

# Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (049), Сентябрь / September 2014



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



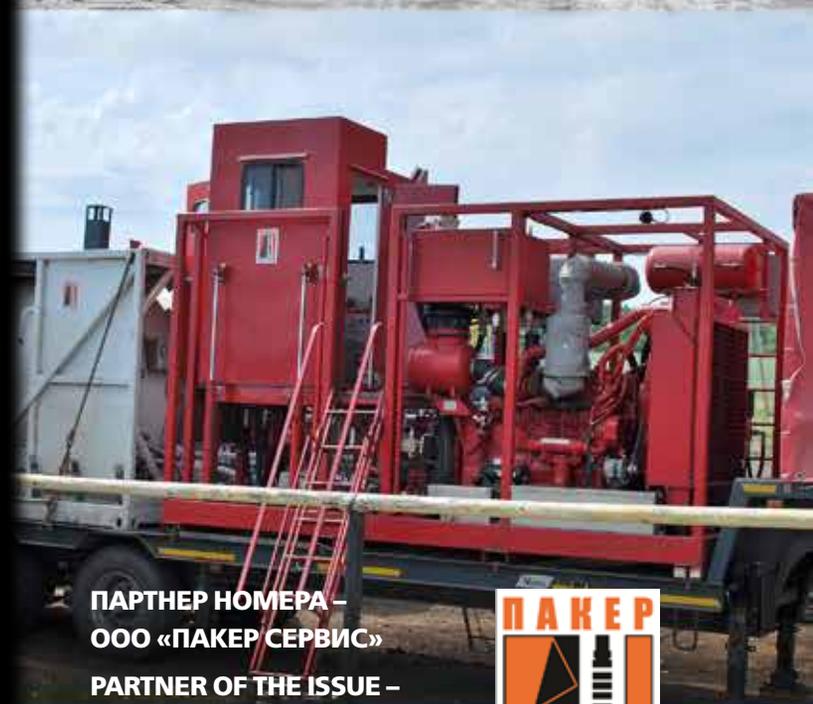
**КОЛТЮБИНГ В ОЖИДАНИИ НОВЫХ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ**  
**COILED TUBING IN ANTICIPATION OF NEW HIGH TECHNOLOGIES**

**БЕЛОРУСНЕФТЬ: ОПЫТ ЗАПРАВКИ ГИБКОЙ ТРУБЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИМ КАБЕЛЕМ**  
**BELORUSNEFT: EXPERIENCE OF LOADING THE LOGGING CABLE INTO THE COILED TUBING**

**ТЕХНОЛОГИИ ГРП, СНИЖАЮЩИЕ РИСКИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИНЫ**  
**FRACTURING TECHNOLOGIES DIMINISHING THE RISKS OF WELL WATERING**

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕСЕРВИСА – ДЛЯ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

**УРАЛ-ДИЗАЙН-ПНП: НАПРАВЛЕНИЕ НА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС**  
**URAL-DESIGN-PNP: HEADING TOWARDS HIGH-TECH COILED TUBING SERVICE**



**ПАРТНЕР НОМЕРА –  
ООО «ПАКЕР СЕРВИС»**

**PARTNER OF THE ISSUE –  
PACKER SERVICE LLC**

[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)  
+7-(495)-663-3107



49





Triplex Pump  
Трехплунжерный насос



Nitrogen Converter  
Азотная установка



Combine  
CT Power  
Pack&Control Cabin  
Комбинированный модуль  
(кабина управления и  
модуль питания)



Coiled Tubing Power Pack  
Модуль питания колтюбин  
говой установки



Control Cabin  
Кабина управления



Coiled Tubing  
Power Reel  
Механический  
барабан ГНКТ



Lifting Frame  
Подъемная рама



Jacking Frame  
Портал подъемника  
(самоподнимающегося  
бурового основания)



Telescopic Spooler  
Телескопический  
спулер



Coiled Tubing  
Injector  
Инжектор ГНКТ



Clip-in-Drum  
Навивочный барабан



Walking Platform  
Подмости

# STELKRAFT

Coiled Tubing and Pumps



API 6A - 1148  
API 8C - 0162



Q1 - 1033



**QMS**  
REGISTERED

ISO - 1234

CELEBRATING  
**26**  
Years



## SINGAPORE

Stelkraft Coiled Tubing and Pumps Ltd  
9A, Benoi Sector, Singapore 629862  
Phone: (65) 6268 0188  
Fax: (65) 6268 2893  
E-mail: [marketing@stelkraft.com](mailto:marketing@stelkraft.com)  
Website: [www.stelkraft.com](http://www.stelkraft.com)

## USA, RUSSIA AND FORMER USSR

Barbara Viner  
Telephones: 1 (203) 570-2115 - Mobil  
1 (203) 353-0068 - Office  
1 (203) 353-0068 - Fax (after 6 rings)  
E-mails  
[Barbara.Viner@Stelkraft.com](mailto:Barbara.Viner@Stelkraft.com) or  
[Vinerb@optonline.net](mailto:Vinerb@optonline.net)  
Website: [www.Stelkraft.com](http://www.Stelkraft.com)



## Завод по производству жидкого азота в Западной Сибири

Комплекс предназначен для производства жидкого азота из атмосферного воздуха методом низкотемпературной ректификации.

Завод по производству жидкого азота Nafta – Siberian Nitrogen является уникальным в нефтесервисной отрасли, он полностью автоматизирован.

### Технологичность

Современные технологии производства и контроля качества продукции.

### Производительность

Уникальное сочетание производительной мощности и минимальных затрат энергии.

### Безопасность

Обеспечена максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

**РОССИЙСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ АССОЦИАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ  
ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ  
И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ НП «ЦРКТ» (ICOTA)  
THE RUSSIAN CHAPTER OF ICOTA**



**Контактная информация**

**НП «ЦРКТ»  
Пыжевский переулок, 5,  
строение 1, офис 224  
Москва 119017,  
Российская Федерация  
Телефон: +7 499 788 91 24  
+7 (916) 512 70 54  
Факс: +7 499 788 91 19**

**Contact information**

**5/1 Pyzhevsky lane,  
Suite 224  
119017 Moscow,  
Russian Federation  
Telephone: +7 499 788 91 24  
+7 (916) 512 70 54  
Fax: +7 499 788 91 19**

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

**А.Б. Яновский**, д.э.н., профессор, заместитель Министра энергетики Российской Федерации

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

**Ж. Атти**, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing; **Ю.А. Балакиров**, д.т.н., профессор, заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited; **К.В. Бурдин**, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;

**Г.А. Булыка**, главный редактор журнала;

**Б.Г. Выдрик**, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»; **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор, академик РАЕН; **Н.А. Демяненко**, к.т.н., директор БелНИПИнефть; **С.А. Заграничный**, технический директор компании «Трайкан Велл Сервис»; **Р. Кларк**, почетный редактор журнала; **А.Н. Коротченко**, директор ООО «ИнТех»;

**Е.Б. Лапотенцова**, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»; **В.В. Лаптев**, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества; **В.П. Мороз**, директор департамента ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»;

**Н.В. Рахимов**, к.т.н., главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром подземремонт Уренгой»;

**М.А. Силин**, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Ю.Р. Стерлядев**, исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктыбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»;

**Т.Л. Тамамянц**, коммерческий директор ООО «НПО «ВЕРТЕКС»;

**А.Я. Третьяк**, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГУТ (НПИ); **Дж. Черник**, вице-президент Foremost Industries LP, глава представительства Foremost в России; **Е.Н. Штахов**, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РостЭКтехнологии»»;

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

**АВТОР ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович**

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org); главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org); коммерческий директор – **Александр Пирожков** (alexander.pir@cttimes.org); научный редактор – **Василий Андреев**; ответственный секретарь – **Наталья Михеева**; маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org); дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**; подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

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»; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, технический директор компании NOV CTES; **А.В. Кустышев**, д.т.н., профессор.

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время колтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

редакцией журнала «Время колтюбинга» и российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA)

**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.

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

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

**EDITORIAL BOARD**

**J. Attie**, Vice President, International Sales,

Global Tubing; **Yu. Balakirov**, Doctor of Engineering, Professor, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited; **H. Bulyka**, Editor-in-Chief;

**K. Burdin**, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger; **J. Chernyk**, Vice President, Foremost Industries LP, Head of Foremost in Russia; **R. Clarke**, Honorary Editor;

**N. Demyanenko**, Doctor of Engineering, Director, BelNIPIneft; **A. Korotchenko**, Director, InTech, LLC;

**A. Lapatsentava**, Director General, NOV FIDMASH;

**V. Laptev**, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society; **V. Moroz**, Director of the Coiled Tubing Department, Integra Services; **N. Rakhimov**, Ph.D. in Engineering

Sciences, Chief Engineer – First Deputy Director General of Gazprom Podzemremont Urengoy LLC; **M. Silin**, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

**E. Shtakhov**, Doctor of Engineering, Deputy Director General,

"RosTEKtehnologii"; **Yu. Sterlyadev**, Executive Director for Management at 'Tatneft-AktyubinskRemServis' – Deputy Director at 'Tatneft-RemServis'; **T. Tamamyants**, Commercial Director, NPO

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

**V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; **B. Vydrick**, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";

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

**S. Zagranichny**, Technical Director, Trican Well Service.

**ORIGINATOR OF THE PROJECT – L. Hruzdilovich**

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org); editor-in-chief –

**Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org); Sales manager – **Alexander Pirozhkov** (alexander.pir@cttimes.org); scientific editor – **Vasili Andreev**;

translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natalia Miheeva**; marketing and advertising –

**Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org); design & computer

making up – **Ludmila Goncharova**; subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor,

Member of the Russian Academy of Natural Sciences; scientific consultants –

**L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of

Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

**I. Pirch**, Deputy Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior

Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director

of NOV CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and The Russian Chapter of ICoTA

**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

Круговорот природы неумолим: снова осень, а это значит, что скоро я встречу с вами, дорогие читатели, на 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Вы заметили, что в этом году организаторы слегка изменили название этой старейшей в России конференции? В нем появился «ГРП», потому что именно гидроразрыв пласта выходит сегодня на одно из первых мест в табели о рангах высоких технологий нефтегазового сервиса. А tandem многостадийного ГРП и колтюбинга и вовсе можно одеть в желтую майку лидера на воображаемой гонке инноваций! Очень надеюсь, что в процессе конференции представители ведущих международных сервисных компаний познакомят своих русскоязычных коллег с самыми модными трендами в нашей общей области профессиональных интересов!

