 1981 году на месторождении Barnett Shale, США. Масштабная же промышленная добыча СГ датируется 2000-ми годами, когда стали бурить горизонтальные скважины и применять технологию гидроразрыва пласта.

В настоящее время добыча СГ в экономически значимых масштабах осуществляется только в США на месторождении Barnett Shale в Техасе. Она составляет 10% от объема всего газа, добываемого в стране. В США ежегодно добывается порядка 70 и более млрд куб. газа. Себестоимость добычи достаточно высока и составляет порядка 100–150 долларов за тысячу кубометров. Это значительно выше себестоимости добычи газа из традиционных коллекторов, для сравнения: этот же килокуб обходится Газпрому в 19 долларов. По причине высокой себестоимости добыча альтернативного газа в США льготируется.

В 2007 году в стране имелось 4185 сланцевых скважин. Хотя СГ содержится в малых количествах,

**The** mankind has been intensively looking for alternative sources of hydrocarbons. This is due to the fact that power consumption has been growing, explored reserves of conventional sources are not becoming greater and the states dowered with rich deposits of oil and gas to some purpose are trying to dictate their own terms to the countries which are less successful in this respect and have to import energy resources. Even a special term “the energetic weapon” has appeared. And those who are not possessing such weapon have to either to resign themselves or try to fortify themselves against such weapon.

Those who are trying to find something are normally successful. They are successful in finding methane, bituminous sands, shale gas... At present the latter is attracting such close attention that mass media are already using the term “shale-fever”. But let us discuss it in course...

## IN AMERICA

A first paying well in shale strata was drilled in 1821 in the state of New York, USA, and commercial production of shale gas (SG) started for the first time in 1981 at Barnett Shale reservoir, USA. Large-scale SG commercial production is bearing a date in the 2000s, when horizontal wells were started to be drilled and hydraulic fracturing technology was applied.

Currently SG mining in economically sound scales is performed only in the USA at Barnett Shale reservoir, the state of Texas. It comprises 10% of the total gas volume recovered in the country. Annually the USA are recovering about 70 billions cu. m. of gas and this figure is normally exceeded. The mining cost is sufficiently high and amounting to about 100–150 USD per thousand cu.m. This cost is considerably exceeding the cost of gas mining from conventional reservoirs, by comparison: a similar kcube costs for Gazprom USD 19. Since the cost of an alternative gas mining is high it is granted discounts in the USA.

но за счет вскрытия больших площадей можно получать значительные объемы такого газа. Важно учитывать, что в США используют СГ только для местных потребителей, поскольку он некондиционен, «грязный» (содержит, кроме метана, и другие компоненты) и без очистки не годится ни для ТЭЦ, ни для химических или металлургических предприятий.

Благодаря интенсивному росту добычи СГ США в 2009 году стали мировым лидером по добыче газа.

По прогнозам East European Gas Analysis, добыча газа из сланцев в США к 2015 году вырастет до 180 млрд куб. м или даже до 180 млрд куб. м в год, что превышает объемы всего российского экспорта в Европу. Такие прогнозы публикуют Международное энергетическое агентство и компания East European Gas Analysis. Но эксперты Международного энергетического агентства дают более сдержанные оценки и предполагают, что добыча СГ в США к 2030 году составит не более 150 млрд куб. м в год.

### И В МИРЕ...

US Energy Information Administration (EIA) считает, что освоение запасов СГ возможно для двух групп стран. В первую группу входят Франция, Польша, Германия, Турция, Украина, ЮАР, Марокко и Чили, которые в значительной степени зависят от импорта газа и имеют газовую инфраструктуру. При этом оценки ресурсов СГ в этих странах значительно превышают текущий уровень газопотребления. Ко второй группе относятся страны, ресурсы СГ которых превышают 5 трлн куб. м: Канада, Мексика, Китай, Австралия, Ливия, Алжир, Аргентина и Бразилия.

Промышленная добыча СГ уже ведется в Канаде, к 2020 году она достигнет 200 млрд куб. м в год. При этом добыча лишь на одном месторождении Horn River может к 2015 году достичь 40 млрд куб. м в год.

Возможности включить в национальный энергобаланс СГ серьезно рассматривают и в Китае, где его запасы оцениваются в 26 трлн куб. м. Правительство этой страны планирует к концу 2015 года начать добычу, а к 2020 году довести долю газа в энергопотреблении до 10%, добывая до 80 млрд куб. м в год.

Считается, что наибольшими объемами СГ располагает Польша, его запасы здесь, по предварительным оценкам, достигают 15 трлн куб. м. На северо-западе страны, недалеко от побережья Балтийского моря, на глубине от 2 до 3 км обнаружены мощнейшие сланцевые пласты, толщина которых достигает 200 м. Кроме того, огромные месторождения есть и в юго-восточной части Польши. Если хотя бы пятая польских часть запасов будет переведена в категорию промышленных, это даст возможность гарантированно поставлять на рынок ЕС

In 2007 there were 4,185 shale wells in the country. Although SG is contained in small quantities, but due to drilling in large areas one can obtain material volumes of such gas. It is significant to note that in the USA SG is used only by local consumers since it is unbalanced, "dirty" (in addition to methane it also contains other components) and without purification it is fit neither for combined heat and power plants nor for chemical or iron and steel factories.

Due to the intensive growth of SG production in 2009 the USA became a world leader in gas production.

By estimates made by East European Gas Analysis, the gas production from slate stones in the USA by 2015 will grow to amount to 180 billion cu.m. per year exceeding the total Russian export to Europe. Such estimates have been published by the International Energy Agency and East European Gas Analysis Company. However, experts of the International Energy Agency are providing more reserved estimates supposing that SG production in the USA by 2030 will amount to a volume not exceeding 150 billion cu.m. per year.

### AND IN THE REST OF THE WORLD...

US Energy Information Administration (EIA) is considering that SG resources development is possible for two groups of countries. The first group includes France, Poland, Germany, Turkey, Ukraine, the Republic of South Africa, Morocco and Chile, which to a great extent are dependent on gas import and possess gas infrastructure. In so doing the estimates of SG resources in these countries are considerably exceeding current level of gas consumption. The second group includes countries whose SG resources are exceeding 5 trillion cu.m.: Canada, Mexico, China, Australia, Libya, Algeria, Argentina and Brazil.

The SG commercial production is already underway in Canada and by 2020 it will reach 200 billion cu.m. per year. In so doing the annual production only at Horn River reservoir by 2015 can reach 40 billion cu.m.

The possibility to include SG in the national balance of energy is currently seriously considered in China which reserves are estimated to amount to 26 trillion cu.m. The Government of this country is planning to start mining by the end of 2015, and by 2020 to bring the gas share in power consumption up to 10 % producing up to 80 billion cu.m. per year.

Poland is considered to possess the largest volumes of SG. At the last count its reserves are reaching 15 trillion cu.m. North-westwardly of the country, close to Baltic seaboard, high shale was discovered at the depth of 2 to 3 kilometers,

100 млрд куб. м в год. В таком случае Польша может полностью закрыть собственные потребности в топливе и стать крупным поставщиком газа для Европы, причем по цене, в которой издержки на транспортировку будут существенно меньше, чем у российского Газпрома. Согласно экспертам, стоимость добычи 1000 куб. м СГ здесь может установиться на уровне 335 долларов, поскольку газ залегают в более глубоких и сложных породах, чем в США, его добыча обходится существенно дороже американского.

В Поморском воеводстве уже идет масштабная работа, которой занимаются такие транснациональные компании, как Exxon Mobil, Marathon, тем не менее эксперты считают, что экономически оправданная добыча СГ в Польше начнется не ранее чем через пять-семь лет и ее объемы на первом этапе будут весьма небольшими. Нынешние же пропагандистские заявления обусловлены желанием добиться от Газпрома скидки на поставляемый в рамках долгосрочных контрактов газ.

Перспектива снизить потребление российского газа есть и у Украины, где можно добыть 1,5–2,5 трлн кубометров СГ. Это подсчитали в Геологическом агентстве США. Но украинские эксперты считают, что на территории страны находятся самые крупные в Европе залежи СГ, которые оцениваются более чем в 30 трлн куб. м. Поэтому в Украине СГ объявили «полезным ископаемым общегосударственного значения».

Желание не зависеть от импорта газа заставляет многие страны строить планы по добыче СГ. В Литве запасы СГ достигают 480 млрд куб. м. Планируется, что добыча начнется через 10 лет, а пробное бурение стартует уже в следующем году.

Серьезно задумывалась о добыче СГ и Франция, однако нынешним летом сенат этой страны запретил добывать полезные ископаемые методом гидроразрыва пласта. Таким образом, Франция стала первым государством, где законодательно запрещена добыча СГ. Теперь у всех компаний, получивших во Франции разрешения на добычу СГ, лицензии будут отобраны.

Экологические риски добычи СГ связаны не только с ГРП. Ученые из Университета Корнелла (Cornell University), США, установили, что СГ наносит больше вреда климату, чем обычный газ, и, возможно, даже больше, чем каменный уголь. Они считают, что при добыче СГ в воздух выделяется метан, участвующий в образовании парникового эффекта и способствующий глобальному потеплению, причем утечка метана как минимум на треть выше, чем при добыче природного газа. Результаты исследования опубликованы в журнале Climatic Change.

which thickness reaches 200 m. In addition to it there are also enormous deposits in the south-eastern part of Poland. If only a fifth part of the Polish reserves is shifted to the category of commercial reserves, this will provide an opportunity to guarantee the annual supply of 100 billion cu.m. to the EC market. In such case Poland will be able to completely cover its own demands in fuels and become a large gas supplier for Europe and in such case the cost

**Главным вопросом, который определяет будущее сланцевого и других нетрадиционных газов, была и остается экономическая эффективность добычи.**

**Cost efficiency has been and will remain a principle issue for determining the future of shale and other unconventional gases.**

of transportation will be significantly lower as compared to that of the Russian Gazprom. According to experts, the cost of producing 1000 cu.m. of SG here may be established at a level of USD 335 since the gas is bedding in deeper and complex formations as compared to the USA, its production cost is higher than in the USA. In Pomorskoje voivodship large-scale activities are performed by such transnational companies as Exxon Mobil, Marathon. Nevertheless, experts are considering that economically sound SG production in Poland will be started not earlier than in five-seven years and its volumes at the first stage will be quite small. Currently promulgated agitational declarations are conditioned by a desire to obtain discounts from Gazprom for the gas supplied within long-term contracts.

The Ukraine also possesses prospects to reduce Russian gas consumption. The country can produce 1.5–2.5 trillion cu.m. of SG. The figure was estimated by the US Geologic Agency. However, the Ukrainian experts are considering that the country's territory has the largest reserves of SG in Europe amounting to over 30 trillions cu.m. Therefore, in the Ukraine SG has been declared to be "a mineral wealth of the national value".

The desire not to depend upon gas import is forcing many countries to lay plans of producing SG. In Lithuania SG reserves are reaching 480 billion cu.m. It is planned that the production will be started in 10 years and appraisal drilling will be started as early as next year.

France is also seriously thinking about SG mining. However, this summer the country's senate prohibited mineral wealth mining

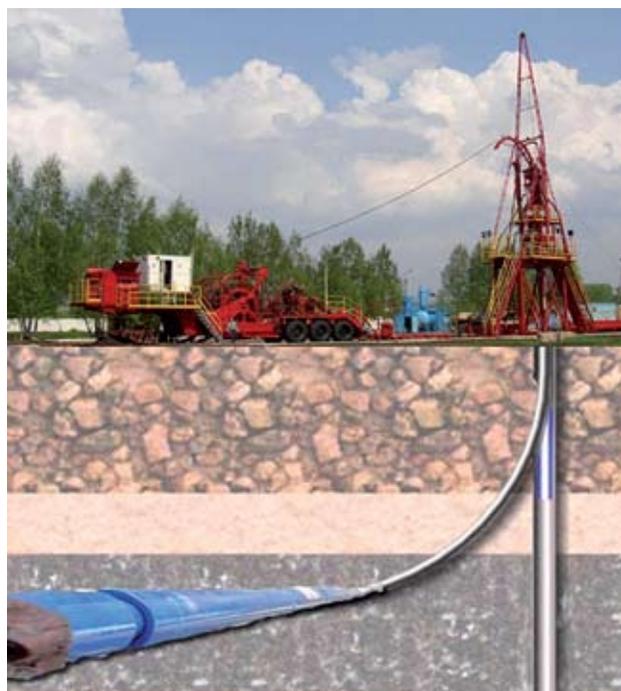
А Великобритания в попытках добывать свой СГ столкнулась с... землетрясением. Это случилось в Ланкашире при проведении ГРП и было связано с закачкой под давлением миллионов литров воды. И хотя величина подземных толчков была небольшой (1,5 балла), добычу СГ приостановили.