Я не сомневаюсь, что очень полезным и содержательным получится предваряющий технические секции конференции однодневный учебный семинар «Многостадийное заканчивание горизонтальных скважин, или MSS-скважины», который проведут специалисты компании «Шлюмберже». Подробную программу семинара вы найдете в этом выпуске. Регистрируйтесь в качестве участников – не пожалеете!

Программа самих технических секций также обещает быть впечатляющей. В частности, уже получено предварительное согласие озвучить свои новейшие достижения от таких известных компаний, как Weatherford, Trican Well Service и, конечно же, «Шлюмберже». Очень надеюсь, что их почин поддержат российские коллеги и тоже поделятся впечатляющим опытом производства работ.

Разделом, посвященным 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», открывается номер журнала «Время колтюбинга», который вы держите в руках. Как всегда, вы найдете в нем все основные рубрики: «Перспективы», «Технологии», «Практика», «Оборудование»... Особо хочу поблагодарить читателей за подробные ответы на нашу «Анкету». Вы дадите очень полезную информацию и для своих коллег, и для редакции журнала. Именно благодаря анализу ваших ответов мы стараемся выстраивать редакционную политику. С вашей помощью нам удастся делать журнал в большей степени практическим, чем научным. А ведь именно этого вы и хотите от нас!

Сообщаю также, что журнал «Время колтюбинга» присоединился к числу участников Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов», образованной по решению Правительственной комиссии РФ по высоким технологиям и инновациям. Я верю в устойчивость российских технологических платформ и в то, что новые технологии на шестой части суши будут внедряться непрерывно, как бы там ни штормило за политическим бортом.

Рон Кларк



## EDITORIAL

The nature is relentless in moving in its own cycle; it is autumn again, which means that very soon we are going to meet at the 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Did you notice that this year one of the longest-standing Russian conferences has changed its name? It now includes a reference to the hydraulic fracturing because today hydraulic fracturing is among those high oil and gas technologies that are taking the centre stage. As for the team of hydraulic fracturing and coiled tubing, it should definitely try on the yellow jersey, being far ahead in the imaginary race of innovations! Let me hope that during the conference the representatives of the leading international service companies will introduce their Russian-speaking colleagues to the hottest trends in the sphere of our common professional interests!

I have no doubts that the one-day training seminar on Multistage horizontal well completion or MSS wells to be held by experts from Schlumberger in anticipation of the conference sessions will be both educational and thought-provoking. The detailed programme of the seminar is presented in this issue. Please, register as participants, and you will not regret it!

The programmes of technical sessions also look promising. For example, the well-known companies, including Weatherford, Trican Well Service and, of course, Schlumberger, gave preliminary consent to present their latest achievements. I rely on my Russian colleagues to share their impressive know-hows in response.

The issue of the *Coiled Tubing Times* you hold in your hands opens with a section related to the 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. As always, you will find in the journal all of its basic columns, namely the *Prospects*, the *Technologies*, the *Practice*, the *Equipment*, etc... I would like to express special gratitude to the readers who gave detailed answers to our *Questionnaire*. The information you give is extremely useful both for your colleagues and for our editorial board. We try to align our policy with the ideas we get analyzing your answers. It is your support that helps our journal to take a practical, rather than academic turning, which is exactly what you expect from us.

Let me also inform you that the *Coiled Tubing Times* has joined the participants of the *Hydrocarbon Production and Usage Technologies* platform established by the decision of the Russian Federation Government Commission for Advanced Technology and Innovation. I believe in the Russian technology platforms remaining stable and the new technologies being implemented in Russia on an ongoing basis, however stormy the political sea might be.

Ron Clarke

## ПЕРСПЕКТИВЫ

Колтюбинг в ожидании новых высоких технологий .....16

«Технологии добычи и использования углеводородов»: Технологическая платформа и электронный научный журнал (Журнал «Время колтюбинга» присоединился к числу участников Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов») .....22

## У НАС В ГОСТЯХ

**А.Н. Дмитриевский:** Миссию редакционного совета я вижу в обеспечении синергетического эффекта от объединения усилий ученых, специалистов и производственников с целью повышения эффективности нефтегазодобычи в стране .....23

## ТЕХНОЛОГИИ

**Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, Д.Л. Третьяков, Д.В. Порошин, В.В. Пологесенко, Ю.А. Бутов, П.В. Ревяков, Д.А. Закружный, А.Н. Кобец, А.В. Робин, А.И. Алексеев, Э.Г. Кагиров, Ю.А. Сотников**  
Опыт заправки гибкой трубы геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» .....32

ООО «Псковгеокабель»: Кабельный инжектор для работы с колтюбингом .....36

**Л.А. Магадова, М.А. Силин, Д.Н. Малкин, В.А. Цыганков, В.Г. Савастеев**  
Технологии гидравлического разрыва пласта, снижающие риски увеличения обводненности скважины .....38

**Ю.А. Балакиров, Ф.С. Мамедов**  
Совершенно новый, доступный и эффективный, без применения стандартных технико-технологических решений для «реанимации» способ повышения производительности нефтяных и газовых скважин и пластов с помощью колтюбинга .....48

**А.А. Земляной, А.В. Кустышев, С.Л. Голофаст**  
Определение закономерности течения жидкостей при ремонте скважин с использованием гибких труб .....50

**И.З. Денисламов, Г.И. Денисламова, Р.М. Еникеев**  
Перспективы исследования интеллектуальных нефтедобывающих скважин .....56

Аннотации докладов, озвученных на Конференции и выставке SPE/ICoTA – 2014 по колтюбингу и внутрискважинным работам (Вудлендс, США, 25–26 марта 2014 г.) .....62

**И.А. Голутва, И.Я. Пирч**  
Современные тенденции трансфера инновационных технологий нефтегазового сервиса для дегазации угольных пластов .....72

## ПРАКТИКА

«Урал-Дизайн-ПНП»: Применение новых технологий с использованием колтюбинговой установки .....76

Направление на высокотехнологичный колтюбинговый сервис (корреспондент ВК беседует с генеральным директором ООО «Урал-Дизайн-ПНП» **А.А. Ершовым** и главным инженером этого предприятия **В.П. Макаровым**) .....82

## МАТЕРИАЛЫ

**Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, А.В. Патлай, Д.К. Хасанова**  
Использование фенолформальдегидной смолы для ликвидации пескопроявлений в нефтяных скважинах .....86

## ОБОРУДОВАНИЕ

**О.Г. Диденко**  
Скважинные фильтры – выбор конструкции и анализ рисков .....90

**Дмитрий Климович**  
Вторая жизнь колтюбинговой установки .....94

## КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДСОВЕТА

ГРП – «руками» самой скважины. Эксклюзив – на грани фантастики .....98

**Ю.А. Балакиров, Ф.С. Мамедов**  
Принцип работы гидроимпульсного устройства .....98

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

15-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2014» .....104

21-й Мировой нефтяной конгресс .....107

I Международная (IX Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» .....109

«Буровая и промысловая химия – 2014» .....113

9-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» .....115

В Уфимском государственном нефтяном техническом университете прошла первая конференция по нефтесервису .....116

**Анкета «Времени колтюбинга»** .....117

**Красота месторождений** .....126

## PROSPECTS

Coiled Tubing in Anticipation of New High Technologies .....16

'Hydrocarbon Production and Usage Technologies': Technology Platform and Electronic Academic Journal (CTT has joined the Technology Platform 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies') .....22

## OUR GUEST IS

**A.N. Dmitriyevsky:** I see it the mission of the editorial board to ensure that the synergy of efforts made by scientists, experts and manufacturers contribute to the efficiency of oil and gas production .....23

## TECHNOLOGIES

**N. Demyanenko, A. Serebrennikov, D. Tretyakov, D. Poroshin, V. Pologeenko, Y. Butov, P. Revyakov, D. Zakruzhny, A. Kobets, A. Robin, A. Alekseyev, E. Kagirov, Y. Sotnikov**  
Belorusneft Experience of Loading the Logging Cable into the Coiled Tubing .....32

Pskovgeokabel: Cable Injector for Coiled Tubing Operations .....36

**L. Magadova, M. Silin, D. Malkin, V. Tsyhankov, V. Savasteev**  
Fracturing Technologies Diminishing the Risks of Well Watering .....38

**Yu. Balakirov, F. Mamedov**  
New Available Ways to Increase Oil and Gas Well Productivity Using Coiled Tubing without Resorting to Standard Engineering Solutions for Well Recovery .....48

**A. Zemlyanoy, A. Kustyshev, S. Gologast**  
Determination of the Fluid Flow Pattern During Well Workover Using Coiled Tubing .....50

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2014 Abstracts (Woodlands, Texas, USA on March 25–26, 2014) .....62

## PRACTICE

Ural-Design-PNP: Application of New Technologie Using Coiled Tubing .....76

Heading Towards High-Tech Coiled Tubing Service (Mr. **A. Yershov**, Managing director of Ural-Design-PNP, and Mr. **V. Makarov**, the company's chief engineer, interviewed by the correspondent of CTT) .....82

**Coiled Tubing Times Questionnaire** .....117

**The Beauty of Oilfields** .....126

Навстречу 15-й  
Международной  
научно-практической  
конференции  
«Колтюбинговые технологии,  
ГРП, внутрискважинные  
работы» – С. 7–14

Towards the 15<sup>th</sup> International  
Scientific and Practical  
Coiled Tubing, Hydraulic  
Fracturing and Well Intervention  
Conference – P. 7–14



**15-я Международная научно-практическая конференция  
«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»**

**The 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing,  
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

**29 – 31 октября 2014 года,  
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»  
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)**

**October 29 – 31, 2014  
Aerostar Hotel, Moscow, Russia  
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)**

**Тематика:**

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП и т.д.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и т.п.);
- Новые методы ПНП;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Зарезка боковых стволов, в т.ч. с применением ГНКТ;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, инструмент и материалы для ТКРС.

**Conference topics:**

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Sidetracking operations, including those with coiled tubing application;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, tools and materials for well servicing and workover.

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

Tel.: +7 916 512 70 54,  
+7 499 788 91 24  
Tel./fax: +7 499 788 91 19  
E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org),  
[www.cttconference.ru](http://www.cttconference.ru)



# 15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

## ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ!

15-я Международная научно-практическая конференция **«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»** пройдет **29–31 октября 2014 года** в Москве в гостинице «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»). Организаторами выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». **Мероприятие проводится при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.**

Эта ежегодная конференция является старейшим на постсоветском пространстве профессиональным форумом для специалистов нефтегазового сервиса и заказчиков нефтесервисных услуг. Первая конференция состоялась в 1998 году и называлась «Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям». За прошедшие полтора десятилетия конференция не только заслужила статус международной, но и не раз корректировала название – в соответствии с изменениями основных трендов высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

В фокусе тематики следующей конференции обещает быть **ГРП**, поэтому организаторы уточнили название: 15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

На **29 октября** запланирован однодневный 8-часовой учебный семинар **«Многостадийное заканчивание горизонтальных скважин, или MSS-скважины»**, который проведут специалисты компании **«Шлюмберже»**.

Термин MSS (multistage stimulation systems) можно перевести как «системы для многостадийной интенсификации притока/добычи». То есть MSS-скважины – это скважины, в которых используются такие системы. Специалисты компании «Шлюмберже» собираются показать, какие преимущества способны дать MSS-технологии.

Технология выполнения работ, о которой пойдет речь, основана на инженерной проработке и моделировании. Будут подробно рассмотрены:

1. Геомеханика (является основой для последующего заканчивания скважины);
2. Заканчивание (доступ к коллектору там, где это нам необходимо);
3. Интенсификация притока (создание трещины в соответствии с пластовыми условиями);

## DEAR COLLEAGUES!

The 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical **Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference** will be held on **October 29–31, 2014**, in Moscow at Aerostar Hotel (37 Leningradsky avenue, block 9, 'Dinamo' subway station). The Conference will be organized by the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA), Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow) and Coiled Tubing Times research and application journal. **The event will be held under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation.**

This annual conference is the oldest professional forum for oil & gas service specialists and consumers on the post-Soviet space. The first conference took place in 1998 and was called back then “All-Russian Conference on Coiled Tubing Technologies.” Over the past decade and a half the conference did not only earn the status of an international event but also changed its name on several occasions in line with the changes in the main trends in high-tech gas and oilfield service.

The next conference is expected to be focused on **hydraulic fracturing**, so the organizers amended its name, i.e. 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

On **October 29**, a one-day 8-hour training workshop under the title **“Multi-Stage Horizontal Well Completion or MSS Wells”** is schedule to be held by **Schlumberger** specialists.

The term MSS stands for multistage stimulation systems, i.e. MSS-wells are wells where such systems are used. Schlumberger specialists intend to show what advantages MSS-technologies can offer.

The workflow to show is based on engineering and modeling. The following topics will be given detailed consideration:

1. Geomechanics (which is the basis for the following well completion services);
2. Completion (getting access to the reservoir where we want it);
3. Stimulation (fracture placement as per reservoir requirements);
4. Microseismic monitoring (as the eyes of engineers and substantiation of the chosen completion strategy);
5. Well intervention (improving well productivity and alternative way for fracture initiation, proven solution for stage isolation at production phase);

4. Микросейсмический мониторинг (как «глаза» инженеров и как подтверждение правильности стратегии заканчивания);
5. Внутрискважинные работы (улучшение продуктивности скважины и альтернативный способ инициирования ГРП, отработанный метод изоляции этапов в фазе добычи);
6. Испытание скважины (понимание потенциала скважины с внедренной технологией заканчивания). [Подробная программа семинара публикуется на с. 10. 30–31 октября состоятся технические секции.](#) Их тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП и т.д.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в том числе горизонтальных;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и т.п.);
- Новые методы ПНП;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, инструмент и материалы для ТКРС.

О своем намерении не только участвовать, но и выступить с докладами уже заявили представители ряда крупных международных и российских компаний.

**Приглашаем вас выступить с докладом, пропагандирующим опыт вашей компании.**

Рабочие языки конференции русский и английский. Будет вестись синхронный перевод.

Программа мероприятия традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Так, в трендах прошлых (13-й и 14-й) конференций были многостадийный ГРП с колтюбингом, применение оптоволоконных систем ACTive, гидropескоструйная перфорация эксплуатационной колонны при использовании ГНКТ, фрезерование муфт многостадийного ГРП (ZoneSelect), направленное бурение скважин, в том числе на депрессии, геофизика с колтюбингом, использование скважинных тракторов и другие актуальные темы от ведущих международных и российских сервисных компаний.

Прошлогодняя 14-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» собрала рекордное число участников из различных регионов России, а также стран ближнего и дальнего зарубежья – 140 делегатов от 70 нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование компаний.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», ERIELL Group, СЗАО «ФИДМАШ», Serva Group, Welltec, «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «БВТ-Восток», «Фрак Джет Волга», «Ямал-Петросервис» и др.

6. Well testing (understanding of well potential with the implemented completion technology). [A detailed agenda can be found on p. 10.](#)

**Technical sessions of the conference will take place on October 30–31.** The main topics will be as follows:

- The main topics of technical sessions;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal well logging;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Sidetracking operations, including those with coiled tubing application;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, tools and materials for well servicing and workover.

Representatives of major worldwide and Russian companies have already confirmed their intent not only to attend the event but also to make a report.

**We invite you to make a presentation promoting the experience of your company.**

The working languages of the conference are Russian and English. Simultaneous interpretation will be provided.

Traditionally the agenda of the event focuses on cutting-edge technologies. The main trends of the previous (13<sup>th</sup> and 14<sup>th</sup>) conferences include multistage fraccing with coiled tubing, application of ACTive fiber-optic systems, hydraulic jet perforation with coiled tubing, ZoneSelect MultiShift Frac Sliding Sleeve, directional drilling, including underbalanced drilling, coiled tubing-based well logging, use of downhole tractors and other relevant topics from leading world and Russian oilfield service companies.

The last year's 14<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference was attended by the record number of participants from various regions of Russia and neighboring countries and elsewhere – 140 delegates from 70 gas and oilfield service, companies, gas and oil producing companies and equipment manufacturers.

The Conference is invariably attended by the representatives of such renowned Russian and international companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom Neft, LUKOIL, Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, Tatneft, Bashneft, Integra-Services, EWS, BVT-Vostok, Belorusneft, Eriell Group, NOV FIDMASH, Serva Group, Welltec, Packer Service, Westor Overseas Holding, Frac Jet Volga, Yamal-Petroservice, etc.

The 15<sup>th</sup> Conference, as always, will ensure the environment for productive formal and information communication between specialists during coffee-breaks, drinks and buffet and

На 15-й конференции, как всегда, будут предоставлены условия для продуктивного не только формального, но и неформального общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема в честь 15-летнего юбилея мероприятия.

Участие в конференции даст вам возможность изучить основные тренды и получить исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и отечественного нефтегазосервисного рынка. У вас будут прекрасные условия, чтобы плодотворно пообщаться и обсудить актуальные проблемы с опытными коллегами из ведущих компаний, в неформальной обстановке с помощью квалифицированных переводчиков задать вопросы зарубежным специалистам.

На протяжении всех трех дней будет действовать **выставка**, на стендах которой будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц, где вы сможете представить потенциальным потребителям продукцию и услуги вашей компании, организовать презентацию, провести переговоры. О намерении арендовать выставочный стенд просим сообщить оргкомитету ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)).

Круглый стол «**Тенденции развития высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России и СНГ**» будет подготовлен генеральным спонсором конференции СЗАО «ФИДМАШ» и редакцией научно-практического журнала «Время колтюбинга».

В рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» планируется дать старт новой традиции – награждению лучших компаний и докладчиков специальной премией **Intervention Technology Award** в номинациях:

- «Лучшая отечественная компания в использовании колтюбинговых технологий».
- «Лучшая отечественная компания в области ГРП».
- «Прорыв года – лучшая компания по темпам развития».
- «Лучшая иностранная компания на сервисном рынке России».
- «Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса».
- «Самый эффективный финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России».
- «Лучший докладчик конференции».

Награждение пройдет под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Подробная информация о программе конференции постоянно обновляется на веб-сайте журнала «Время колтюбинга» <http://www.cttimes.org/conf/>

**Зарегистрироваться в качестве участника конференции вы можете по адресу:**  
<http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

ЖДЕМ ВАС, ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ!

*Оргкомитет*

ceremonial reception to celebrate the 15<sup>th</sup> anniversary of the event.

By participating in the conference you will get an excellent opportunity to study the main trends and receive most comprehensive information about the up-to-date innovative techniques and technologies in the global and domestic gas and oilfield service market. You will find yourself in a perfect position to socialize and to discuss most urgent issues with experienced colleagues from leading companies and to ask your questions to foreign specialists in informal environment with the help of skilled interpreters.

**An exhibition** will be held during the whole three-day period of the conference to showcase the products and/or technologies of the participating companies where you will be able to present your products and services to the potential customers, to arrange a presentation and to hold negotiations. You are kindly asked to inform the steering committee about your intent to rent an exhibit booth ([cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)).

The round table “**Trends in the Development of High-Tech Gas and Oilfield Service in Russia and CIS**” will be organized by the general sponsor of the conference NOV FIDMASH and the editorial board of Coiled Tubing Times journal.

Within the 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference it is planned to set up a new tradition – awarding of the best companies and reports with the special **Intervention Technology Award** in the following nominations:

- Best domestic company using coiled tubing technologies.
- Best domestic company in the area of hydraulic fracturing.
- Breakthrough of the year – most rapidly developing company.
- Best foreign company in the Russian service market.
- Best company – manufacturer of equipment for high-tech gas and oilfield service.
- Best performing financial institute facilitating the implementation of high-tech gas and oilfield service in Russia».
- Best report of the conference.

The award ceremony will be held under the aegis of the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA).

Detailed information about the Conference is continuously updated at the web-site of Coiled Tubing Times journal <http://www.cttimes.org/conf/>

**You can register as a participant of the Conference by following the link below:**  
<http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

WE ARE LOOKING FORWARD TO SEEING YOU,  
DEAR FRIENDS!

*Steering Committee*

## 15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

В рамках конференции **29 октября** пройдет учебный семинар «**Многостадийное заканчивание горизонтальных скважин, или MSS-скважины**», который проведут специалисты компании «Шлюмберже».

Место проведения: Москва, гостиница «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»), конференц-зал «Петровский».

Длительность курса: 8 академических часов.

### ПРОГРАММА

#### Секция 1

1. Введение. Концепция интеграции.
  2. Геомеханика горизонтальных MSS-скважин (с многостадийными системами интенсификации притока) и краткое описание центра PTEC.
- a) Презентация потенциала геомеханики в области размещения/бурения горизонтальных скважин;
  - b) Предварительное бурение – бурение – работы после бурения – интенсификация – микросейсмика и оптимизация параметров MSS.
  - c) Новые технологии в области геомеханики.