### НЕМНОГО О ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ

Главным вопросом, который определяет будущее сланцевого и других нетрадиционных газов, была и остается экономическая эффективность добычи.

Мешают широкой добыче СГ не только вызываемые ею негативные экологические последствия, но и сама достаточно сложная и дорогая технология, которая, помимо инновационного оборудования, требует еще и очень квалифицированных кадров. Но и кадров, и оборудования пока не хватает, и эти обстоятельства, по мнению экспертов, угрожают расширению деятельности в данной области.

Итак, технология... Первый шаг традиционный – нужно найти и выбрать месторождение. Затем проводится моделирование (сейсмическое, 3D GEO) процесса разработки, определяются схемы размещения скважин, бурятся вертикальные стволы, от которых пробуриваются длинные боковые горизонтальные скважины с созданием трещин в скважине через определенные интервалы. Причем ввиду высокой плотности пород скорости бурения по сланцевым пластам ниже, чем в других коллекторах.



**Оборудование для направленного  
колтубингового бурения**  
*Equipment for guided coiled tubing drilling*

employing hydraulic fracturing method. Thus, France became the first state whose existing law is prohibiting SG production. Now all companies which have been granted French licenses for SG mining will be withdrawn thereof.

The environmental risks of SG mining are related not only to hydraulic fracturing. Scholars from Cornell University, USA, have established that SG is harmful for the climate in a greater degree than a conventional gas and, probably, in a greater degree as compared to coal. They believe that while SG is mined, methane is emitted into the atmosphere contributing to the greenhouse effect and promoting global warming. In so doing methane leakage is one third (lower bound estimate) higher as compared to the production of the natural gas. The results of the investigations are published in Climatic Change Journal.

Great Britain has faced... an earthquake when trying to mine its own SG. It happened in Lancashire when conducting hydraulic fracturing and was related to pumping in millions litres of water. Although earthquake shocks were small (1.5 magnitude), SG mining was suspended.

### SOME WORDS ABOUT MINING TECHNOLOGY

Cost efficiency has been and will remain a principle issue for determining the future of shale and other unconventional gases.

SG mining is hindered not only by negative environmental consequences caused by it, but also a sufficiently sophisticated and high-priced technology which, in addition to innovative equipment, also requires skilled personnel. However, neither personnel nor equipment are sufficient and, according to experts, such circumstances are endangering the expansion of activities in this field.

So, the technology... A first step is conventional – it is required to find and select a deposit. The next thing is to conduct simulation (seismic, 3D GEO) of the development process while determining diagrams of locating wells, holes are drilled wherefrom long side horizontal wells are drilled with creating cracks in definite intervals. Due to high density of the grounds the drilling rate in shale strata is lower as compared to that in other collectors.

Actually, SG is mined by a dense network of horizontal wells united in groups. For instance, in the USA the length of such horizontal wells sometimes is reaching two kilometres. Nevertheless, due to extra low permeability of shale strata it is absolutely insufficient to have a good inflow to a well. Therefore, horizontal bores are developed employing the hydraulic

Фактически СГ разрабатывается плотной сеткой горизонтальных скважин, объединенных в кусты. Например, в США, длина горизонтальных стволов порой достигает двух километров. Тем не менее ввиду сверхнизкой проницаемости сланцевых пород этого абсолютно недостаточно, чтобы обеспечить хороший приток к скважине. Поэтому проводится освоение боковых горизонтальных стволов с помощью ГРП, как правило, множественного, при котором образуется целая система трещин, соединенных между собой. Следует отметить, что воды для одной скважины используется много, – от 4 до 19 млн литров. В нефтегазовой отрасли, пожалуй, не найдется других примеров столь мощного воздействия на окружающую среду.



**Бурение на репрессии**  
*Overbalanced drilling*

**Бурение на депрессии**  
*Underbalanced drilling*

СГ залегает в небольших изолированных «карманах». Чтобы добыть его, требуется пробурить множество скважин, каждая из которых даст лишь очень небольшой объем газа, но обязательно даст! То есть практически любая скважина, пробуренная в сланец, обеспечит определенный дебит.

Горизонтальное бурение может осуществляться с использованием как традиционных буровых комплексов, так и колтюбинговых комплексов, особенно на депрессии, причем именно колтюбинговое бурение способно сделать добычу СГ экономически эффективной.

Преимущества колтюбингового бурения на депрессии таковы:

- увеличение механической скорости бурения;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств пристволенной части пласта;
- возможность оценки пластовых показателей в реальном режиме времени за счет использования кабельных каналов связи;
- возможности проводки скважины по пластам малой толщины с высокой точностью;
- уменьшение необходимых объемов

**Горизонтальное бурение может осуществляться с использованием как традиционных буровых комплексов, так и колтюбинговых комплексов, особенно на депрессии, причем именно колтюбинговое бурение способно сделать добычу СГ экономически эффективной.**

**Horizontal drilling can be performed employing both conventional drilling facilities and coiled tubing facilities, especially in case of underbalanced drilling, and just coiled tubing is capable to make SG mining economically sound.**

fracturing method. Normally it is a multiple one at which a system of interconnected cracks is formed. It should be noted that quantity of water for one well is large, – from 4 to 19 million litres. In the oil and gas industry one can hardly find other examples of such powerful impact on the environment.

SG is occurred in small isolated “pockets”. In order to mine it it is required to drill many wells, each of them giving only a small volume of gas, but it will surely give it. I.e. virtually any well drilled in shale shall procure a certain yield.

Horizontal drilling can be performed employing both conventional drilling facilities and coiled tubing facilities, especially in case of underbalanced drilling, and just coiled tubing is capable to make SG mining economically sound.

The advantages of coiled tubing underbalanced drilling are as follows:

- Increased drilling mechanical rate;
- The stability of pressure drawdown parameters due to the uninterrupted drilling process;
- Preserved collector properties of the wellbore part of a stratum;
- An opportunity to assess stratal indicators on-line due to the use of cable communication channels;
- An opportunity to make holes along light-gauge strata with high accuracy;
- Reduced required volumes of process liquids;
- High level of industrial and environmental safety.

Currently there are complexes of equipment and technologies for efficient and economically sound development of SG reservoirs. The complex of equipment for guided coiled tubing drilling includes:

1. Mobile coiled tubing unit;
2. Wellhead assembled basement;
3. Set of blowout preventers;
4. Lubricating sluice;

технологических жидкостей;  
 • высокий уровень производственной и экологической безопасности.

Сегодня уже существуют комплексы оборудования и технологий эффективного и экономически рентабельного освоения месторождений СГ. Комплекс оборудования для направленного колтюбингового бурения на депрессии включает в себя:

1. Мобильную колтюбинговую установку;
2. Устьевое сборное основание;
3. Комплект противовыбросового оборудования;
4. Шлюз-лубликатор;
5. Насосную установку;
6. Азотную установку;
7. Систему направленного бурения;
8. Систему контроля и управления;
9. Систему очистки и приготовления бурового раствора;
10. Комплект трубной обвязки;
11. Комплект оборудования для наладки и тестирования СНБ.

После бурения, как уже говорилось выше, для сообщения ствола скважины с газонасыщенными микротрещинами пласта проводится освоение с помощью ГРП.

В настоящее время целесообразно опробовать добычу СГ в виде пилотных проектов с целью накопления опыта разработки и оценки экологических последствий. В ближайшем будущем по мере накопления опыта и технологических требований, необходимых для высокоэффективной добычи, оборудование будет совершенствоваться, становиться все более приемлемым по цене и функциональным характеристикам.

### ДЛЯ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЫ

Исследование, проведенное Бейкеровским институтом Университета Райса на средства Министерства энергетики США, прогнозирует снижение доли России на западноевропейском

5. Pumping unit;
6. Nitrogen unit;
7. Guided drilling system;
8. Monitoring and control system;
9. Drilling mud purification and preparation system;
10. Set of piping connections;
11. Set of equipment for adjustment and testing guided drilling system.

As it was stated above, after drilling in order to connect the wellbore with gas-filled stratum microcracks, well completion is performed employing the hydraulic fracturing technology.

Currently it is expedient to test SG in the form of pilot projects with a view to accumulate development experience and assess environmental consequences. In the near future as experience and technological requirements necessary for highly efficient mining are accumulated, the equipment will be upgraded to become more acceptable in price and functional characteristics.

### FOR A LONG-TERM OUTLOOK

The investigations conducted by Baker Institute of Rice University funded by the US Department of Energy are forecasting a decrease of the Russian share in the West European natural gas market in 2040 by 13%. In 2009 it was equal to 27%.

However, Mr. Miller, Chairman of Gazprom, states that SG propaganda as a means for decreasing the dependence on foreign suppliers is well-planned world PR campaign similar to that in the center of which global warming is placed.

Mr. Igor Sechin, Vice Premier, in his interview to The Wall Street Journal has also expressed his opinion that SG was not a menace for Russian conventional suppliers.

Andrew Neff, IHS Energy's senior analyst in charge of energy issues, is considering that Russia

**СЛАНЕЦ** – распространенная повсеместно осадочная порода, как правило, темного цвета. Состоит из глинистых и неглинистых минералов, имеет включения из новообразований карбонатного типа, содержит органические вещества. Сланцевый газ – это природный свободный газ, состоящий преимущественно из метана, заключенный в микротрещинном пространстве горючих сланцев. В компонентном составе такого газа, помимо метана, содержится углекислый газ и другие примеси.

Мировые запасы газа в сланцевых месторождениях оцениваются экспертами в 450–500 трлн куб. м, тогда как запасы «традиционного» газа по различным оценкам составляют от 177,4 до 213 трлн куб. м.

**SHALE ROCK** – a pervasive sedimentary rock, normally of dark colour. It is composed of clay and nonshaly minerals, has available inclusions of carbon-bearing new formations and organic substances. Shale gas – a natural free gas composed predominantly of methane, enclosed in a microcrack space of fuel shale stones. In addition to methane this type of gas may contain carbon dioxide and other admixtures.

Experts assess global reserves of gas in shale deposits at 450–500 trillion cu.m. while those of “conventional” gas are assessed by various experts to be equal to 177.4 to 213 trillion cu.m.

рынке природного газа к 2040 году на 13%. В 2009 году она составляла 27%.

Однако председатель правления Газпрома Алексей Миллер считает, что пропаганда СГ как средства снижения зависимости от внешних поставщиков является хорошо спланированной мировой пиар-кампанией, подобной той, в центре которой находится глобальное потепление.

Вице-премьер РФ Игорь Сечин в интервью The Wall Street Journal также высказал мнение, что СГ не представляет угрозы для российских традиционных поставщиков.

Старший аналитик по энергетическим вопросам IHS Energy Эндрю Нефф считает, что у России значительные запасы обычного газа, что выглядело бы немного странно, если бы Газпром сделал разворот на 180 градусов и занялся инвестициями в добычу сланцевого газа и газа в плотных породах у себя дома.

Да, Газпром рассматривает СГ всего лишь как дополнение к традиционному голубому топливу. «Его добыча может расти, но он останется газом для местного потребления», - говорит А. Миллер. Еще бы: у Газпрома только разведанные запасы природного газа оцениваются в 33,1 трлн куб. м. Доля компании в мировой его добыче составляет 15%, ей принадлежит 18% мировых запасов этого энергетического сырья.

Однако многие эксперты придерживаются мнения, что СГ способен подорвать российские позиции на топливном рынке. Поэтому в России, конечно же, будут внимательно следить за процессами, происходящими в мировой энергетике. Тем более что для стран, ныне зависящих от импорта российского природного газа и обладающих собственными ресурсами нетрадиционных источников, прежде всего СГ, их добыча неизбежна. В текущих прогнозах говорится, что в ближайшие 25 лет доля добычи СГ составит примерно 50% от общего потока газа в мире. Можно с уверенностью утверждать, что она ограничит рост мировых цен на углеводородное сырье.

В самых богатых наших нефтегазоносных провинциях в Западной Сибири газовые месторождения расположены на глубинах до 4 и более километров, и с большой вероятностью можно предположить, что там находятся, возможно, крупнейшие на планете запасы СГ.

Так что в стратегической перспективе отказ России от добычи СГ не столь очевиден, поскольку крупнейшие ныне разрабатываемые месторождения когда-нибудь будут в значительной степени истощены, но при этом вся газотранспортная инфраструктура будет действовать.

С учетом прогнозируемого снижения себестоимости добычи СГ он, возможно, сможет стать реальной альтернативой разработке

**В ближайшем будущем по мере накопления опыта и технологических требований, необходимых для высокоэффективной добычи, оборудование будет совершенствоваться, становиться всё более приемлемым по цене и функциональным характеристикам.**

**In the near future as experience and technological requirements necessary for highly efficient mining are accumulated, the equipment will be upgraded to become more acceptable in price and functional characteristics.**

has significant reserves of conventional gas and it would be strange if Gazprom U-turned and invested in shale gas recovery in its compact rocks.