#### Секция 2

3. Заканчивание.
- a) Многостадийное заканчивание протяженных горизонтальных секций, число этапов заканчивания;
  - b) Различные методики заканчивания скважин;
  - c) Новые технологии заканчивания.
4. ГРП и ПО Mangrove.
- a) Интенсификация притока в MSS-скважинах. Новый взгляд. Что изменилось к сегодняшнему дню;
  - b) ПО Mangrove как полезный инструмент для оптимизации процесса заканчивания MSS-скважин;
  - c) Новые технологии от компании PetroStim.

#### Секция 3

5. Микросейсмика.
- a) Как видеть то, что происходит внутри скважины;
  - b) Важность измерений и дальнейшей оптимизации;
  - c) Различные варианты использования микросейсмических данных;
  - d) Новые технологии в области микросейсмики.
6. Использование ГТ в MSS-скважинах.
- a) Альтернативные технологии, фрезеровка и каротаж на гибкой трубе;
  - b) Ключевой метод проведения изоляционных работ на этапе эксплуатации скважины;
  - c) Новые технологии в области внутрискважинных работ.

#### Секция 4

7. Испытание MSS-скважин.
- a) Испытание MSS-скважин, ключевые технологии;
  - b) Поверхностный мониторинг добычи vs испытания на приток на забое;
  - c) Новые технологии в области испытания скважин.
8. Заключение.
- a) Краткий обзор представленного материала.

Каждому слушателю семинара будет вручен именной сертификат об успешном прохождении курса. **Участие в семинаре следует оформлять отдельной опцией.**

**Онлайн-регистрация участников семинара идет по адресу:**

<http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

## 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

On **October 29**, within the Conference, the training workshop “**Multi-Stage Horizontal Well Completion or MSS Wells**” will be held by **Schlumberger** specialists.

Venue: Moscow, Aerostat Hotel (37 Leningradsky avenue, block 9, ‘Dinamo’ subway station), ‘Petrovsky’ conference-hall.

Duration of the course: 8 academic hours.

### AGENDA

#### Session 1

1. Introduction. The concept of integration.
  2. Geomechanics for horizontal MSS wells (multistage stimulation systems) and brief description of PTEC.
- a) Presentation of geomechanics potential for placement/drilling of horizontal wells;
  - b) Pre-drill – real-time drilling – post drill – stimulation – microseismic and optimization of MSS parameters.
  - c) New technologies from geomechanics.

#### Session 2

3. Completion.
- a) MSS completion in terms of longer horizontal section, number of MSS stages;
  - b) Different completion techniques;
  - c) New technologies from completion.
4. Frac and Mangrove.
- a) Stimulation of MSS wells. New insight. What is different today;
  - b) Mangrove as a helper for MSS well completion process optimization;
  - c) New technologies from PetroStim.

#### Session 3

5. Microseismic.
- a) How to see what is going on at downhole level;
  - b) Importance of measurements and further optimization;
  - c) The various options to use microseismic data;
  - d) New technologies from microseismic.
6. CT for MSS.
- a) Alternative technology to MSS, CT milling and logging;
  - b) Key method for isolation jobs at well production stage;
  - c) New technologies from well intervention.

#### Session 4

7. Testing for MSS.
- a) MSS well testing, key technologies;
  - b) Surface production monitoring vs. bottomhole production testing;
  - c) New technologies from testing.
8. Final.
- a) Short review on upper presentation.

Each attendee of the workshop will be given a personal certificate of graduation. **Participation in the workshop should be confirmed as a separate option.**

**On-line registration of participation is available at the following address:**

<http://www.cttimes.org/conf/confreg/>

**РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА**

15-я Международная научно-практическая конференция  
**«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИНЫЕ РАБОТЫ»**

**29 октября – 31 октября 2014 г.**

г. Москва, гостиница «Аэростар», (Ленинградский проспект, 37, к. 9, ст. м. «Динамо»)

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

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

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

\*Отчество .....

\*Должность .....

Написание по-английски .....

\*Компания .....

\*Адрес электронной почты ..... \*Телефон .....

\*Факс .....

Почтовый адрес .....

**2. Пожалуйста, отметьте формат участия: семинар, конференция, выставка.**

**29.10.2014 – ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СЕМИНАР**

Регистрационный взнос..... 18 000 руб.

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

**30.10–31.10.2014 – КОНФЕРЕНЦИЯ**

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 45 000 руб.

Для докладчиков (доклады нерекламного характера).....19 000 руб.

Характер доклада определяет программный комитет конференции

При регистрации 3-х и более участников от одной организации – скидка 7%

Регистрационный взнос с одного человека .....41 850 руб.

Для участников конференций 2009–2013 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....42 750 руб.

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

Для заочных участников.....9000 руб.

**30.10–31.10.2014 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ**

Заказ конференц-стенда (3X2, стандарт) .....42 500 руб.

Все суммы включают НДС

Пожалуйста, укажите формат участия и укажите сумму выбранного Вами регистрационного взноса:

	Формат	Сумма
Слушатель семинара		
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		
Экспонент выставки		

**Гостиница «Аэростар»**  
 Адрес: 125167, Москва, Ленинградский проспект, д.37, корп. 9.  
 Бронирование номеров: +7 495 988-31-30,  
 E-mail: reservation@aerostar.ru



**APPLICATION FORM**  
**The 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical**  
**COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**October 29 – 31, 2014**

Aerostar Hotel, Moscow, Russia (Leningradskiy ave. 37, bld. 9, “Dinamo” subway station)

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

\*Last Name .....

\*First Name .....

\*Position .....

\*Company.....

.....

\*E-mail .....

\*Telephone .....

\*Fax .....

Mail .....

**Please, select your participation option: workshop, conference, exhibition.**

**29.10.2014 – EDUCATIONAL WORKSHOP**

Registration fee .....\$600

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

**30.10–31.10.2014 – CONFERENCE**

Registration fee:

For delegates..... \$1490

For reporters (Non-advertizing reports).....\$600

The nature of the report is defined by the Program Committee of the conference

3 or more participants from one organization have a 7% registration discount

Registration fee for one person .....\$1380

The participants of the conferences in 2009–2013 have a 5% registration discount

Registration fee for one person ...../\$1410

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

For correspondent participants .....\$300

**30.10–31.10.2014 – EXHIBITION OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT OF THE MEMBER COMPANIES**

Order of the conference stand (3X2, standard) .....\$1500

All prices include TAX

Please, select your participation option and registration fee:

	<i>Option</i>	<i>Price</i>
<i>Workshop attendee</i>		
<i>Delegate of the conference</i>		
<i>Delegate and reporter of the conference</i>		
<i>Correspondent participant of the conference</i>		
<i>Exponent of the exhibition</i>		

**Aerostar Hotel**

Address: 125167, Moscow,

Leningradskiy ave. 37, bldg. 9.

Reservation service: +7 495 988-31-30,

E-mail: reservation@aerostar.ru



# ICoTA

Intervention & Coiled Tubing Association

## Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



В рамках 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (29.10.2014-31.10.2014) впервые состоится награждение лучших компаний специальной премией **Intervention Technology Award**.

Уважаемые читатели журнала «Время колтюбинга», предлагаем вам принять участие в опросе и указать, какие компании достойны получить **Intervention Technology Award** в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» \_\_\_\_\_

«Лучшая международная компания в области проведения ГРП» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» \_\_\_\_\_

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» \_\_\_\_\_

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания по разработке оборудования для доставки приборов в горизонтальную скважину» \_\_\_\_\_

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания по внедрению направленного колтюбингового бурения в России и СНГ» \_\_\_\_\_

«Лучшая международная компания по внедрению направленного колтюбингового бурения» \_\_\_\_\_

Читательскую аудиторию «Времени колтюбинга» составляют многочисленные представители нефтегазодобывающих, нефтегазосервисных и производящих оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний. Именно на основе их опроса будет формироваться шорт-лист номинантов.

В жюри премии входят представители российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий, члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга».

Отсканируйте заполненную форму и пришлите по адресу: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)  
Онлайн-версия формы для опроса: <http://cttaward.ru/>

Контактная информация:

[www.icota-russia.ru](http://www.icota-russia.ru)  
Пыжевский переулок, 5,  
строение 1, офис 224  
Москва 119017,  
Российская Федерация

Телефон:  
+7 499 788 91 24  
+7 (916) 512 70 54  
Факс: +7 499 788 91 19



This year, in the framework of the 15<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (October 29–31, 2014) the **Intervention Technology Award** will be presented to the chosen participating companies.

Dear readers of Coiled Tubing Times Journal! We invite you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the **Intervention Technology Award**. The following categories will be considered:

Best company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia and CIS countries \_\_\_\_\_

Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries \_\_\_\_\_

Best international company in the sphere of hydraulic fracturing operations \_\_\_\_\_

Best innovating company in Russia and CIS countries \_\_\_\_\_

Breakthrough of the year – the fastest-growing company \_\_\_\_\_

Best international company on the Russian oilfield service market \_\_\_\_\_

Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment \_\_\_\_\_

Best company-developer of equipment for conveyance of tools into horizontal wells \_\_\_\_\_

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia \_\_\_\_\_

Best company in the sphere of directional coiled tubing drilling implementation in Russia and CIS countries \_\_\_\_\_

Best international company in the sphere of directional coiled tubing drilling implementation \_\_\_\_\_

Coiled Tubing Times readership includes representatives of oil and gas production companies, oilfield service companies and manufacturers of the high-tech oilfield equipment. On the basis of their feedback we will create a short list of nominees.

The panel of judges includes representatives of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Ministry of Energy of the Russian Federation, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)  
Online version of the form can be found at <http://cttaward.ru/>

Contact information:  
[www.icota-russia.ru](http://www.icota-russia.ru)  
5/1 Pyzhevsky lane,  
Suite 224  
119017 Moscow, Russian  
Federation

Telephone: +7 499 788 91 24;  
+7 (916) 512 70 54  
Fax: +7 499 788 91 19

# Поинтервальная оптимизация

Рост добычи. Сокращение затрат. Экономия времени.

## НЕПРЕВЗОЙДЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Благодаря муфте i-ball® был выполнен ГРП с

**45+** интервалами

за 1 спуско-подъемную операцию

## ОПЕРАТИВНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ

Пробки TruFrac™ состоят на

**97%** из композитных материалов

и выдерживают до 86 МПа и 177°C

## РОСТ ДОБЫЧИ

Система SingleShot позволила получить

**30%** прирост добычи

при разработке 4 скважин в Западной Сибири

Оптимизировать добычу можно в любой скважине и даже в любом ее интервале. Благодаря своей уникальной модульной концепции и конструктивной универсальности наши технологии обеспечивают точное соответствие выбранной системы заканчивания бюджету проекта и параметрам пласта.

Мы предлагаем услуги совместного проектирования и моделирования, а также полный комплекс оборудования для интенсификации добычи, включающий механические и разбухающие пакеры, высокомоментные муфты ГРП, а также надежные композитные пробки.

Связаться с нами можно через сайты [weatherford.com/zoneselect](http://weatherford.com/zoneselect) и [weatherford.ru](http://weatherford.ru)

ЖДЕМ ВАС НА РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКЕ SPE RO&G 14  
14-16 октября | Москва | ВДНХ | Павильон 75 | Стенд В01



В 47-м номере журнала «Время колтюбинга» вниманию читателей были представлены материалы заочного круглого стола «Колтюбинг: сегодня, завтра и всегда» с участием ведущих специалистов колтюбинговой отрасли. Эксперты сделали однозначный вывод: высокие технологии нефтегазового сервиса с использованием гибкой трубы (ГТ) в России и СНГ становятся все более востребованы, число колтюбинговых установок на вооружении сервисных структур будет увеличиваться, колтюбинговый сегмент нефтегазосервисного рынка демонстрирует устойчивую тенденцию роста.

### КОЛТЮБИНГ: ОПЕРАЦИИ

Начало развития российского рынка колтюбинга, по всей видимости, приходится на 1998–1999 годы, когда в стране появились первые колтюбинговые установки. В 1999 году их насчитывалось всего три десятка, но в 2000-м стало уже около 70 единиц. Уже тогда колтюбинг стал реальным конкурентом традиционного КРС, однако лишь немногие компании в то время использовали колтюбинг для сложных операций. Большинство операторов ограничивалось простыми промывками и ликвидациями АСПО.

С течением времени спектр работ стал расширяться, что наглядно показывают ответы на вопрос «Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования?» в анкетированиях, регулярно проводимых нашим журналом в течение ряда лет.

В первом десятилетии нулевых стали популярными ОПЗ кислотными составами, освоение скважин, стимуляция притока. Стали входить в тренд ремонтно-изоляционные работы с помощью колтюбинга, промывки проппанта после ГРП, несколько позже – доставка геофизических приборов в горизонтальные стволы с помощью ГТ, ловильные аварийные работы в НКТ.

В настоящее время развитие колтюбинга в России связано в первую очередь с ростом и усложнением сегмента ГРП. Колтюбинг применяется совместно с заканчиванием для многостадийного ГРП, в котором скомбинированы гидropескоструйная перфорация, очистка скважины и освоение ее азотом или фрезерование с ГТ в случае применения многостадийных компоновок.

Популярна и широко распространена промывка проппанта и освоение скважин после операции ГРП в комплексе с азотными установками.

Второе важное направление современного использования колтюбинга – это развитие

## КОЛТЮБИНГ В ОЖИДАНИИ НОВЫХ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

## COILED TUBING IN ANTICIPATION OF NEW HIGH TECHNOLOGIES

In the 47<sup>th</sup> issue of the magazine Coiled Tubing we brought to our readers' attention the materials of the extra-mural round table Coiled Tubing: Today, Tomorrow and Always which was attended by leading CT specialists. The experts draw a straightforward conclusion – high technologies in the area of gas and oilfield service using coiled tubing (CT) are becoming ever more in demand in Russia and CIS, the number of CT rigs in the inventory of oilfield service companies will increase and the CT share in the gas and oilfield service market shows a sustainable upward trend.

### COILED TUBING: OPERATIONS

It seems that the Russian coiled tubing market started growing in 1998–1999 when the first CT units appeared in the country. In 1999 there were only about 30 rigs whereas in the year 2000 their number increased up to 70 units. Even back then coiled tubing operations became a real competitor to the conventional WO operations; however only a few companies at that time used coiled tubing for complex operations. Most operators confined themselves to

В настоящее время развитие колтюбинга в России связано в первую очередь с ростом и усложнением сегмента ГРП.

The present-day development of coiled tubing can be attributed first of all to the growth of hydraulic fracturing share and its increasing complexity.

**Второе важное направление современного использования колтюбинга – это развитие сервиса геофизических исследований и получение данных в горизонтальных скважинах.**

**The second significant area of modern application of coiled tubing is the growing market for geophysical well logging services and acquisition of data in horizontal holes.**

сервиса геофизических исследований и получение данных в горизонтальных скважинах.

Наряду с операциями ГРП катализатором российского колтюбингового рынка также можно считать бурение новых скважин. Растет количество скважин, заканчиваемых с применением гибкой трубы. Все более популярной становится такая дорогостоящая колтюбинговая операция, как заканчивание скважин на депрессии, однако этот рост пока сдерживается высокой стоимостью таких операций. Тем не менее общение редакции журнала с участниками ежегодных международных конференций «Колтюбинговые технологии, ГРП и внутрискважинные работы» и количество вопросов, задаваемых специалистам, выступающим с докладами по данной тематике, красноречиво свидетельствует о большом интересе сервисных компаний к колтюбинговому бурению (КБ).

Но следует отметить, что этот интерес еще недостаточно материализовался в действии, и в России и СНГ данная технология широкого распространения пока не получила. Причины – дороговизна оборудования для КБ, значительное превышение стоимости работ по сравнению с традиционным бурением, нежелание заказчиков рисковать, нехватка качественного отечественного оборудования.

Эксперты отмечают также ограниченность применимости данной технологии. В частности, в России КБ потенциально может быть выгодно для бурения вблизи водоносных пластов, уплотняющего бурения, карбонатных пластов и горизонтальных скважин.

Сегодня широко и успешно использует колтюбинговое бурение боковых стволов только одна российская компания – «Сургутнефтегаз», где гибкая труба применяется практически во всех операциях по заканчиванию скважин на депрессии, число которых доходит до 100 в год.

С 2010 года осуществляет колтюбинговое бурение, в том числе на депрессии, «Белоруснефть». Проведены работы на 11 скважинах, однако технология в компании еще не доведена до уровня промышленного ▶

simple flushing and elimination of asphalt, resin and paraffin deposits.

Over time the range of operations has increased which is clearly shown by the answers to the question ‘What main operations does your company perform using coiled tubing equipment?’ in questionnaire surveys regularly carried out by our magazine over the years.

In the 2000s acid bottomhole treatment, well development and stimulation came forward. CT-assisted cement squeezing, post-frac proppant flushing and later CT-assisted delivery of geophysical instruments into horizontal holes and fishing emergency operations came into trend.

The present-day development of coiled tubing can be attributed first of all to the growth of hydraulic fracturing share and its increasing complexity. Coiled tubing is used together with completion for multi-stage fracturing which combines hydraulic jet perforation, well clean-up and nitrogen gas lifting or CT milling in case of multistage assemblies.

Proppant flushing and post-frac well development using nitrogen systems are popular and widely spread.

The second significant area of modern application of coiled tubing is the growing market for geophysical well logging services and acquisition of data in horizontal holes.

Along with fracturing operations, drilling of new wells can also be considered to be a driver of the Russian coiled tubing market. The number of wells completed using coiled tubing is increasing. Such an expensive CT operation as underbalanced well completion becomes ever more popular though the growth for now is restrained by the high cost of such operations. Nevertheless, the conversations that took place between our magazine’s staff and the participants of the annual international conferences Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention and the number of questions asked to the specialists who reported on the topic are an eloquent proof of the great interest taken by oilfield service companies in coiled tubing drilling.

However, it should be noted that such interest has not yet sufficiently translated into action – both in Russia and CIS this technology hasn’t become widely spread yet. The reasons include costly equipment for CT drilling, unwillingness of the customers to take risks and lack of high-quality domestically manufactured equipment.

Experts also point out the limited application of this technology. Specifically, in Russia CT drilling can be potentially profitable in case of drilling in the vicinity of water-bearing formations, infill drilling, carbonate formations and horizontal wells.

At present only one Russian company has widely and successfully used CT sidetracking – Surgutneftegas where coiled tubing is used practically in all ▶

внедрения. Важно, что эта компания успешно использует относительно недорогое скважинное оборудование белорусского производителя – Группы ФИД, и это обстоятельство вселяет надежду на преодоление большинства вышеперечисленных причин пока неширокого распространения колтюбингового бурения на постсоветском пространстве.

Проявляют также к КБ интерес компании «Татнефть», «Башнефть», «БВТ-Восток», «Урал-Дизайн-ПНП», украинская компания «Регион», ГК «Туркменгаз» и др.

КРС с использованием колтюбинга имеет немало хорошо известных нашим читателям преимуществ перед традиционным КРС. Однако КРС с привлечением установок ГТ оправдан прежде всего на месторождениях с высокопродуктивными скважинами, где сокращение времени проведения работ играет огромную роль, а поговорка «время – деньги» имеет прямой смысл. Поэтому колтюбинг широко применяется, например, на Приобском месторождении, где дебиты достигают 300 т в сутки. Но на скважинах с дебитами ниже 50 т в сутки колтюбинговые операции уступают по популярности традиционному КРС.

Рынок колтюбинга России и СНГ не отличается однородностью. Если в низкопрофильном сегменте конкуренция сохраняется на высоком уровне, то на более сложных операциях наблюдается дефицит ресурсов. Это обстоятельство предопределяет тенденцию роста сегмента высокотехнологичных операций.

В ближайшей перспективе будет увеличиваться доля дорогостоящих нефтегазосервисных работ, проводимых с использованием гибкой трубы. Поскольку сегмент колтюбинга напрямую связан с сегментом ГРП и ростом объемов горизонтального бурения, определять развитие колтюбинга будут именно эти два фактора. Получат широкое распространение такие технологии, как ГПП при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, кислотный разрыв пласта, заканчивание на депрессии, испытание горизонтальных скважин на приток, геофизические исследования горизонтальных стволов многоствольных скважин.

Рост объемов горизонтального бурения приведет к росту числа операций по испытанию на приток и ГИС на колтюбинге. По мере роста объемов бурения малодебитных скважин будет расти количество операций по заканчиванию на депрессии. С усложнением систем заканчивания горизонтальных скважин будет расти и потребность в новых методах проведения ремонтов, прежде всего с использованием ГТ,

**Если в низкопрофильном сегменте конкуренция сохраняется на высоком уровне, то на более сложных операциях наблюдается дефицит ресурсов. Это обстоятельство предопределяет тенденцию роста сегмента высокотехнологичных операций.**

**Whereas there is a consistently high level of competition in the narrow market, resource scarcity can be observed in case of complex operations which predetermines the uptrend of the share of high-tech operations.**

underbalanced completion operations which are performed up to 100 times per year.