Yes, Gazprom is considering SG to be only an addition to a conventional blue fuel. "Its recovery may grow, but it remains a gas for local consumption", - Mr. A. Miller states. Of course: Gazprom's explored reserves of natural gas are estimated at 33.1 trillion cu.m. The Company's share in its global production is amounting to 15%, it possesses 18% of global reserves of this energy feedstock.

However, many experts believe that SG is capable to undermine Russian positions in the fuel market. Therefore, Russia is sure to keep watch over the processes occurring in the global power engineering. The more so because for the countries currently depending on the Russian natural gas import and possessing their own resources of unconventional sources, SG in the first place, their recovery is inevitable. Current forecasts are stating that in the near 25 years the share of SG recovery will amount to approximately 50% of the total gas flow in the world. It may be safely suggested that it will restrict a growth in prices for hydrocarbons.

At our richest oil-and-gas provinces in Western Siberia gas reservoirs are located at a depth of up to 4 and more kilometers and it can be suggested with a great share of probability that these areas contain probably the largest SG reserves in the planet.

In such a way, in the strategic prospects the refusal of Russia to recover SG is not so evident since such largest currently developed deposits some time will be exhausted to a considerable degree, but at the same time the whole gas pipeline network will be operational.

With due account of a predicted decrease in the prime cost of SG recovery it probably may

газовых месторождений, например, на шельфе Карского моря, где требуются гигантские капиталовложения в создание инфраструктуры. Что через несколько десятилетий будет выгоднее, сегодня ответить сложно. Но не будет лишним уже сегодня подумать о разработке программы разведки ресурсов СГ в России. Для долгосрочной перспективы... ©

Иван СИДОРОВ, «Время колдобинга»

become a real alternative for developing gas fields, for instance in Kara Sea shelf where tremendous capital investments are required for creating a relevant infrastructure. At present it is difficult to assess what will be profitable in some decades. But currently it is high time to think of developing a program for exploring SG resources in Russia. For a long-term outlook... ©

Ivan SIDOROV, Coiled Tubing Times

## КНИЖНАЯ ПОЛКА

Д.А. Егер, А.Ф. Кичигин, Ю.А. Балакиров

# Проблемы добычи метана из морских газогидратных месторождений

Киев, 2007



Монография посвящена сложной проблеме добычи метана из газогидратных месторождений.

В предисловии к книге авторы пишут: «Украина добывает на своей территории приблизительно 20% потребляемого газа и 8–10% необходимой нефти. Экономика страны полностью зависит от экспортных поставок углеводородов. В условиях постоянного роста цен на углеводороды это является серьезной проблемой. В связи с этим огромное значение имеет увеличение добычи углеводородов на своей территории. Наиболее перспективными регионами являются акватории Черного и Азовского морей. (...) Черное море относится к аномально загазованным морям мира. (...) Попытки оценить масштабы газопроявлений дают астрономические результаты. По подсчетам специалистов, за сутки со дна моря выносятся 1 млрд куб. м метана. По своему химическому составу газовые эманации Черного моря близки к компонентному составу газоконденсатных залежей, открытых в северо-западной части шельфа. Как и газоконденсатные залежи, они содержат углеводороды в соотношении: метан – 94,7%, этан – 4,7%, пропан – 0,6%.»

**Книга состоит из трех самостоятельных частей:**

1. Теоретические основы добычи метана из морских газогидратных месторождений и скважин.
2. Практические основы добычи метана из морских газогидратных месторождений и скважин.
3. Газогидраты Черного моря: реальные находки, перспективы их определения, ресурсная база.

«Газогидраты обнаружены во многих точках глубоководной части Черного моря. Их запасы в украинской экономзоне Черного моря могут быть оценены в 7–10 трлн куб. м. Именно решение проблемы черноморских газогидратов может позволить полностью удовлетворить потребности народного хозяйства страны в топливе за счет собственных ресурсов. Решение проблемы газогидратов – важнейшее задание науки и производства на ближайшие 10–15 лет», – считают авторы книги.

# Методы оценки свойств материалов ГРП

## Frac Materials Test Methods

В.Р. МАГАДОВ, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина  
V.R. MAGADOV, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas

*В последнее время возросло разнообразие методов оценки свойств материалов для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП): рекомендованные практики API и ISO для тестирования расклинивающих материалов (песков и пропантов), в том числе тесты на проводимость (долговременную и кратковременную), краи-тесты, тесты по определению фильтратоотдачи, тесты на сферичность и округлость, тесты на растворимость в кислотах, тесты на мутность и содержание глины, дополнились тестами по определению коэффициента восстановления проницаемости пропантной пачки в трещине после ГРП, коэффициента восстановления проницаемости пористой среды после разрушения рабочих жидкостей ГРП. В данной статье приведен обзор этих методов и рекомендаций к их применению.*

В первую очередь специалистов по ГРП интересует такая величина, как проводимость расклинивающих материалов после их размещения в трещине. Здесь необходимо отметить, что усилиями фирмы Corelab и особенно их научно-исследовательской лаборатории физического моделирования Stimlab в 1987 году была создана и запатентована ячейка измерения проводимости пропанта. Она позволила оценить так называемую проводимость пропанта.

Ячейка ставилась под гидравлический пресс, которым моделировалось давление сжатия трещины. Через ячейку фильтровалась модельная пластовая вода (2% KCl) и измерялся перепад давления. Ячейка представляла собой металлический корпус со сквозным отверстием овальной формы, в которое вставлялись два плунжера (пистона) аналогичной формы. Посередине ячейки находился ряд отверстий, а именно: вход/выход (с торцов) и 3 порта

*In later years we can see an increase in the frac materials test methods variety. API and ISO recommended practices for sands and ceramic proppants, that include conductivity (long and short-term), crush, filtration loss, sphericity and roundness, acid solubility, turbidity and clay content tests are appended by proppant pack recovery and porous media recovery tests. This article includes methods review along with its application recommendations.*

Frac specialists are most of all interested in such measure as conductivity of proppants after their injection into fracture. Here it should be mentioned that with the help of Corelab Company and particularly their scientific research laboratory of physical simulation Stimlab, proppant conductivity cell was created and patented in 1987. This cell allowed to estimate the so-called proppant conductivity.

The cell was usually put into hydraulic press, which simulated fracture compression pressure. Brine water (with 2% KCl content) was filtered through the cell and pressure differential was measured. The cell consisted of metal case with oval open-end hole, in which two plunger pistons of the same form were inserted. In the middle of the cell there was a set of openings: input/output (on both ends) and three pressure ports on one of the sides. The lower plunger piston was fixed with the help of special brass pellets, which prevented sliding of cell case by gravity, but allowed to move under the influence of the press.

Initially the surface area of plunger pistons was 100 sq. inches and the cell was lifted by means of crane. But after comparison with 10 sq. inches pistons it was determined that obtained data was close to that acquired with 100 sq. inches sample. That's why the cell with 10 sq. inches pistons was patented and later included into API standard. To make investigation more accurate it was also suggested to put an assembly of several cells (two or four) into hydraulic press for parallel testing. In practice this makes the set-up bulky and complicates preparation and performing of experiments. To check the repeatability of

давления с одной из сторон. Нижний поршень фиксировался специальными латунными пушками, предотвращавшими сползание корпуса ячейки под собственным весом, но позволявшими перемещение под действием пресса.

Изначально площадь поршней была 100 кв. дюймов и ячейка поднималась краном, но после сравнения с ячейкой на 10 кв. дюймов было установлено, что полученные данные очень близки, и в патент, а позже стандарт API вошла уже ячейка с площадью поршней 10 кв. дюймов. Для большой точности исследований было также предложено ставить под пресс сборку из нескольких ячеек (две или четыре) для проведения параллельных тестов. На практике это делает установку громоздкой, усложняет подготовку и проведение эксперимента. Для проверки сходимости можно просто повторить одиночный тест вместо проведения параллельных.

Разработчики керамических расклинивающих материалов (проппантов) поставили условие – насыщать модельную воду кварцем. Для этого перед ячейкой на пути фильтрации поставили термостатированную ячейку с кварцевым песком. Кварц имеет ничтожный процент растворения в соленой воде, который слегка возрастает при нагреве, однако производители стали утверждать, что это явление способно ухудшить механическую прочность производимых проппантов.

Если первый стандарт (рекомендованная практика) API №61 (октябрь 1989 года) говорит об одиночной ячейке с металлическими пластинами, имитирующими стенки трещины, и выдержке на каждой нагрузке от 0,25 до 1,5 часа (рисунок 1), то уже международный стандарт ISO 13503-5 (июль 2006 года) указывает на сборку из двух параллельных ячеек с пластинами из натурального зерна (рисунки 2, 3) для имитации стенок трещины и 50-часовой выдержке.

Теперь стоит коснуться двух типов экспериментов, которые можно провести на данной ячейке. Первый (стандартный) тест – это оценка так называемой проводимости расклинивающего материала (проппантной пачки) при указанной его нагрузке или ширине трещины. Различают два вида этого теста – по API (кратковременная проводимость при комнатной температуре) и по ISO (долговременная проводимость при повышенной температуре).

На данный момент тест API RP61 считается устаревшим и актуален лишь ISO 13503-5. Тестирование по ISO идет при стандартных температурах – 121 °C (250 °F) для керамики и 66 °C (150 °F) для песка, используется стандартный набор давлений сжатия (нагрузок или стрессов)

measurements one can simply redo the test several times instead of making parallel experiments.

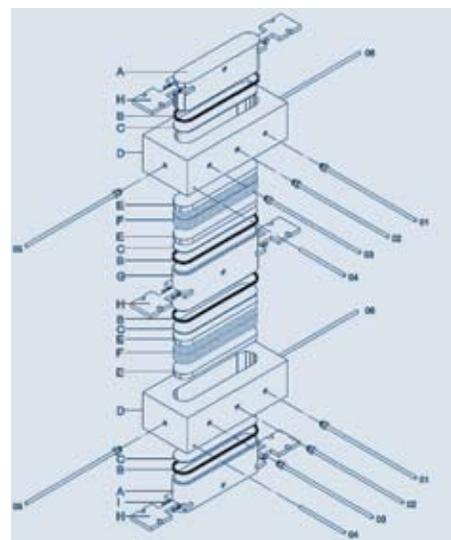
Developers of ceramic proppants specified that brine water, which is used during tests, should be saturated with silica. In order to do this an oven-controlled cell with silica sand was put in front of the conductivity cell on the flow path. Silica's solubility in brine water is insignificant. It increases a bit when brine water is heated. However, the developers claimed that this phenomenon can impair mechanical strength of producible proppants.

The first standard (recommended practice) API RP 61 (October of 1989) allows to use single cell with metal plates simulating fracture walls and duration of each load cycle falling within the range of 0.25–1.5 hours (see Fig 1). International standard ISO 13503-5 (July of 2006) allows to use only two parallel cells with plates consisting of core samples (see Figs. 2–3) that are used for fracture walls simulation. Duration of load cycles should be at least 50 hours.

Now we should refer to two types of experiments that can be performed with this cell. First (standard) test is the measurement of the so-called proppant pack conductivity with specified load and fracture opening. There are two kinds of this test: short-term conductivity at room temperature (according to API standards) and long-term conductivity at elevated temperature (according to ISO standards).

Currently API RP61 test is considered to be outdated and only ISO 13503-5 standard is relevant. ISO tests are performed at standard temperatures: 121°C (250°F) for ceramics and 66 °C (150 °F) for sands. There is a standard set of compression pressures (loads and stresses): 13.79/27.58/41.37/55.16/68.95 MPa (2/4/6/8/10 kpsi) for ceramics and 13.79/27.58/41.37 MPa (2/4/6 kpsi) for sands. There is also a standard for loading rate – 0.69 MPa (100 psi) per minute. Loading expressed in the units of proppant (with specified fraction and of definite type) mass, which is located on the unit of

**Рисунок 1 – Стек из двух ячеек проводимости**  
**Figure 1 – An assembly of two conductivity cells**



13,79/27,58/41,37/55,16/68,95 МПа (2/4/6/8/10 kpsi) для керамики и 13,79/27,58/41,37 МПа (2/4/6 kpsi) для песков. Скорость нагружения также стандартизована – 100 psi в минуту. Загрузка, выраженная в массе проппанта определенного типа и фракции, размещенного на единице площади трещины (указывается в фунтах на кв. фут или килограммах на кв. метр), косвенно выражает ширину трещины, так как для проппанта каждой фракции конкретная загрузка означает разную начальную ширину трещины. Также возможно указание заказчиком непосредственно начальной ширины трещины.

Для проведения теста на долговременную проводимость используются стандартные керны из огайского песчаника либо их должен предоставить заказчик. Проводимость, выражаемая в мДарси/фут или мкм<sup>2</sup>/см, вычисляется по формуле Дарси, но без указания площади сечения фильтрации, вместо этого указывается лишь ширина ячейки (она фиксированная). Высота пачки проппанта (отождествляемая с шириной трещины) может быть определена только после выдержки на стрессе.