Belorusneft has been performing coiled tubing drilling, including underbalanced drilling, since 2010. Operations have been carried out at 11 wells, however, the technology hasn't yet been brought up to the level of commercial introduction. It is important that the company successfully uses relatively inexpensive downhole equipment produced by the Belarusian manufacturer – FID Group which offers hope that most of the above reasons for as yet narrow use of coiled tubing drilling in the post-Soviet area will be eliminated.

Such companies as Tatneft, Bashneft, BVT-Vostok, Ural-Design-PNP, the Ukrainian company Region, Turkmengaz and others also take interest in CT drilling.

Well workover using coiled tubing has quite a few advantages – well known to our readers – over conventional WO. However, WO using CT rigs is feasible first of all on the fields with high-rate wells where the reduction of operation time plays a huge role and the saying 'time is money' is understood literally. That's why coiled tubing is widely used for example at the Priobskoye Field where the well flow rate can be as high as 300 t per day. Whereas at the wells with the flow rate below 50 t per day coiled tubing operations are second to conventional well workover.

The coiled tubing market in Russia and CIS is not homogenous. Whereas there is a consistently high level of competition in the narrow market, resource scarcity can be observed in case of complex operations which predetermines the uptrend of the share of high-tech operations.

In near future the share of expensive gas and oilfield service operations performed using CT will increase. Since the coiled tubing share is directly related to the fracturing share and the growing volume of horizontal drilling, the development of coiled tubing will be determined by these two factors. Such technologies as hydraulic jet perforation for multi-stage fracturing, port drilling for multi-stage fracturing, acid fracturing, underbalanced completion, drill-stem formation

на различных этапах строительства и освоения скважин.

Весьма вероятно, что с увеличением длины горизонтальных участков актуальным станет использование ГТ с оптоволоконным кабелем, а также выйдет на новый уровень колтюбинговое бурение. Отметим, что широкое использование этих технологий пока сдерживается их высокой стоимостью.

Поскольку растет средняя глубина новых скважин, будут высоко востребованы универсальные колтюбинговые установки тяжелого класса, позволяющие работать в скважинах глубиной до 5000 м.

Набирающая силу разработка шельфовых месторождений вызовет рост использования колтюбинговых установок в блочном исполнении, монтируемых на морских платформах. Компания «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» уже планирует колтюбинговые операции на месторождении им. Ю. Корчагина в скважине с горизонтальным стволом длиннее 5000 м, а «Газпром нефть шельф» присматривает колтюбинговое оборудование для работы в условиях Арктики с платформы на скважинах с горизонтальными участками от 850 до 1000 м и на скважинах глубиной до 3000 м по вертикали с отходами на дальние участки до 7000 м.

В период с 2005 по 2012 год в России наблюдался количественный рост колтюбинговых операций. Прирост составлял в среднем 6,4% в год. Суммарное число операций составило в 2012 году около 15 тысяч. За этот же период выросло в полтора раза число операций с применением гибкой трубы в горизонтальных скважинах. Значительное число (76%) работ с применением колтюбинга в 2012 году выполнялось на территории Ханты-Мансийского автономного округа, 15,6% работ было произведено в Волго-Уральском регионе. Доля работ в Ямало-Ненецком автономном округе составила 5,9%, а в Восточной Сибири – 3,2% от общего числа.

Сегодня российский рынок колтюбинга занимает третье место в мире после США и Канады по объемам работ.

Специалисты прогнозируют, что число колтюбинговых операций в период с 2014 по 2022 год будет расти в среднем на 2,1% в год. Среди основных драйверов роста выделяют увеличение количества новых скважин, в том числе горизонтальных; рост сегмента ЗБС и, следовательно, увеличение количества боковых стволов, в том числе стволов с горизонтальным окончанием; прогнозируемый значительный рост сегмента ГРП, прежде всего многостадийного ГРП, при которых так или иначе бывает задействован колтюбинг. В меньшей степени рост числа

testing, geophysical surveys of horizontal wellbores in multilateral wells will become widely spread.

The growing volume of horizontal drilling will lead to the increased number of drill-stem formation tests and geophysical well logging on coiled tubing. With the increased drilling of poor wells the number of underbalanced completion operations will grow. With the increasing complexity of systems for horizontal well completion there will be rising demand for new workover techniques – above all with the use of CT – at various stages of well construction and development.

It is quite likely that the increase of the length of horizontal sections will add to the relevance of using CT with the use of a fiber optic cable and will bring up coiled tubing drilling to a new level. It should be noted that wide use of those technologies is limited by their high cost.

**Набирающая силу разработка шельфовых месторождений вызовет рост использования колтюбинговых установок в блочном исполнении, монтируемых на морских платформах.**

**Offshore field development is gaining momentum which will lead to the increased use of modular coiled tubing rigs mounted on offshore platforms.**

Because of the increase of the average depth of new wells there will be significant demand for universal heavy-class coiled tubing rigs enabling operations in wells up to 5000 m deep.

Offshore field development is gaining momentum which will lead to the increased use of modular coiled tubing rigs mounted on offshore platforms. LUKOIL-Nizhnevolzhskneft is already planning coiled tubing operations at Yuri Korchagin Field in a well with a horizontal wellbore longer than 5000 m and Gazprom Neft Shelf is on the lookout for coiled tubing equipment for platform-based operation in Arctic conditions in horizontal sections 850 to 1000 m long and in vertical wells up to 3000 m deep with horizontal displacements of up to 7000 m.

In 2005–2012 Russia saw an increased number of coiled tubing operations. The increase amounted to an average of 6.4% per year. The number of operations in 2012 totaled around 15 thousand. During that period there was a 1.5-fold increase in the number of coiled tubing operations in horizontal wells. A considerable number (76%) of coiled tubing operations in 2012 were carried out in the area of Khanty-Mansi Autonomous Okrug; 15.6% of operations were performed in Volga-Ural region. The share of operations in Yamal-Nenets Autonomous Okrug was

колтюбинговых операций будет связан с ростом сегмента КРС и/или развитием колтюбингового бурения.

Горизонтальное бурение, несмотря на высокую стоимость, становится основным методом интенсификации добычи ввиду старения месторождений. Это означает, что быстрее остального рынка будут расти объемы работ с использованием колтюбинга в горизонтальных стволах скважин.

Общий среднегодовой прирост колтюбинговых операций в период до 2022 года ожидается примерно 7,5%. Пик количества операций с использованием колтюбинга прогнозируется на 2017 год, когда их общее число достигнет 20 тыс. в год. После 2017 года возможно некоторое снижение объемов до 18,7 тыс. работ в год с последующей коррекцией до 18,2 тыс., которая наметится в период с 2019 по 2022 год. При этом число колтюбинговых операций в горизонтальных стволах будет балансировать на уровне 3,7 тыс. работ в год на протяжении всего периода 2017–2022 годов.

### КОЛТЮБИНГ: УСТАНОВКИ

Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) собирает и размещает в открытом доступе на своем сайте статистические данные по количеству колтюбинговых установок, работающих в мире, включая, естественно, такие регионы, как Россия и СНГ. Согласно этой статистике (информация собрана и скомпилирована Лэсом Томлином), общее число колтюбинговых установок на земном шаре демонстрирует неуклонный рост практически повсеместно.

В 2013 году общее число установок в мире достигло 2002 единиц, превысив предыдущий пиковый показатель 2010 года в 1851 установку. По сравнению с 2012 годом число колтюбинговых установок на Земле увеличилось на 203 штуки.

На рисунке 1 представлена сравнительная диаграмма количества работающих колтюбинговых установок с 1999 по 2013 год включительно. Включены данные по отдельным регионам (сверху вниз: Россия и СНГ, Дальний Восток, Ближний Восток, Латинская Америка, Европа/Африка, США, Канада), а также суммарное число установок в мире.

В России и странах СНГ число работающих колтюбинговых установок постоянно росло начиная с 2002 года. Тогда их насчитывалось всего 70 единиц, но к 2013 году общее число установок в регионе достигло 250. По сравнению с 2012 годом (226 установок) отмечается рост на 10,6%, причем в последние 14 лет рост числа колтюбинговых

5,9% and 3.2% of the total number in Western Siberia.

Today the Russian coiled tubing market ranks third after the US and Canada in terms of the volume of operations.

According to specialists' expectations the number of coiled tubing operations in 2014–2022 will increase on average by 2.1% per year. Among the main growth drivers are the increasing number of new wells including horizontal ones; the increasing share of sidetracking and therefore the increased number of lateral holes including holes with horizontal endings; the predicted significant increase of the share of hydraulic fracturing and above all multi-stage fracturing which in one way or another involves coiled tubing. To a lesser extent the increased number of coiled tubing operations will be related to the growing share of well workover and/or development of coiled tubing drilling.

Despite its high cost, horizontal drilling is becoming the main stimulation technique due to the maturation of fields. This means that the share of coiled tubing operations in horizontal holes will grow faster than the rest of the market.

The overall annual increase of coiled tubing operations till 2022 is expected at 7.5%. The highest number of coiled tubing operations is predicted in 2017 when their total number will amount to 20 thousand per year. A slight decrease of the volume of operations to 18.7 thousand per year is likely in the aftermath of 2017 with the later adjustment to 18.2 thousand which is expected in 2019 to 2022. The number of coiled tubing operations in horizontal holes will level at 3.7 thousand per year throughout the whole period of 2017–2022.

### COILED TUBING: RIGS

The Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) on its web-site accumulates and makes publicly available the statistical data on the number of coiled tubing rigs worldwide including obviously such regions as Russia and CIS. According to the statistics (the data were accumulated and compiled by Less Tomlin) the total count of coiled tubing rigs worldwide is showing practically universal unrelenting growth.

In 2013 the total count of rigs worldwide reached 2002 units exceeding the previous maximum of 1851 units in 2010. Compared to 2012 the number of coiled tubing rigs worldwide increased by 203.

Figure 1 shows a comparative graph of the number of operating coiled tubing rigs from 1999 up to and including 2013. The graph contains data pertaining to separate regions (from top downward: Russia and CIS, Russian Far East, Middle East, Latin America, Europe/Africa, the US, Canada) as well as the total count of rigs worldwide.

In Russia and CIS the number of operating coiled tubing rigs has been steadily increasing since 2002. Back then there were only 70 units, whereas in 2013

установок в России и СНГ шел быстрее, чем в среднем по миру.

Наиболее многочисленными парками колтюбинговых установок на территории России и СНГ располагают компании «Сургутнефтегаз» (25 установок), «Газпром подземремонт Уренгой» (21), «Шлюмберже» (14), Halliburton (13), «Газпром ПХГ» (10), «Югтрансгаз» (9), «Башнефть» (8), «Татнефть» (8), CNPS (8), «КВС Интернэшнл» (7), «Вестор Оверсиз Холдингз» (7), Trican Well Service (6), «Пурнефтегаз» (6), «Интегра» (6), «Укргаздобыча» (6).

Значительная доля колтюбингового оборудования принадлежит нефтегазодобывающим компаниям, которые периодически привлекают независимых подрядчиков для выполнения определенных, чаще всего сложных, видов работ. Несмотря на наблюдавшееся в нулевые годы массовое выведение сервисных активов из тел добывающих компаний, многие крупные структуры не только не пошли по этому пути, но и продолжали наращивать техническую мощь собственных сервисных подразделений. Компании «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть» постоянно стремятся увеличить свои парки колтюбингового оборудования. Большая концентрация собственного колтюбингового оборудования у добывающих компаний обусловлена невозможностью гарантировать использование в полном объеме установок подрядчика (независимых сервисных компаний) при первой необходимости. Это в свою очередь связано с тем, что работы или являются разовыми и выполняются от случая к случаю, или требуют круглосуточного присутствия колтюбинговой установки на промысле.

В последние годы также наблюдался бурный рост количества некрупных сервисных компаний, имеющих в своем распоряжении одну, редко – две колтюбинговые установки. Увеличение доли независимых сервисных компаний связано с тем, что такие компании с успехом заняли долю рынка рутинных малозатратных колтюбинговых операций, тогда как крупным отечественным и особенно международным сервисным компаниям досталась область высокотехнологичных и дорогостоящих работ (работы в боковых и горизонтальных стволах, многостадийные ГРП и др.), где их авторитет неоспорим. Это обстоятельство в свою очередь вызывает конкуренцию между передовыми в технологическом и техническом отношении компаниями, а значит, можно с уверенностью прогнозировать появление новых высоких колтюбинговых технологий. ☉

**Василий Андреев, «Время колтюбинга»**

**В последние 14 лет рост числа колтюбинговых установок в России и СНГ шел быстрее, чем в среднем по миру.**

**In the last 14 years the number of coiled tubing rigs in Russia and CIS has been increasing at a faster pace than the worldwide average.**

the total count of rigs in the region reached 250. Compared to 2012 (226 rigs) there is a 10.6% increase and notably in the last 14 years the number of coiled tubing rigs in Russia and CIS has been increasing at a faster pace than the worldwide average.

The most numerous CT rig fleets in Russia and CIS are in possession of the following companies: Surgutneftegas (25 rigs), Gazprom Podzemremont Urengoy (21), Schlumberger (14), Halliburton (13 rigs), Gazprom UGS (10), Yugtransgaz (9), Bashneft (8), Tatneft (8), CNPS (8), CWS International (7), Westor Overseas Holdings (7), Trican Well Service (6), Purneftegaz (6), Integra (6), Ukgasvydobuvannya (6).

A considerable share of coiled tubing equipment belongs to oil and gas producing companies which regularly hire independent contractors to perform mostly complex operations. Despite the large-scale funneling of service assets out of producer companies in 2000s, many major companies not only didn't take that path but continued building up the technical capacity of their service departments. Gazprom, Surgutneftegas, Tatneft and Bashneft are constantly seeking to expand their coiled tubing fleets. Large concentration of producer companies' own coiled tubing equipment is driven by contractors' (independent oilfield service companies) impossibility to guarantee full use of their rigs if and when necessary. In its turn this is due to the fact that operations are one-time or occasional or require round-the-clock presence of the CT rig on the site.

Recent years have seen rapid growth of the number of minor oilfield service companies that possess one or – on rare occasions – two coiled tubing rigs. The increased number of independent oilfield service companies is associated with such companies successfully taking the share of routine low-cost coiled tubing operations whereas major domestic and particularly international service companies have taken on high-tech and high-cost operations (operations in lateral and horizontal holes, multi-stage fracturing, etc.), where their standing is indisputable. This in its turns leads to competition between the leaders in technological and technical terms and therefore there is a strong likelihood of the appearance of new high coiled tubing technologies. ☉

**Vasili Andreev, Coiled Tubing Times**

# «Технологии добычи и использования углеводородов»: Технологическая платформа и электронный научный журнал "Hydrocarbon Production and Usage Technologies": Technology Platform and Electronic Academic Journal

**Научно-практический журнал «Время колтубинга» присоединился к числу участников Технологической платформы (ТП) «Технологии добычи и использования углеводородов», образованной по решению Правительственной комиссии РФ по высоким технологиям и инновациям.**

Технологическая платформа является формой государственно-частного партнерства государства, бизнеса и научно-образовательного сообщества для проведения технологической модернизации российской экономики, а также инструментом формирования научно-технической и инновационной политики в области добычи и использования углеводородов.

ТП «Технологии добычи и использования углеводородов» – это добровольное объединение участников на основе принципа равноправности вне зависимости от их организационно-правовой формы и формы собственности. Единственным условием для вступления участников в ТП является их согласие с целями и задачами Технологической платформы и участие в их достижении.

**Получить подробную информацию о Технологической платформе, а также последовать нашему примеру и присоединиться к числу ее участников можно, посетив интернет-портал [www.tp-ning.ru](http://www.tp-ning.ru).**

На этом же ресурсе размещается электронный научный журнал с названием, одноименным платформе – «Технологии добычи и использования углеводородов».

Издание направлено на информирование широкой целевой аудитории о реализации инновационной политики в области добычи и использования углеводородов: создания совокупности «прорывных» энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий, формирующих новые рынки высокотехнологичной продукции и услуг в нефтегазодобыче, нефтегазовом машиностроении, транспортировке и эффективном использовании углеводородных ресурсов.

Главный редактор журнала – генеральный директор ОАО «Зарубежнефть» С.И. Кудряшов. Стратегическое развитие электронного журнала направляет редакционный совет, в состав которого входят авторитетнейшие персоны отрасли: видные ученые, руководители крупных компаний, представители

**The Coiled Tubing Times research and practice journal has joined the Technology Platform (TP) 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies', which was established by the resolution of the Russian Federation Government Commission for Advanced Technologies and Innovation.**

The technology platform is created in the form of a public and private partnership and brings together the state, business and academic circles for the purpose of technology modernization of the Russian economy; the technology also represents an instrument for the scientific, technical and innovation policy-making in the sphere of production and usage of hydrocarbons.

The TP 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies' is a voluntary association based on the principle of equality of all its participants, regardless of their legal structure and form of ownership. The only condition for joining the TP is the participants' consent to the goals and objectives of the Technology Platform and their contribution to the work aimed at achieving such goals.

**You may find details on the Technology Platform and follow us in joining its participants on our web site [www.tp-ning.ru](http://www.tp-ning.ru)**

This site also contains the electronic academic journal under the same name, 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies'.

The journal is created to inform the wide target audience about the implementation of the innovation policy in the sphere of hydrocarbons production and usage, including details on the creation of integrated breakthrough energy-efficient and resource-saving technologies which build up new markets for high-technology products and services in the sectors of oil and gas production, oil and gas machine building, and transportation and efficient use of hydrocarbon resources.

The editor-in-chief of the journal is S.I. Kudryashov, the General Director of Zarubezhneft JSC. The strategic development of the electronic journal is carried out under the guidance of the Editorial Board which comprises the most influential people in the industry, including some distinguished scientists, top managers of large companies and representatives of the Russian Federation Ministry of Energy. The Chairman of the Editorial Board is A.N. Dmitriyevsky, a member of the



Минэнерго России. Председатель редакционного совета – академик РАН, директор Института проблем нефти и газа РАН А.Н. Дмитриевский. Заместитель председателя редакционного совета – первый проректор по стратегическому развитию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, профессор М.А. Силин.

В первом номере электронного научного журнала «Технологии добычи и использования углеводородов» выступил председатель редакционного совета издания, академик РАН Анатолий Дмитриевский.

С любезного разрешения редакции издания мы предлагаем вниманию читателей текст этого программного интервью, сфокусированного на стратегических вопросах развития нефтегазовой отрасли России. ☉

Russian Academy of Sciences, the Director of RAS Oil and Gas Institute.

The Deputy Chairman is professor M.A. Silin, the first vice-rector for strategic development of Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

The first issue of the *Hydrocarbon Production and Usage Technologies* electronic academic journal gives the floor to Anatoly Dmitriyevsky, a member of the Russian Academy of Sciences and the Chairman of the Editorial Board.

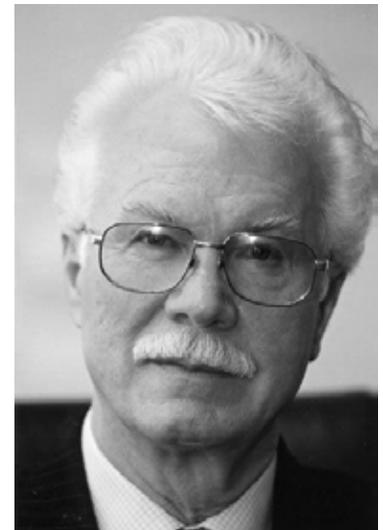
By the courtesy of the editorial board of the journal we can present to our readers the flagship interview with A. Dmitriyevsky which is focused on the strategic issues of the development of the Russian oil and gas industry. ☉

## **А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ: Миссию редакционного совета я вижу в обеспечении синергетического эффекта от объединения усилий ученых, специалистов и производителей с целью повышения эффективности нефтегазодобычи в стране**

### **A.N. DMITRIYEVSKY: I See It the Mission of the Editorial Board to Ensure That the Synergy of Efforts Made by Scientists, Experts and Manufacturers Contribute to the Efficiency of Oil and Gas Production**

**Анатолий Николаевич, Вы любезно согласились возглавить редакционный совет электронного научного журнала «Технологии добычи и использования углеводородов». Как бы Вы сформулировали основную цель этого издания? И миссию редакционного совета?**

Появление научного журнала «Технологии добычи и использования углеводородов» вызвано насущной потребностью в информации о новых нефтегазовых технологиях у широкой аудитории, в первую очередь у профессионалов, но и потому, что состояние отрасли оказывает чрезвычайно большое влияние на жизнь всей нашей страны. Сегодня



**Anatoly Nikolayevich, you accepted the chairmanship of the editorial board of the electronic academic journal ‘Hydrocarbon Production and Usage Technologies’. What would you call the primary goal of the journal? What is the mission of the editorial board?**

Hydrocarbon Production and Usage Technologies academic journal has appeared in response to the urgent requirements for information on new oil and gas technologies from wide audience, primarily from experts, but also because the industry performance is of

многие процессы, от развития инновационных отраслей экономики до исполнения социальных программ, зависят от состояния нефтяной и газовой промышленности, которое, в свою очередь, зависит от того, как организован процесс нефтегазодобычи в России. Наша страна всегда была богата минеральными ресурсами, и мы имели возможность выбирать из десятка тысяч месторождений те, которые подходят под наиболее эффективные технологии. В частности, таковой является технология поддержания пластового давления или, проще говоря, технология заводнения. Эта технология позволяет продлить срок эффективной нефтедобычи. В настоящее время уже отчетливо наблюдается истощение запасов легкой маловязкой нефти, размещающейся в природных резервуарах с хорошими коллекторскими свойствами. И надо переходить на добычу нефти другого качества – вязкой, супервязкой, со значительным содержанием парафина или сероводорода, нефти, залегающей на больших глубинах, а это значит, в условиях высоких давлений и температур. Поэтому требуется разработка новых технологий, а поскольку нет двух одинаковых месторождений, то даже имеющиеся технологии необходимо приспособлять к тому или иному месторождению, к той или иной разновидности нефти или природного резервуара.