В ходе теста измеряется перепад давления между портами на стандартных парах расхода 2 и 4 мл/мин. Пара расходов (а лучше 3 разных расхода) нужны для проверки линейности режима фильтрации. При использовании больших расходов и мелких фракций проппанта (20/40 и меньше), а также наличия в пачке большого количества раздавленных частиц линейная скорость движения флюида в поровых каналах становится очень велика – возникает накопление потоком кинетической энергии, в результате которого при большем расходе получается не расчетное (по Дарси) значение перепада давления, а более высокое. Это явление, относящееся к «не Дарси»-эффектам можно оценить, определив так называемый бета-фактор. Для этого сначала измеряют перепады давления в линейном диапазоне (на малых расходах), а затем на больших расходах (вплоть до 3 л/мин).

Вычислив возникшее при этом добавочное (к расчетному по Дарси) давление, с помощью уравнения Форшгеймера определяют бета-фактор. Этот фактор позволяет правильно рассчитать потери давления в процессе ГРП, так как главным в успехе этого процесса является расклинивающее давление на конце трещины. Разница между давлением, приложенным в устье и на конце трещины, определяется многими факторами, например длиной трещины. На эту разницу также влияет фильтратоотдача – чем она выше, тем больше скорость фильтрации и больше потери давления.



**Рисунок 2 – Внешний вид разобранной одиночной ячейки проводимости**  
**Figure 2 – External view of dismantled single conductivity cell**



**Рисунок 3 – Пластины из натурального керна для исследования проводимости проппанта**  
**Figure 3 – Plates made of core samples for proppant conductivity testing**

fracture surface area, implies the fracture opening and is measured in pounds per square foot or kilograms per square metre. It is known that for proppants of different fraction a given loading corresponds to different initial fracture opening. There is also a possibility of specifying the value of initial fracture opening by a customer.

To perform a long-term conductivity test one should use standard core samples made of Ohioan sandstone or samples provided by a customer. Conductivity, which is usually expressed in mDarcy/ft or mcm<sup>2</sup>/cm, can be calculated using Darcy formula, where filtration section area is replaced with the cell width (fixed value). Proppant pack height (which is usually identified with fracture opening) can be measured only after stress exposure.

During the test one is measuring pressure differential

Умножив проводимость на значение конечной высоты пачки, всегда можно посчитать проницаемость. Проводимость как величина была введена разработчиками и, по их словам, является лишней физической величиной, позволяющей оценить гидропроводность трещины. На самом деле для оценки гидропроводности на тот момент уже существовала величина, и понятие проводимости внесло много путаницы в умы исследователей. Главное, что нужно понимать в связи с этим – проводимость привязана к конечной ширине трещины, следовательно, к загрузке и фракции проппанта, температуре теста, а также величине и продолжительности приложенного стресса. Без указания всех этих параметров значение проводимости лишено всякого смысла. При наличии данных с нескольких параллельных ячеек (в случае их схожести) полученные значения усредняют.

Второй тип исследования – определение коэффициента восстановления проницаемости проппантной пачки в трещине после ГРП. Для этого опыта необходимо дважды собрать одну пачку проппанта. Пластины керн тут не понадобятся, поскольку сравнение происходит на минимальном стрессе. Минимальный стресс гарантирует нам отсутствие механической деструкции проппанта (краша), который мог бы внести элемент случайности в тест и исказить его результаты. Вначале делается тест на ячейке с гелевой пачкой проппанта. Проппант вручную перемешивается с жидкостью ГРП (гелем), и в него добавляется деструктор. После этого ячейка ставится на выдержку до полной деструкции. В конце выдержки делается промывка в две стадии: сначала на низких расходах, затем на высоких для достижения максимально возможной механической очистки пачки. В обеих стадиях измеряется высота пачки, измеряется перепад давления и высчитывается проницаемость. Затем делается тест на ячейке с чистой пачкой того же проппанта при повторении всех условий теста на гелевой пачке (температура, стресс, выдержка). В конце выдержки определяют проницаемость чистой пачки и сравнивают с гелевой после деструкции и промывки. Так получают коэффициенты восстановления проницаемости.

Расклинивающий материал исследуется в том числе на механическую прочность (сопротивление раздавливанию). Этот тест называется краш-тестом. Стандарты проведения краш-теста существуют отдельно для песка – API RP56 (1995 год) и керамики – API RP60 (1995 год); ГОСТ 51761-2005. Тест проводят всухую, при комнатной температуре, в ячейке для краш-теста. Ячейка представляет собой цилиндрический

between input and output ports of the cell at standard consumption rates (2 and 4 ml/min). Two (three is even better) different consumption rates are needed to test the linearity of filtration regime. At high consumption rates and small proppant fractions (20/40 or less), as well as in the presence of high amounts of crushed particles in proppant pack, linear speed of fluid motion in pore channels becomes very high. This leads to accumulation of kinetic energy by the flow, which, in its turn, leads to incorrect (inflated) estimation of pressure differential. This phenomenon is related to “non-Darcy” effects and can be estimated using the so-called beta-factor. To do this one should at first measure pressure differentials in linear range (at low consumption rates), and only after this at high consumption rates (up to 3 liters/min).

Having calculated additional pressure differential, one can determine beta-factor with the help of Forchheimer equation. This factor allows to properly calculate pressure loss during hydraulic fracturing, which is very important, since the key to success in hydrofrac operations lies in disjoining pressure at the end of fracture. The difference between wellhead pressure and pressure at the end of fracture depends on many factors, for example, on fracture length. Filtrate return also changes this difference – the higher is the return, the bigger is the difference and the higher is filtering rate.

Having multiplied conductivity by the value of proppant pack height, it is always possible to calculate permeability. Proppant conductivity was introduced by the developers and, according to their words, has no physical sense. It simply allows to estimate hydraulic permeability of fracture. Actually at that time there was already a magnitude for estimation of hydraulic permeability. Introduction of such magnitude as proppant conductivity therefore was confusing. The main thing that one should know about conductivity is that it is connected with fracture width and therefore with proppant loading and fraction, testing temperature and with magnitude and duration of applied stress. Without specifying the values of all these parameters the term “conductivity” is wholly void of sense. In the case when data from several parallel cells is present, obtained values (if they are consistent with each other) are averaged.

Second type of experiment is connected with determination of permeability recovery factor of proppant pack in fracture after hydrofrac operation. To perform this experiment it is necessary to prepare one pack of proppant twice. There is no need in plates made of core samples since the comparison takes place at minimal stress. Minimal stress ensures the absence of mechanical destruction (crush) of proppant, which could bring in the element of chance and alter the results of experiment. Initially the experiment is performed using the cell with gel proppant pack. Proppant is manually mixed with fracturing fluid (gel).

стакан, с плотно входящим в него цельным внутренним поршнем, материал ячейки – закаленная сталь. Диаметр поршня – от 1,5 до 3 дюймов, обычно 2 дюйма (в ГОСТ 51761-2005 указан уже один размер: 50,80 мм). Стандартный набор стрессов для керамики 7,5/10/12,5/15 kpsi, для песка от 2 до 5 kpsi в зависимости от фракции. Нагрузка создается в течение одной минуты и выдерживается две минуты. Соответственно, скорость нагружения (psi/мин) получается разной для разных нагрузок. Также метод не учитывает влияние температуры, минерализованной воды, циклического стресса. После раздавливания материал подвергают анализу на ситовом вибростенде с использованием стандартной (по API) колонны сит.

Среди прочих методов оценки расклинивающих материалов можно выделить определение сферичности и округлости по таблице Крумбейна-Шлосса (1963 год) – это исследование более актуально для песков, так как форма керамических пропантов близка к идеальной. Также для песков актуальна проблема мутности промывочной воды – в нефелометрических единицах – концентрации формазина (FTU), или проводится анализ содержания глины на центрифуге. Для песков и пропантов определяют насыпную, кажущуюся и абсолютную плотность, а также пористость и радиационный фон.

После процессов ГРП зачастую проводят кислотные обработки (КО), поэтому оценка кислотостойкости расклинивающих материалов очень важна. Изначально тест на растворение в кислоте проводился только для песка, так как считалось, что керамические пропанты не предназначены для подобных воздействий. Однако после совершенствования рецептур многие производители стали заявлять о возможности проведения КО после и даже вместе с ГРП. Так что тест на растворение в кислоте стал актуален и для керамических пропантов. В этой связи нужно отметить, что использование 20-кратного избытка кислоты, как описано в стандарте API RP 56 и (построенного в том числе и на его основе) ГОСТ 51761-2005, является не совсем корректным моделированием, поскольку в реальности таких «кислотных ванн» в пластах не бывает, а наоборот, отсутствие избытка кислот часто приводит к образованию белого золя кремниевой кислоты, что может привести к коагуляции поровой среды (рисунок 4).

В связи с вышеупомянутым явлением инерционного потока важным методом является определение фильтратоотдачи. Тест по фильтратоотдаче проводится при статических (без смыва корки) или динамических (со смывом корки) условиях.

After that, destructor is added into obtained mixture. Next step is to put the cell into hydraulic press and wait till complete destruction occurs. Finally, two-stage washout is performed, where first stage – washout at low consumption rates, second stage – washout at high consumption rates for maximum mechanical cleaning of proppant pack. At both stages one should measure proppant pack height, pressure differential and calculate permeability. After this the experiment is repeated, but with utilization of clean proppant pack. All testing conditions (temperature, stress, load time) should be similar to those in the previous experiment. In the end one can determine permeability of clean proppant pack and compare this value with permeability of gel pack after destruction and washout. This is the common way of obtaining permeability recovery factors.

Mechanical strength (crushing resistance) of proppant is also tested. This is the so-called crush-test. There are several different standards of performing crush-tests. Standard for sand crush-test is API RP56 (1995), for ceramics crush-test – API RP60 (1995) and GOST 51761-2005. Test is performed in a special cell for crush-test at room temperature. This cell consists of circumferential sleeve, inside of which there is one-piece inner piston. The cell is made of hardened steel. Piston diameter can vary from 1.5 to 3 inches, usually it is 2 inches (this value is given in GOST 51761-2005 standard). Standard set of stresses for ceramics is 7.5/10/12.5/15 kpsi, for sands – between 2 and 5 kpsi depending on the fraction. The load is generated within 1 minute. After that the cell is exposed to stress for additional 2 minutes. Loading rate (psi/min) is therefore different for different stresses. The above-mentioned testing method does not take into account the influence of temperature, water or periodic stress. After crushing material is investigated with the help of sieve vibration stand using standard (according to API) sieve stack.

Among other methods of proppants estimation we can also stop on the determination of sphericity and roundness by means of Krumbein-Sloss table (1963). This test is more necessary for sands, since the shape of ceramic proppants is close to perfect. There is also a problem of flush water muddiness, which is typical for sands. Muddiness is measured in formazine nephelometric units (FTU), or it is possible to perform an analysis of clay content using centrifugal separator. For sands and proppants one can also determine packed, apparent and true densities, as well as porosity and radioactive background.

After hydraulic fracturing operations acid treatments are usually performed. That's why the estimation of proppant acid resistance is of great importance. Originally acid break-up test was performed only for sands, because ceramic proppants were thought to be unsuitable for such exposure. However, after

Фильтратоотдача оценивается при помощи двух коэффициентов, полученных математическим анализом графика фильтрации. График фильтрации может выражать зависимость объема фильтрата, приведенного к площади фильтрационной поверхности ( $\text{см}^3/\text{см}^2 = \text{см}$ ), от корня времени или зависимость объема фильтрата ( $\text{см}^3$ ) от корня времени (согласно стандарту ISO 13503-4).

После анализа зависимости как функции линейной регрессии (или проведения линии тренда) определяются коэффициенты коркообразования и потерь мгновенной фильтрации (Cw и SL).

Коэффициенты фильтратоотдачи в статических условиях, полученные на ячейке проводимости и цилиндрической фильтрационной ячейке (фильтр-пресс), с использованием натурального, насыщенного модельной водой зерна настолько близки, что проведение этих тестов на ячейке проводимости может быть полностью заменено тестами на цилиндрической фильтрационной ячейке.

Проведение теста по фильтратоотдаче при статических условиях на натуральном или искусственном зерне диаметром 2,5" и толщиной 0,25" с использованием цилиндрического фильтр-пресса при перепаде давления 1000 psi прекрасно описано в стандарте ISO 13503-4. Также в этом стандарте описана фильтрация с использованием трех листов фильтровальной бумаги, но это крайне нежелательно, так как дает неверные коэффициенты фильтратоотдачи (в сравнении с зернами) и часто заканчивается разрывом бумаги, что аннулирует тест. При отсутствии натуральных зерен можно использовать искусственные с размером пор 3–5 микрон, поскольку они (как показали наши исследования) дают наиболее близкие натуральному зерну результаты. Основным же предпочтением должно быть использование дисков из натурального зерна.

Необходимо отметить, что к выпуску готовится стандарт ISO по проведению теста на фильтратоотдачу в динамических условиях. Черновик стандарта получил название 13503-6 ISO Draft и датируется 17 февраля 2010 г. Для проведения тестов по динамической фильтратоотдаче вместо стандартной цилиндрической ячейки применили гидростатический зернодержатель с промывкой торца зерна, плюс к этому добавили вариант теста на стек из двух ячеек проводимости. Жидкость ГРП пропускается с большим расходом вдоль поверхности фильтрации, при этом создается требуемый перепад давления статического теста 1000 psi.

modification of ceramics compositions many manufacturers claim that it is possible to perform acid treatments after or even together with hydrofrac operations. So now acid break-up test can be performed for ceramic proppants as well. In this connection it should be mentioned that utilization of twentyfold excess of acid, as described in API RP 56 and GOST 51761-2005 standards, does not simulate the real situation correctly. In real formations there are no such "acid baths". There we often have the opposite situation: the absence of excess of acids leads to formation of white silica sol, which can cause mudding of porous medium (see Fig. 4).

In connection with the above-mentioned properties of inertial flow determination of filtrate return is of great importance. Filtrate return test is performed under static (without filter cake washout) or dynamic (with filter cake washout) conditions.

Filtrate return is estimated with the help of two factors obtained by means of mathematical analysis of filtration diagram. Filtration diagram reflects the dependency of filtrate volume divided by filtration surface area ( $\text{cm}^3/\text{cm}^2 = \text{cm}$ ) on the square root of time or the dependency of filtrate volume on the square root of time (according to ISO 13503-4 standard).

After analysis of dependency as a function of linear regression (or after drawing a trend line) one is able to obtain filter cake formation and mud spurt loss factors (Cw and SL).

Filtrate return factors in static conditions obtained with the help of conductivity cell and circumferential filtration cell (pressure filter) filled with natural core samples are so close to each other that performing of these tests with utilization of conductivity cell can be fully replaced by tests on circumferential filtration cell.

Performing of filtrate return tests under static conditions with utilization of natural or target core samples of 2.5-in. diameter and 0.25-in. thickness on circumferential pressure filter (with 1000 psi pressure) is perfectly described in ISO 13503-4 standard. This



**Рисунок 4 – Проппант до (а) и после воздействия 12%-й соляной кислоты (б) при температуре 80 °С в недостатке кислоты – проппант смочен кислотой, видны белые вкрапления осадка**  
**Figure 4 – Proppant before (a) and after the influence of 12% hydrochloric acid (b) at a temperature of 80 °C (176 °F). Proppant is moistened with acid, white speckles of sediments can be seen**

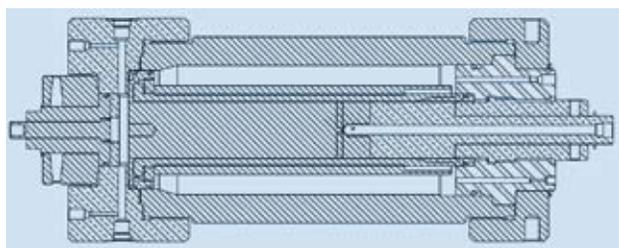
Под действием перепада давления жидкость ГРП начинает фильтроваться через керн, образующаяся фильтрационная корка при этом подвержена смыву потоком. Данный тест более точно моделирует физику реального процесса ГРП. На рисунке 5 представлена цилиндрическая ячейка динамической фильтрации в разрезе.

Среди прочих методов оценки материалов ГРП стоит выделить метод с использованием ячейки миграционного выноса проппанта – клинообразной модели трещины, где фильтрация проводится с большим расходом по направлению от узкой части проппантной пачки к широкой, при этом двумя зондовыми микрометрами измеряется ширина краев пачки (рисунок 6). Метод позволяет оценить миграционный вынос проппанта из трещины при конкретном стрессе и температуре.

Последний метод оценки свойств материалов ГРП – это определение коэффициента восстановления пористой среды после деструкции рабочих жидкостей ГРП. Этот параметр даже более важен, чем коэффициент восстановления проппантной пачки, так как даже при низких коэффициентах восстановления проппантных пачек их проницаемость все равно остается очень велика и не может существенно снизить фильтрацию. Иная ситуация с пористой средой, где ущерб может быть намного выше.

Для определения коэффициента восстановления подготавливается серия репрезентативных кернов. Подготовка включает в себя выпилку цилиндров необходимого диаметра, ориентированных в нужном направлении, торцевание, экстракцию, определение пористости и порового объема, первичной проницаемости и насыщение модельным или пластовым флюидом. Сначала у кернов определяется проницаемость по выбранному флюиду (пластовая или модельная вода), затем через керны прокачивают несколько поровых объемов жидкости ГРП с последующей выдержкой для проведения деструкции.

В этом плане имеется небольшая техническая сложность – многие деструкторы сейчас



**Рисунок 5 – Цилиндрическая ячейка динамической фильтрации в разрезе**  
**Figure 5 – Sectional view of circumferential dynamic filtration cell**

standard also describes filtration with application of three filter paper sheets. But this method is unsatisfactory since it gives wrong values of filtrate return factors (in comparison with core samples) and often ends with paper break, which cancels the test. In the absence of natural core samples it is possible to use target ones with pore size of 3–5 microns. Such core samples give results, which are very close to those obtained using natural core samples. But, of course, utilization of natural core samples is more preferable.

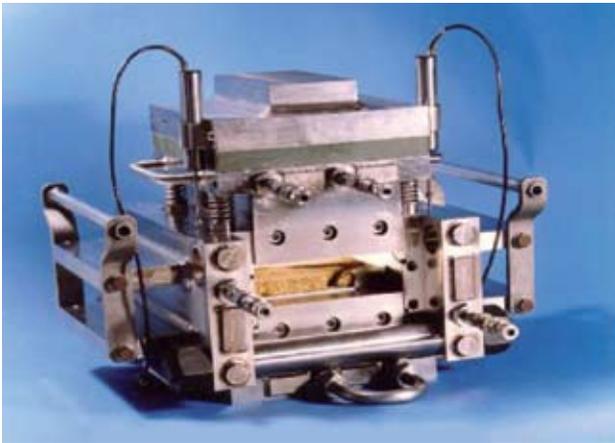
It should be noted that new ISO standard for filtrate return test performing under dynamic conditions is now being prepared. At the moment there is only draft of the standard (13503-6 ISO Draft), which was released on February, 17, 2010. To perform dynamic filtrate return tests one should use hydrostatic core holder with core face washout instead of standard circumferential cell. Plus there was added a variant of test on the assembly of two conductivity cells. Fracturing fluid passes (at high consumption rate) along filtration surface and creates pressure differential, which is needed for static test (1000 psi).

Under the influence of pressure differential fracturing fluid begins to filtrate through core samples. Filtration cake, which is formed during this process, can be washed out by the flow. This test better and more accurately simulates physics of real hydraulic fracturing process. Sectional view of circumferential dynamic filtration cell is presented on Fig. 5.

Among other methods of hydrofrac materials estimation we can stop on the method with utilization of proppant migratory flowback cell, which simulates wedge-shaped fracture. The main feature of this technique is that filtration is performed at high consumption rates from the narrow part of proppant pack to the wide part, while two probe micrometer gauges measure the width of proppant pack edges (see Fig. 6). This technique allows to estimate proppant migratory flowback out of fracture at given stress and temperature.

The last method of hydrofrac materials estimation is connected with determination of porous medium recovery factor after destruction of fracturing fluids. This parameter is even more important than proppant pack recovery factor, since even for low values of the latter proppant packs permeability still remains high and cannot significantly reduce filtration. The situation with porous medium is different, because the damage can be much higher.

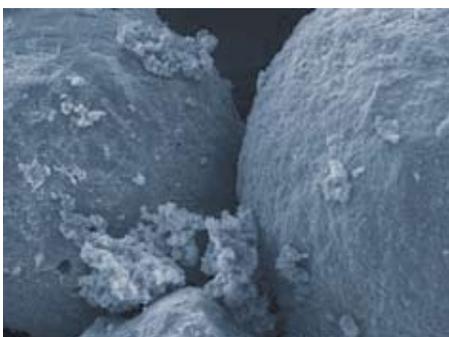
In order to determine recovery factor it is necessary to prepare a set of representative core samples. The preparation includes sawing of the cylinders of necessary diameter, which are oriented in specific direction, facing, extraction, porosity, primary permeability and void space determination, as well as saturation of samples with simulative or formation fluid. First of all one need to determine permeability



**Рисунок 6 – Ячейка для оценки миграционного выноса пропранта конструкции Fractech Lab**  
**Figure 6 – Fractech Lab's cell for estimation of proppant migratory flowback**

инкапсулированы и для их активации необходимо механическое раздавливание. Однако есть лабораторные приемы и практика решения этой проблемы. После прохождения расчетного времени деструкции начинается фильтрация в направлении, противоположном закачке жидкостей ГРП. Фильтрация продолжается до стабилизации перепада давления, в конце рассчитывается проницаемость и коэффициент восстановления. Данный тест, как ничто другое, позволяет оценить истинное влияние жидкостей ГРП на пласт.

Среди прочих проблем, связанных с материалами ГРП, стоит отметить реакцию керамических пропрантов с породой. В среде пластового флюида, при пластовых температурах и давлениях оксид алюминия в пропранте может начать реагировать с оксидом кремния в прилегающей породе, образуя алюмосиликаты в виде чешуйчатого налета, похожего на накипь. Этот процесс можно наблюдать, если оставить пропрант в контакте с натуральным керном, в среде пластового флюида при пластовой температуре и давлении на срок 15 дней или более. Образованные чешуйки алюмосиликатов можно рассмотреть после извлечения кернов под микроскопом (рисунок 7). Высказываются предположения о возможной кольматации трещины ГРП вследствие этого процесса, но пока что методов оценки этого явления не существует. ©



**Рисунок 7 – Осадок алюмосиликата на зернах пропранта**  
**Figure 7 – Scaled deposits of aluminosilicates on proppant particles**

of core samples depending on the chosen type of fluid (formation or simulative fluid). After that fracturing fluid (in the amount equal to few void spaces) is pumped through core samples and the latter are kept till destruction is performed.

There is a little technical complexity – many types of destructors nowadays are encapsulated, and in order to activate them mechanical crushing is necessary. However, there are some laboratory methods and experience of solving this problem. After estimated destruction time is passed it is necessary to start filtration in the direction, which is opposite to that used during fracturing fluids injection. Filtration should be carried on till the pressure differential is stabilized. Finally, permeability and recovery factor are calculated. This test, like no other, enables estimation of the real influence of fracturing fluids on formation.

One more problem connected with fracturing materials is the reaction of ceramic proppants with formation. In formation fluid medium, at formation temperatures and pressures alumina contained in proppant can react with silica contained in formation, yielding aluminosilicates in the form of scaled deposits. This process can be observed if proppant is left in contact with natural core under formation conditions (temperature, pressure, presence of formation fluid, etc.) for 15 days or more. Scaled deposits of aluminosilicates can be examined under the microscope after extraction of core samples (see Fig. 7). There are several assumptions about the possible mudding of fracture due to the above-mentioned process, but there are still no methods of estimation of this phenomenon. ©

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Рекомендованные практики Американского нефтяного института API RP 56, 60, 61.
2. Международные стандарты ISO 13503-4, 13503-5, 13503-6 ISO Draft (17.02.2010).
3. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ 51761-2005.
4. Krumbein, W.C., Schloss, L.L. "Stratigraphy and sedimentation". Freeman, San Francisco, USA, 1961.
5. US Patent 4791822 "Cell Assembly for Determining Conductivity and Permeability" 20.11.1988, Glenn S. Penny, Stim Lab Inc, Duncan, Oklahoma.
6. US Patent 5018396, "Cell Assembly for Determining Conductivity and Permeability" 28.05.1991, Glenn S. Penny, Stim Lab Inc, Duncan, Oklahoma.
7. John Kullman, CARBO Ceramics "How to Use and Misuse Proppant Crush Tests – Exposing the Top 10 Myths" SPE119242, 2009.
8. R.D. Barree "Predicting Final Fracture Conductivity, Cleanup, and Production", 2009.
9. Mike Burns "Laboratory Testing In Support of Hydraulic Fracturing" Fractech Forum. – Moscow, 2005.

# Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

ЖУРНАЛ,  
целиком  
посвященный  
новейшим  
технологиям  
внутрискважинных  
работ, в том числе  
колтюбингу



**КОЛТЮБИНГ –  
ЭТО ИНСТРУМЕНТ,  
ПРЕОБРАЖАЮЩИЙ  
ВСЕ ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ  
РАБОТЫ**

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»  
Москва, Россия



14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# НЕФТЕГАЗ

## 25–29 июня 2012

Оборудование и технологии  
для нефтегазового комплекса

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),  
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ  
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

[www.enercon-ng.ru](http://www.enercon-ng.ru)

Реклама



# Освоение Арктики обсудили в Москве



*Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике завершила работу*

## Arctic Development Discussed in Moscow

*SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition closed*

Москва, 20 октября 2011 г. – Общество инженеров нефтегазовой промышленности SPE и компания Reed Exhibitions подводят итоги работы первой в России технической Конференции и выставки SPE, посвященной разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. Мероприятие посетили более 1800 человек из различных регионов России и других стран мира. Среди почетных гостей и докладчиков конференции – Владимир Прозоровский, первый заместитель председателя комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии; Владимир Владимиров, вице-губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа; Анатолий Золотухин, проректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; Джим К. Флад, вице-президент по Арктике и Восточной Канаде, Exxon Mobil и др. Делегаты конференции обсудили наиболее острые вопросы освоения Арктики и экстремальные проблемы разведки и добычи.

«Освоение Арктики является одной из важнейших задач международного сообщества, для достижения успеха нам предстоит решить целый комплекс вопросов, связанных с технологиями, капиталом, человеческими ресурсами», – заявил на открытии конференции президент SPE Алан Лабастье. «При освоении Арктики необходимо выработать стратегию, учитывающую передовой мировой опыт и требования арктических территорий», – подчеркнул Владимир Владимиров, вице-губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа.

*Делегаты конференции, лидеры российской и международной науки, промышленности, представители нефтегазодобывающих и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов и вузов, высоко оценили конференционную программу мероприятия.*

«Отличное начало для первого года работы, – прокомментировал событие Ричард Симпсон, советник по освоению морских месторождений BP. К тому же это

Moscow, 20 October, 2011 – Society of Petroleum Engineers (SPE) and Reed Exhibitions are evaluating the results of the first in Russia SPE technical conference and exhibition on developing oil and gas fields in Arctic and extreme environments. The event saw an attendance of over 1,800 people from Russia and other countries. Honorary guests and speakers included Vladimir Prozorovsky, First Deputy Chairman of the State Duma Committee for Natural Resources, Environmental Management and Ecology; Vladimir Vladimirov, Vice-governor of the Yamalo-Nenets Autonomous Area; Anatoliy Zolotukhin, Deputy rector of Gubkin Oil & Gas University; Jim K. Flood, Vice-president Arctic/Eastern Canada, Exxon Mobil, and others. The conference delegates discussed the most challenging issues of the Arctic development and extreme exploration and production problems.

«Arctic development is one of the most important tasks faced by the international community. To succeed, we will have to resolve a number of issues related to technologies, capital, human resources», – said SPE President Alain Labastie in his event opening speech. «Arctic development will call for a strategy based upon the best world practices and local Arctic requirements», – emphasized Vladimir Vladimirov, Vice-governor of the Yamal-Nenets Autonomous Area.

*The conference delegates, Russian and international science and industry leaders, representatives of oil & gas and service companies, research institutes and universities, marked the event program very high.*



замечательная возможность для ведущих специалистов отрасли из разных частей света собраться в одном месте и обсудить насущные вопросы».

В течение трех дней конференцию посетило около 500 делегатов, было представлено 57 докладов как на технических сессиях, так и в рамках секции презентаций по обмену знаниями. Десять технических сессий и три пленарных заседания позволили охватить самый широкий круг вопросов, связанных с освоением Арктики: инновации, инвестиции, охрана окружающей среды и социальная ответственность бизнеса.

«Благодаря конференции SPE я узнала много нового: встретила с людьми, имеющими ясный ум и чистые руки, познакомилась с новыми технологиями, о которых ранее не имела представления, услышала о вдумчивых и бережных проектах по освоению Арктики, моего родного дома, – поделилась впечатлениями о мероприятии Татьяна Ачиргина, вице-президент Инуитского приполярного совета. – Хотелось бы отметить, что все услышанное помогло мне изменить отношение к промышленному освоению Арктики».

Большое внимание посетителей привлекли презентации для обмена знаниями, на которых ведущие специалисты лидеров отрасли (OC Robotics, «Роснефть», «Сахалин Энерджи», Schlumberger, Shell, ТНК-ВР и др.) поделились опытом по освоению арктических месторождений и работе в экстремальных условиях.

**Общество инженеров нефтегазовой промышленности (SPE)** является некоммерческой профессиональной ассоциацией, члены которой заняты в сфере разработки и добычи энергоресурсов. SPE объединяет более 97 000 членов из 118 стран мира. SPE является признанным источником технической информации в области разведки и добычи нефти и газа и предоставляет свои услуги через публикации, конференции, технические семинары, форумы и веб-сайт – [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Reed Exhibitions** – мировой лидер в организации мероприятий. Ежегодно в 37 странах проходят 470 выставок, организованных компанией Reed Exhibitions. Более 2700 сотрудников в 35 офисах работают на 44 индустрии по всему миру. Уникальная сеть офисов международных продаж в 65 странах обеспечивают поддержку экспонентов на экспортных рынках – [www.reedexpo.ru](http://www.reedexpo.ru) ☉

«An excellent start for the first year, – commented Richard Simpson, offshore development advisor, BP. Moreover, it is a great opportunity for the worldwide industry leaders to get together in one place and discuss today's issues».

The 3-day event was attended by about 500 delegates, with 57 papers presented both at the technical sessions and knowledge sharing section. 10 technical and 3 plenary sessions covered a wide range of issues related to Arctic development: innovations, investments, environmental protection and business social responsibility.

«Thanks to this SPE event I learned a lot new: met the people of clear mind and clean hands, learned about new technologies about which I had previously had no idea, heard about thoughtful and careful development projects of my home Arctic, – shared her impressions about the event Tatiana Achirgina, Vice-president of the Inuit Circumpolar Council. – I would like to note that all I heard helped me to change my attitude to industrial development of the Arctic».

Knowledge sharing presentations draw a lot of attention, where the industry leaders: OC Robotics, «Rosneft», «Sakhalin Energy», Schlumberger, Shell, ТНК-ВР and others – shared their experience in Arctic development and operating in extreme environments.

**Society of Petroleum Engineer (SPE)** is a non-profit professional association, whose members are engaged in development and production of the energy resources. SPE has over 97,000 members from 118 countries. SPE is a reputed source of technical knowledge in petroleum exploration and production providing its services via publications, conferences, workshops, forums and the website – [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Reed Exhibitions** is a world leading events organiser. Every year 470 events are held in 37 countries organized by Reed Exhibitions. Over 2,700 employees in 35 offices work for 44 industries worldwide. A unique network of international sales offices in 65 countries provides support to international exhibitors – [www.reedexpo.ru](http://www.reedexpo.ru) ☉

# КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Мы продолжаем публиковать лучшие снимки участников фотоконкурса «Красота месторождений», организованного в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Напоминаем нашим читателям, что «Время колтюбинга» поддерживает идею организаторов конкурса. Ждем ваши фотографии по адресу [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org). Достойные работы будут опубликованы в журнале и на сайте [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org).*



Фото: М. Мухин  
Photo: M. Mukhin

Фото: В. Дьяченко  
Photo: V. Djachenko



# THE BEAUTY OF OILFIELDS

*We continue to publish the best photos made by the participants of «The beauty of oilfields» photo contest, which has been organized by The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. We remind our readers that Coiled Tubing Times Journal favors the idea of the contest. We look forward to see your photos that should be sent at [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org). The best photos will be published in the Journal and will appear on our website [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org).*



Фото: Л. Давлетшина  
Photo: L. Davletshina



Фото: М. Ефимов  
Photo: M. Efimov

Фото: Г. Хузина  
Photo: G. Huzina





Фото: М. Ефимов  
Photo: M. Efimov



Фото: В. Мазуров  
Photo: V. Mazurov



Фото: М. Силин  
Photo: M. Silin



Фото: З. Шидгинов  
Photo: Z. Shidginov



Фото: В. Пономарева  
Photo: V. Ponomareva

Фото: А. Заворотный  
Photo: A. Zavorotnyj

*Нобелевский лауреат Илья ПРИГОЖИН:*

# «БУДУЩЕЕ НЕ ДАНО РАЗ И НАВСЕГДА»

*Так считал Илья Пригожин (1917–2003), лауреат Нобелевской премии по химии 1977 года, бельгийский химик и физикохимик, выдающийся специалист в области термодинамики и статистической механики.*

*Он родился в Москве в семье фабриканта, выпускника химического отделения Императорского Московского технического училища и пианистки, студентки Московской консерватории. В 1921 году семья Пригожиных эмигрировала из России. Сначала они жили в Литве и Германии, а с 1929 года поселились в Бельгии.*

*Начальное и среднее образование получил в школах Берлина и Брюсселя, а затем изучал химию в Свободном университете в Брюсселе, где его особенно привлекала термодинамика – наука, связанная с тепловой и другими формами энергии, с «хаосом».*

*С 1961 по 1966 год сотрудничал с Институтом Ферми в Чикаго. В 1967 году в городе Остин (штат Техас) Пригожин основал Центр по изучению сложных квантовых систем, которым руководил до конца жизни.*

*Разработал теорию диссипативных структур – таких систем, для поддержания которых необходимо расходовать большие энергии, чем для поддержания тех, на смену которым они приходят.*

*В диссипативных структурах время оказалось зависимым от степени сложности системы. Из этого вытекает следствие: в далеких от равновесия структурах из хаоса способен рождаться порядок. Система приобретает устойчивость, саморегулируется. Теория Пригожина работает в любой из областей, где есть хоть какой-либо вид движения. Не только в физике и химии, но и в биологии, астрономии и, самое главное, в жизни человека и общества.*

*Как и многие выдающиеся представители естественных наук XX века, Пригожин задумывался о судьбах человечества. По-другому и быть не могло: ведь именно при жизни Ильи Романовича наука приобрела невиданную никогда ранее власть над миром.*

*Предлагаемая вашему вниманию работа впервые была написана в канун нового тысячелетия и опубликована в Бюллетене Всемирной федерации исследования будущего (Bulletin of the World Futures Studies Federation. Vol. 25, No 4, January 2000). Идеи и предостережения ученого звучат в унисон и сегодняшнему дню, несмотря на более чем десятилетнюю дистанцию во времени.*

*Ilya PRIGOGINE, laureat of Nobel Prize:*

# “THE FUTURE IS NOT GIVEN ONCE AND FOREVER”

*These are the words of Ilya Prigogine (1917–2003) a Belgian chemist and physical chemist, an outstanding authority in thermodynamics and statistical mechanics who was awarded the Nobel Prize in Chemistry in 1977.*

*He was born in Moscow, his father being a factory owner who had graduated from Imperial Moscow Engineering School and his mother being a pianist, a student of the Moscow Conservatory. In 1921 the Prigogines left Russia. Upon living in Latvia and Germany they finally settled in Belgium in 1929.*

*Having got primary and secondary education at the schools of Berlin and Brussels, Ilya Prigogine went on to study chemistry at the Free University of Brussels where he felt especially attracted by thermodynamics – the field of science related to thermal and other types of energy and the chaos.*

*In 1961–1966 Prigogine worked in cooperation with the Enrico Fermi Institute at the University of Chicago. In 1967 he founded in Austin (Texas) the Centre for Complex Quantum Systems and stayed at the head of it till the end of his life.*

*Prigogine developed the dissipative structures theory or the theory of the systems which, in order to be sustained, require more energy than the systems they replaced.*

*In dissipative structures the time turned to be dependent on the complexity of the system. The conclusion to be drawn is that structures which are far from being steady are able to generate order from the chaos. The system acquires stability and regulates itself. The theory put forward by Prigogine is applicable in any sphere where there is a movement. It works not only for physics or chemistry, but also for biology, astronomy and, what is more important, for the life of a human being and the society.*

*Like many other outstanding representatives of the natural sciences of the 20th century, Prigogine felt concerned about the destinies of humankind. It couldn't have been otherwise, as Ilya Romanovich lived in the epoch when science dominated the world like it had never done before.*

*The work presented was written on the eve of the new millennium and published by the Bulletin of the World Futures Studies Federation (Vol. 25, No 4, January 2000). In spite of the time distance of more than a decade the ideas and warnings of the scientist seem to be in tune with today's concerns.*



Илья ПРИГОЖИН  
Ilya PRIGOGINE

# ЖРЕБИЙ ЕЩЕ НЕ БРОШЕН

## Письмо будущим поколениям

# THE DIE IS NOT CAST

## A letter to future generations

Я пишу это послание в полном смирении. Я скромный труженик науки. Это не дает мне какого-либо особого права говорить о будущем всего человечества. Молекулы повинуются «законам». Человеческие решения зависят от памяти о прошлом и ожиданий будущего. Перспектива, в которой я наблюдаю проблему перехода от культуры войны к культуре мира, используя выражение Федерико Майора, сделалась еще более темной в последние годы, но я остаюсь оптимистом. Да и как человеку моего поколения (я родился в 1917-м) не быть оптимистом? Разве не мы видели падение таких монстров, как Гитлер и Сталин? Разве не мы стали свидетелями удивительной победы демократий во Второй мировой войне? В конце той войны каждый из нас верил, что история должна начаться с чистого листа, и происходившие события оправдывали наш оптимизм. Вехами времени явились основание Организации Объединенных наций и ЮНЕСКО, провозглашение прав человека и деколонизация. В более широком масштабе, это было признание неевропейских культур, с которого началось ослабление европоцентризма и надуманного неравенства между «цивилизованными» и «нецивилизованными» народами.

Существенно уменьшилась и пропасть между социальными классами, по крайней мере, в Западных странах.

Этот прогресс осуществлялся под угрозой холодной войны. Когда падала Берлинская стена, мы верили, что наконец должен произойти переход от культуры войны к культуре мира. Но последовавшее десятилетие еще не пошло по этому пути.

Мы явились свидетелями не только сохранения, но даже разжигания локальных конфликтов, будь то в Африке или на Балканах. Это можно считать пережитками прошлого в настоящем. Тем не менее вдобавок к постоянно присутствующей ядерной угрозе горизонт омрачают новые тени: технологический прогресс сегодня делает возможными войны «нажатия кнопки», что-то похожее на электронную игру.

Я из тех, кто помогает формулировать политику

I am writing this letter in complete humility. My work is in the scientific domain. It does not give me any particular qualification to talk about the future of humanity. Molecules obey 'laws'. Human decisions depend on the memory of the past and on the expectation of the future. The perspective in which I see the problem of the transition from the culture of war to that of peace - to use Federico Mayor's expression - has darkened over the past few years, but I remain optimistic. In any case, how could a man of my generation (I was born in 1917) not be optimistic? Did we not see the end of monsters such as Hitler and Stalin? Did we not witness the miraculous victory of the democracies in the Second World War? At the end of the war, all of us believed that history would start afresh, and events justified that optimism. Landmarks of the time included the foundation of the United Nations and of UNESCO, the proclamation of the Rights of Man, and decolonization. More generally, there was the recognition of non-European cultures, from which came a decrease in Eurocentrism and in the supposed inequality between 'civilized' and 'uncivilized' peoples.

There was also a decrease in the gulf between social classes, at least in Western countries.

This progress was made under the threat of the Cold War. At the time of the fall of the Berlin Wall, we believed that at last the transition from the culture of war to that of peace would be made. Yet the following decade has not taken this path.

We have witnessed the persistence, and even the amplification, of local conflicts, whether in Africa or in the Balkans. This could still be considered as a result of the survival of the past into the present. However, in addition to the ever-present nuclear threat, new shadows have appeared: technological progress now makes possible 'push-button' wars, something in the manner of an electronic game.

I am one of those who helped formulate the scientific policies of the European Union. Science unites peoples. It has created a universal language. Many other disciplines, such as economics or ecology, also require

Евросоюза в области науки. Наука объединяет людей. Она создала универсальный язык. Много других дисциплин, таких как экономика или экология, также требуют международного сотрудничества. Поэтому я поражаюсь, когда вижу, что правительства ищут пути создания европейской армии как выражения европейского единства. Армия

против кого? Где враг? Зачем этот продолжающийся рост военных бюджетов как в США, так и в Европе? Грядущим поколениям придется выработать определенную позицию по этому поводу. В наше время, и эта тенденция сохранится в будущем, ситуация меняется со скоростью, невиданной никогда. Приведу пример из науки.

Сорок лет назад количество исследователей, интересовавшихся физикой твердого тела и информационными технологиями, не превышало нескольких сотен. Это было «флуктуацией» по сравнению с наукой в целом. Сегодня эти дисциплины столь значимы, что оказывают огромное влияние на историю человечества. Зафиксирован экспоненциальный рост числа исследователей, занятых в этих областях науки. Этот беспрецедентный феномен оставил позади распространение буддизма и христианства.

В своем послании к будущим поколениям я бы хотел предложить аргументы, призванные преодолеть ощущения смирения и бессилия. Современные комплексные науки не принимают детерминизма, настаивая на том, что созидательность является свойством каждого уровня природы. Будущее не дано раз и навсегда. Великий французский историк Фернанд Бродель однажды написал: «События – это пыль». Разве это не правда? Что есть событие?

Немедленно приходит на ум аналогия с «бифуркациями», которые изучаются физикой неравновесных процессов. Эти бифуркации появляются в особых точках, где траектория, по которой следует система, разветвляется. Все «ветви» возможны, но лишь одна из них осуществима. Но не бывает одной-единственной бифуркации, обычно возникает их последовательность. Это означает, что даже если в фундаментальных науках имеется темпоральный, нарративный элемент, предначертан «Конец

Определенности», как называется моя последняя книга. Мир представляет собой конструкцию, в построении которой можем участвовать мы все.

Иммануил Валлерстайн писал: «Возможно, – но возможно ли на самом деле – создать или выстроить

**Технологический прогресс сегодня делает возможными войны «нажатия кнопки», что-то похожее на электронную игру.**

**Technological progress now makes possible 'push-button' wars, something in the manner of an electronic game.**

international cooperation. I am, therefore, all the more astonished when I see that governments are seeking to set up a European army as an expression of European unity. An army against whom? Where is the enemy? Why this continual growth in military budgets, whether in the United States or in Europe? It is up to future generations to take a position on this. In our age, and this will be all the more the case in the future, things are changing at a speed never seen in the past. I will take an example from science.

Forty years ago, the number of scientists interested in solid-state physics and in information technology did not exceed a few hundred. It was a 'fluctuation' when compared with the sciences as a whole. Today, these disciplines have such importance that they have decisive consequence for the history of humanity. Exponential growth has been recorded in the number of researchers working in this sector of science. It is a phenomenon of unprecedented proportions, which has left far behind the growth of Buddhism or Christianity.

In my message to future generations, I would like to propose arguments designed to fight against feelings of resignation or powerlessness. The recent sciences of complexity give the lie to determinism; they insist on creativity at every level of nature. The future is not given. The great French historian Fernand Braudel once wrote: 'Events are dust.' Is this true? What is an event?

An analogy with 'bifurcations', which are studied above all in non-equilibrium physics, comes immediately to mind. These bifurcations appear at special points where the trajectory followed by a system subdivides into 'branches'. All branches are possible, but only one of them will be taken. One does not generally see a single bifurcation; in general,

**Все «ветви» возможны, но лишь одна из них осуществима.**

**All branches are possible, but only one of them will be taken.**

a succession of them appears. This means that even in the fundamental sciences there is a temporal, narrative element, and this constitutes the 'end of Certitudes', which is the title of my last book. The world is a construction, in the building of which we can all

более человеческий, более уравнивающий людей мир, который лучше бы держался на якоре материальной рациональности». Флуктуации на микроскопическом уровне решают, какая из ветвей появится после точки бифуркации и, таким образом, какое событие произойдет. Этот призыв к наукам о сложности мироздания не означает, что мы предлагаем «редуцировать» гуманитарные науки до физики. Наша идея заключается не в редукции, а в примирении. Понятия, приходящие из наук о сложности мира, способны послужить гораздо более полезными метафорами, чем традиционные представления из физики Ньютона.

Науки о сложности мира рожают и метафору, которую можно применить к обществу: событие представляет собой появление новой социальной структуры, последовавшей за бифуркацией; флуктуации являются следствиями индивидуальных действий.

У события есть «микроструктура». Давайте рассмотрим исторический пример – русскую революцию 1917 года. Крах царского режима мог бы принять различные формы. Ветвь, по которой пошло развитие, стала результатом сложения многих факторов, таких как недалководность царя, непопулярность его жены, слабость Керенского, жестокость Ленина. Это была та микроструктура, та «флуктуация», которая определила следствия кризиса, а с ними – и последовавшие события.

С этой точки зрения история представляет собой последовательность бифуркаций. Поразительным примером этого является переход от эры палеолита к эре неолита, который произошел практически в одно и то же время сразу во всем мире (этот факт впечатляет еще больше, если вспомнить о длительности эры палеолита). Кажется, что этот переход был бифуркацией, связанной с более систематическим использованием растительных и минеральных ресурсов. Множество ветвей стало развиваться из той бифуркации: китайский неолит с его космическим видением, египетский неолит с его верой в богов, тревожный неолит доколумбовых цивилизаций. У каждой бифуркации есть приобретения и жертвы. Переход к неолиту дал толчок к появлению иерархических обществ. Разделение труда стало означать неравенство. Было утверждено рабство, которое продолжало существовать до девятнадцатого столетия. Хотя фараону в качестве могилы предназначалась пирамида, его подданные делили братскую могилу.

Девятнадцатый век, так же как и двадцатый, преподнес целую серию бифуркаций. Каждый раз, когда открывали новый материал – уголь, нефть,

participate.

As Immanuel Wallerstein has written: 'It is possible – possible but not certain to create or to construct a more human, more egalitarian world that is better anchored in material rationality.' Fluctuations at the microscopic level decide the branch that will emerge from a bifurcation point, and therefore the event that will come about. This appeal to the sciences of complexity does not mean that we are suggesting that the human sciences be 'reduced' to physics. Our enterprise is not one of reduction, but of reconciliation. Concepts introduced from the sciences of complexity can serve as much more useful metaphors than traditional appeals to Newtonian physics.

The sciences of complexity therefore lead to a metaphor that can be applied to society: an event is the appearance of a new social structure following a bifurcation; fluctuations are the outcome of individual actions.

An event has a 'microstructure'. Let us take an example from history – the 1917 Russian Revolution, for instance. The end of the Tsarist regime could have taken different forms, the branch followed being the result of numerous factors, such as the Tsar's lack of foresight, the unpopularity of his wife, the weakness of Kerensky, the violence of Lenin. It was this microstructure, this 'fluctuation' that determined the outcome of the crisis, and thus the events that followed.

From this point of view, history is a succession of bifurcations. A fascinating example of this is the transition from the Paleolithic to the Neolithic age,

**Каждый раз, когда открывали новый материал – уголь, нефть, электричество или новую форму энергии, которую можно использовать, – общество трансформировалось.**

**Each time that new materials were discovered – coal, petrol, electricity, or new forms of usable energy – society was transformed.**

which happened at practically the same time all over the world (this fact is all the more surprising given the long duration of the Paleolithic age). This transition appears to have been a bifurcation linked to the more systematic exploitation of vegetable and mineral resources. Many branches emerged from this bifurcation: the Chinese Neolithic period with its cosmic vision, for example, the Egyptian Neolithic with its trust in the gods, or the anxiety-stricken Neolithic period of the pre-Columbian world. Each bifurcation has beneficiaries and victims. The transition to the Neolithic age gave rise to hierarchical societies. The

электричество или новую форму энергии, которую можно использовать, – общество трансформировалось. Разве нельзя сказать, что эти бифуркации, взятые в целом, привели к большему участию населения в культуре и что именно благодаря им стало уменьшаться неравенство между социальными классами, которое возникло в эпоху неолита?

В общем, бифуркация одновременно является как знаком нестабильности, так и знаком жизнеспособности отдельно взятого общества. Она также выражает стремление к более справедливому обществу. Даже за пределами социальных наук Запад демонстрирует удивительный спектакль следующих друг за другом бифуркаций. Стили в музыке и искусстве, следует вспомнить, кардинально изменяются каждые пятьдесят лет. Человек постоянно изыскивает новые возможности, выстраивает утопии, которые, возможно, приведут к большей гармонии в отношениях между людьми и между человечеством и природой. Эти вечные темы с новой силой звучат в опросах общественного мнения о том, каким будет двадцать первый век.

Где же мы находимся? Я убежден, что мы приближаемся к точке бифуркации, которая связана с прогрессом в информационных технологиях и во всем, что ассоциируется с ними, как, например, средствах массовой информации, робототехнике и искусственном интеллекте. Мы идем к «сетевому обществу», мечтающему о глобальной деревне.

Но что явится результатом этой бифуркации, на какой из ее ветвей мы собираемся искать самих себя? К чему приведет глобализация? Словом «глобализация» описывается множество самых разных ситуаций. Возможно, уже римские императоры грезили «глобализацией» – единственной культурой, господствующей во всем мире. Сохранение плюрализма в этом вопросе и уважения к другим культурам потребуют пристального внимания будущих поколений. Но на горизонте есть и другие опасности.

Сегодня известно около 12 000 видов муравьев. В их колониях насчитывается от нескольких сотен до многих миллионов особей. Интересно, что поведение этих насекомых зависит от размера колонии. В малой колонии муравей будет вести себя как индивидуалист, искать пищу и приносить ее в гнездо. Но в большой колонии ситуация в корне меняется, возникает существенная координация действий. Спонтанно появляются коллективные структуры как результат автокаталитических реакций между муравьями, обменивающимися посредством химических сигналов информацией. Не случайно, что в больших муравейниках или термитниках отдельные особи становятся слепыми. Рост популяции передает инициативу от индивидуума к коллективу.

Так и мы можем спросить себя, как воздействие информационного общества повлияет на

division of labour meant inequality. Slavery was established and continued to exist until the nineteenth century. Though the Pharaoh had a pyramid for his tomb, his people shared a common grave.

The nineteenth century, in the same way as the twentieth, presented a series of bifurcations. Each time that new materials were discovered – coal, petrol, electricity, or new forms of usable energy – society was transformed. Could one not say that, when taken as a whole, these bifurcations led to greater participation of the population in culture and that from then on inequalities between social classes that had been born during the Neolithic age began to diminish?

In general, bifurcations are at once a sign of instability and a sign of vitality in a given society. They also express the desire for a more just society.

**Мы идем к «сетевому обществу», мечтающему о глобальной деревне.**

**This is the 'networked society' with its dreams of a global village.**

Even outside the social sciences, the West presents a surprising spectacle of successive bifurcations. Music and the arts, it could be said, change every fifty years. Man continually explores new possibilities, conceives utopias that might lead to more harmonious relations between man and man and between man and nature. And these are themes that come up again and again in recent opinion polls concerning the character of the twenty-first century.

Where have we got to? I am convinced that we are approaching a bifurcation point that is connected to progress in information technology and everything associated with it, such as multimedia, robotics and artificial intelligence. This is the 'networked society' with its dreams of a global village.

But what will be the result of this bifurcation, along which branch of it are we going to find ourselves? What will be the effect of globalization? The word 'globalization' covers a variety of very different situations. It is possible that the Roman emperors were already dreaming of 'globalization' – of a single culture that would dominate the world. The preservation of cultural pluralism and respect for others is going to demand the entire attention of future generations. But there are also other dangers on the horizon.

Around 12,000 species of ant are known today. Their colonies range from between several hundred to many millions of individuals. It is interesting to note that the behaviour of ants depends on the size of the colony. In a small colony, the ant will behave as an

индивидуальную творческую способность. У общества такого типа есть очевидные преимущества, – будь то в медицине или экономике. Но есть информация и дезинформация, каким образом их разграничить? Понятно, что для этого всегда требуются знания и развитое чувство критики. Истину должно отличать от лжи, возможное – от невозможного. Развитие информации означает, что мы задаем трудную задачу будущим поколениям. Нельзя допустить, чтобы «сетевое общество», основанное на информационной технологии, пришло к новым разногласиям. Нужно отвечать и на более фундаментальные вопросы. Способна ли надвигающаяся бифуркация уменьшить пропасть между богатыми и бедными нациями? Будут ли спутниками глобализации мир и демократия или, напротив, открытое или тайное насилие? Будущие поколения создадут флуктуации, которые дадут направление событию, соответствующему приходу информационной эры.

Мое послание будущим поколениям заключается, таким образом, в том, что жребий еще не брошен, и что ветвь, по которой человечество последует после бифуркации, еще не выбрана. Мы переживаем период флуктуаций, в котором индивидуальное действие остается значимым.

Чем дальше продвигается наука, тем больше она нас удивляет. Мы перешли от геоцентрической идеи Солнечной системы к гелиоцентрической, и на этой основе было развито представление о галактиках и в конечном итоге – о существовании множества вселенных. Но человек до сих пор является единственным живым существом, осознающим удивительную вселенную, которая создала его и которую он, в свою очередь, может изменить. Условия существования человека предполагают примирение с подобной двойственностью. Я надеюсь, что будущие поколения также сумеют договориться с этим удивительным двойственным миром. Ежегодно химики синтезируют тысячи новых веществ, многие из которых потом находят в естественных продуктах: это ли не пример творчества человека в рамках созидательной способности всей природы.

Никто не обладает абсолютной истиной, насколько такое выражение вообще имеет смысл. Я полагаю, что Ричард Тарнс прав: «Глубочайшая страсть западной души заключается в том, чтобы переоткрыть свое единство с корнями собственного существования». Эта страсть ведет к прометеевскому утверждению силы разума, но этот разум может также привести к отчуждению, к отрицанию всего, что наделяет жизнь ценностью и смыслом. Будущие поколения создадут новую связь, которая будет включать в себя как ценности человечества, так и науку, нечто такое, что поставит точку в пророчествах о «конце науки», «конце истории». И даже о наступлении

individualist, looking for food and then bringing this back to the nest. When the colony is large, however, the situation changes, and coordination of activities becomes essential. Collective structures then appear spontaneously as a result of autocatalytic reactions between ants bringing about chemically mediated exchanges of information. It is no coincidence that in large ant or termite colonies individual insects become blind. Population growth shifts the initiative from the individual to the collective.

By analogy, we may ask ourselves what the effect of the information society will be on individual creativity. There are obvious advantages to this type of society – one thinks of medicine or the economy. But there is information and disinformation; how can one tell the difference? Clearly, this requires ever more knowledge and a developed critical sense. The true must be distinguished from the false, the possible from the impossible. The development of information has meant that we are bequeathing a heavy task to future generations. New divisions resulting from the

**Мы переживаем период флуктуаций, в котором индивидуальное действие остается значимым.**

**We are in a period of fluctuations in which individual action remains essential.**

‘networked society’ based on information technology must not be allowed to come about. But one must also examine more fundamental questions. In a general sense, will the bifurcation to come diminish the gulf between rich and poor nations? Will globalization be characterized by peace and democracy, or by overt or disguised violence? It is up to future generations to create the fluctuations that will give direction to the event corresponding to the advent of the information society.

My message to future generations is, therefore, that the die has not been cast, and that the branch taken following the bifurcation has yet to be chosen. We are in a period of fluctuations in which individual action remains essential.

The more science advances, the more astonished we are by it. We have gone from a geocentric idea of the solar system to a heliocentric one, and from there ideas of galaxies and, finally, multiple universes have developed. On the other hand, man is so far the only living creature that is conscious of the amazing universe which has created him and which he, in turn, can change. The human condition consists in coming to terms with this ambiguity. My hope is that future generations will also come to terms with this amazement and this ambiguity. Every year, our chemists

эпохи «постчеловечества». Мы стоим лишь у начала науки, далеко от времени, когда кто-нибудь сможет поверить, что целую вселенную можно описать посредством нескольких фундаментальных законов. Мы встречаем сложное и необратимое в микромире (который ассоциируется с элементарными частицами), и в макрокосмическом мире, окружающем нас, и в мире астрофизики. Дело будущих поколений – построить новую науку, которая будет включать все эти аспекты, поскольку пока еще наука переживает

**Нам не нужно никакого «постчеловечества». Человек, каков он ныне, со всеми своими проблемами, страданиями, радостями, верю, сохранит себя в грядущих поколениях.**

**We do not need any kind of ‘post-humanity’. It is up to man as he is today, with his problems, his pains, his joys, to see to it that he survives into future generations.**

стадию раннего детства. Подобным образом, конец истории был бы концом бифуркаций и реализацией кошмарных видений Оруэлла и Хаксли о живущем вне времени обществе, потерявшем свою память. Будущие поколения должны быть бдительными, чтобы не потерять уверенности в том, что такого не случится никогда. Знак надежды для меня – то, что интерес к постижению природы и желание участвовать в жизни культуры никогда не были столь сильны, как сегодня. Нам не нужно никакого «постчеловечества». Человек, каков он ныне, со всеми своими проблемами, страданиями, радостями, верю, сохранит себя в грядущих поколениях. Задача состоит в том, чтобы отыскать узкий путь между глобализацией и сохранением плюрализма культур, между насилием и политикой, и между культурой войны и культурой разума. Это тяжкое бремя ответственности.

Послание к будущим поколениям необходимо писать с позиции неопределенности, что всегда рискованно, экстраполяции прошлого. Однако я остаюсь оптимистом. Я верю в возникновение столь необходимых флуктуаций, которые помогут успешно преодолеть те опасности, которые грозят нам сегодня. На этой оптимистичной ноте я хочу завершить свое послание. ©

produce thousands of new substances, many of which are to be found in natural products: this is an example of man’s creativity within the creativity of nature as a whole.

No one possesses absolute truth – as far as that expression means anything. I believe that Richard Tarnes is right: ‘The deepest passion of the Western soul is to rediscover its unity with the roots of its being.’ Such passion leads to the Promethean affirmation of the power of reason, but this reason can also lead to alienation, to a negation of all that gives value and meaning to life. It is up to future generations to construct a new coherence that will incorporate both human values and science, something which will put an end to prophecies of ‘the end of Science’, ‘the end of History’ or even the advent of a ‘Post-Humanity’. We are only at the beginning of science, and are far from the time when it was believed that one could describe the whole universe in terms of a few fundamental laws. We meet the complex and the irreversible in the microscopic domain (such as is associated with elementary particles), in the macroscopic domain that is all around us,

and in the domain of astrophysics. It is up to future generations to build a new science that incorporates all these aspects, for at the moment science is still in its infancy. In the same way, the end of history would be the end of bifurcations and the realization of Orwell’s or Huxley’s nightmare vision of an atemporal society that has lost its memory. It is up to future generations to be vigilant in order to ensure that this never comes about. One sign of hope is that the interest in nature and the desire to participate in cultural life has never been greater than it is today. We do not need any kind of ‘post-humanity’. It is up to man as he is today, with his problems, his pains, his joys, to see to it that he survives into future generations. The task is to find the narrow way between globalization and the preservation of cultural pluralism, between violence and politics, and between a culture of war and one of reason. These are heavy responsibilities.

A letter to future generations is necessarily written from a position of uncertainty, from an always hazardous extrapolation from the past. However, I remain optimistic. I trust in the emergence of such necessary fluctuations in order that the dangers that we perceive today might be successfully navigated. It is on this optimistic note that I wish to end my message. ©

ТРУДЫ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ НА РУССКОМ ЯЗЫКЕ / THE WORKS PUBLISHED IN RUSSIAN

Гленсдорф, П., Пригожин, И. Термодинамическая теория структуры, устойчивости и флуктуаций, М., 1973.

Пригожин, И., Стенгерс, И. Порядок из хаоса. Новый диалог человека с природой, М., 1986.

Пригожин, И. Философия нестабильности // Вопросы философии. 1991. № 6. С. 46–52.

Пригожин, И., Николис, Г. Познание сложного: Введение (пер. с англ. Пастушенко В. Ф.) Изд. 2-е, стереотип.

# МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

## Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2012

19-24 марта 2012 года, г. Сочи



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"  
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

## Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

май 2012 года, г. Геленджик, с. Кабардинка



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабобетонированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"  
WWW.OILGASCONFERENCE.RU



## Строительство и ремонт скважин 2012

сентябрь 2012 года, г. Геленджик, с. Кабардинка



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

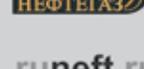
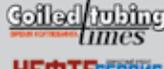
- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

### ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОРЫ:



WWW.NGV.RU WWW.OILGASCONFERENCE.RU



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru



**Константин Валерьевич БУРДИН** родился 30 декабря 1976 г. в Донецкой области. Окончил с отличием Тюменский нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», специализация КРС. Трудовую деятельность начал в 1999 году помощником бурильщика КРС в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (СУПНП и КРС). Работал мастером бригады с установками ГНКТ. В 2001 году был назначен ведущим инженером цеха по ремонту скважин с установками ГНКТ. В 2003 году защитил диссертацию на соискание степени кандидата технических наук по теме «Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб». С 2004 года работает в компании «Шлюмберже», где прошел путь от полевого инженера-проектировщика до главного инженера департамента по ремонту скважин с ГНКТ. В настоящее время проживает в Тюмени. Является активным участником Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Автор более 30 статей по данной тематике.

# 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 – marketing@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 лицо  физическое лицо  по факсу  по электронной почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». **ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.**

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте [www.cttimes.org](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 –  
 marketing@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00. E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

**Special offer! Annual printed subscription + e-subscription is \$150,00.**

## SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 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
-----------



### Konstantin BURDIN

was born on December 30, 1976 in Donetsk region. He graduated from Tyumen O&G University with distinction. His specialty was "Drilling O&G Wells and Well Workover". In 1999 he started his professional career as an assistant workover driller in Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Well Workover. Later he worked as a supervisor of coiled tubing crew.

In 2001 he was appointed to a post of leading engineer of coiled tubing well workover department. In 2003 he received a Ph.D. in Technical Sciences. The title of his Ph.D. thesis was "Development and Research of Behind-the-Casing Flows Isolation Technologies with CT application".

He has been working for Schlumberger since 2004, where he has risen from the position of design engineer to coiled tubing geomarket technical engineer. At the present time his place of residence is Tyumen. K.V. Burdin is an active participant of the Conference for CT Technologies and Well Intervention. He is an author of more than 30 articles on the subject.