Все это позволяет надеяться на то, что журнал будет востребован и пользоваться большой популярностью у специалистов, а также у студентов и преподавателей – ведь они находятся в непрерывном поиске, и им необходима постоянная подпитка научно-техническими идеями, которые рождаются в процессе совершенствования нефтегазодобычи. Нефть и газ даются нелегко, стоимость добычи углеводородов становится все выше. Поэтому цель журнала – помочь благородному труду нефтяников и газовиков, поддержать их постоянное стремление к совершенствованию нефтегазодобычи. А миссию редакционного совета я вижу в том, чтобы сделать доступными для широкого круга специалистов новейшие научно-технические и технологические решения, обеспечивающие эффективность нефтегазодобычи в стране.

**Журнал носит то же название, что и Технологическая платформа: «Технологии добычи и использования углеводородов». Какую роль способны сыграть технологические платформы в развитии ТЭК?**

Переход к технологическим платформам является большим достижением. Словосочетание «технологическая платформа» впервые появилось в Европе, когда стали выполняться сложные комплексные проекты, и оказалось, что каждая из организаций, работающая над проблематикой такого проекта, изучает собственный аспект и имеет свой подход к решению той или иной проблемы. Платформы сначала возникли для согласования

overwhelming importance for our country. Today, a number of objectives, from the development of pioneering branches of economy to the implementation of social programmes, depend on the structure of oil and gas production process in Russia. Our country has always been rich in mineral resources and we have been able to choose from dozens of thousands of deposits those matching the requirements of the most efficient technologies. One of them is the technology of reservoir pressure maintenance or, simply stated, waterflooding technology. This technology makes it possible to extend the effective production period. Currently, it becomes obvious that light low-viscosity oil in the natural reservoirs with good collecting properties is depleting. It is necessary to opt for the production of oil of a different quality, including viscous and superviscous oil with high concentration of paraffin or hydrogen sulfide, and deep oil, which means high temperature and high pressure production. For this reason, it is necessary to develop new technologies; moreover, as there is no one-to-one correspondence between deposits, even the existing technologies need adjusting to a particular deposit, type of oil or natural reservoir.

All this gives us hope that the journal will be in high demand among experts and will be popular with students and their teachers who, being in continuous search, require ongoing scientific and technological input generated in the course of improvement of oil and gas production. Oil and gas are not easy to recover, and the cost of hydrocarbon production is increasing. That is why the aim of the journal is to facilitate the meaningful work of oil and gas industry workers and to support their constant attempts to modernize oil and gas production. As for the mission of the editorial board, in my opinion, it should provide a wide range of experts with access to the state-of-the-art scientific and technological solutions which ensure efficient production of oil and gas in the country.

**The journal has the same name as the technology platform, 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies'. What is the role of technology platforms in the development of Fuel & Energy Complex?**

Transition to technology platforms is, indeed, a breakthrough. In Europe, the phrase 'technology platform' was first used in the context of complex integrated projects, and it turned out that each organization engaged in working out solutions for such projects explored the problems from its own angle and employed its own approach while handling them. Originally, the platforms were intended for coordinating the actions of all participants for successful implementation of a

действий всех участников с целью успешной реализации всего масштабного проекта в целом. Только потом такие проекты стали получать поддержку и финансирование со стороны Евросоюза. Мы находимся на стадии, когда Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов» является «идеологической площадкой». Платформа постепенно будет консолидировать действия всех участников и направлять их на решение важнейших задач, чтобы обеспечить эффективность технологических процессов добычи и использования углеводородов.

**На пресс-конференции, посвященной Форуму «ТЭК России в XXI веке», Вы сказали, что с начала 2000 года российские нефтяники и газовики принесли в казну государства 2,3 трлн долларов и что в институтах Российской академии наук, нефтегазовых вузах страны, центрах прикладных исследований созданы технологии, которые позволят заработать для страны еще столько же. Может ли наш журнал надеяться на то, что информация об этих прорывных технологиях появится именно на его страницах?**

Да, те 2,3 трлн долларов, которые принесли нефтяники и газовики в российскую казну, помогли стране пережить кризис в 2009 году, поддерживать социальные программы и решать другие важные задачи. Я хотел бы подчеркнуть, что в Российской академии наук созданы технологии, которые позволяют значительно повысить уровень нефтегазодобычи, и эти технологии по многим направлениям являются, безусловно, эффективными. Дадут ли они адекватное количество финансовых ресурсов, будет в большой степени зависеть от стоимости нефти и газа, от развития рынка, от ситуации, которая будет складываться в мировом ТЭКе, но в принципе можно надеяться на существенное пополнение казны.

Естественно, редакция журнала «Технологии добычи и использования углеводородов» будет в первую очередь получать информацию обо всех прорывных технологиях. Особо хочу подчеркнуть, что журнал будет рассказывать не только об академических решениях. В настоящее время активнейшим образом развивается вузовская наука, причем явное ее преимущество – в постоянной подпитке молодыми кадрами, которые непосредственно участвуют в научных изысканиях и становятся реальными исполнителями в процессе исследований, создания технологий. Особое место в развитии и реализации новых технологий занимает Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, которому руководством страны поручена координация работ всех участников платформы «Технологии добычи и использования углеводородов». Университет имеет все необходимое для успешной реализации этого важнейшего для ▶

large-scale project in its entirety. It was only some time afterwards that the European Union started to provide support and financing for such projects. We are now at the stage when the Hydrocarbon Production and Usage Technologies platform functions as an ideological basis. The platform will gradually consolidate the activities of all participants in order to meet the major challenges and to ensure efficient technological process of hydrocarbons production and their usage.

**In your speech at the press conference held in relation to the Russian Fuel & Energy Complex in the 21st Century Forum you said that since 2000 Russian oil and gas industry workers have contributed \$2.3 trln to the state treasury and that the institutes of the Russian Academy of Sciences, oil and gas higher education establishments and applied research centres create technologies which will make it possible for the country to add to its earnings the same amount. Could we hope that our journal will be the one to present information on these breakthrough technologies?**

Yes, the \$2.3 trln contributed by the oil and gas industry workers to the Russian treasury helped the country to live through the 2009 economic crisis, to support social programmes and to solve other important problems. I would like to note that the Russian Academy of Sciences has created technologies which make it possible to achieve significant increase in oil and gas production level and work efficiently towards various targets. Whether these technologies will provide sufficient financial resources, depends, to a great extent, on oil and gas prices, market growth, and the current state of the global fuel and energy complex, but, generally, we may expect the treasury to receive substantial funds.

Of course, the Hydrocarbon Production and Usage Technologies journal will receive without delay information on all breakthrough technologies. I would like to emphasize that we will not limit ourselves to purely academic solutions. Today we see rapid progress of the university science, which – to its own advantage – benefits from an ongoing inflow of young experts who are directly involved in scientific research and get practical training in the course of investigations and creation of new technologies. Gubkin Russian State University of Oil and Gas plays a special part in the development and implementation of new technologies, being engaged by the government in coordinating the work of all participants of the Hydrocarbon Production and Usage Technologies platform. The University has everything necessary to ensure success of this large-scale project which is of ▶

страны глобального проекта. Это и научные школы, и тесные связи с нефтегазовыми компаниями страны, и международная кооперация, и многолетний опыт координации работы нефтегазовых вузов для решения важнейших задач развития нефтегазового комплекса страны. И, наконец, университет – главный идеолог и организатор Национального института нефти и газа.

**Темой Вашего выступления на одном из последних Всероссийских нефтегазовых конгрессов стало «Ресурсно-инновационное развитие экономики России». Поясните, пожалуйста, нашим читателям смысл этого парадоксального эпитета: «ресурсно-инновационное». Ведь мы привыкли считать «ресурсное» и «инновационное» едва ли не антонимами.**

Сегодня мы можем констатировать, что именно нефтегазовый комплекс в наибольшей степени подготовлен к инновационному развитию, и эти инновации дадут максимальный эффект для развития экономики страны. Ученые РАН в своих исследованиях рассматривали различные варианты технологического развития России. Всего их было двенадцать. Один из них – это сегодняшний вариант – экспортно-сырьевое развитие. Если мы будем его придерживаться, то удвоение ВВП, а именно такую задачу поставил В.В. Путин в первые годы XXI века, произойдет только через 35–40 лет, а не через 10, как планировал Президент России. Если, наоборот, ринуться в инновации, а нефтегазовый комплекс останется на прежних позициях, то эту задачу мы решим через 25 лет.

#### **Почему?**

Если не создавать инновационные технологии, которые позволят предотвратить падение добычи нефти, то поступления в казну резко оскудеют, а значит, остановится развитие инновационных процессов, а это и нанотехнологии, и биотехнологии, и Сколково. И, что важно, будут остановлены социальные программы, не говоря уже о строительстве дорог, реализации инфраструктурных проектов. Поэтому надо прекратить всякие разговоры, которые особенно популярны в прессе, о «ресурсном проклятии». Где была бы Россия в 2009 году, если бы не созданные долларовые запасы? Нам надо переходить от сырьевого варианта к варианту, который будет ориентирован на высокие переделы, чтобы продавать не просто нефть и газ, а продукты их переработки. Существующие технологии нефтехимии позволяют увеличить стоимость продукции в 2–3 раза, а при наличии в нефти ценных компонентов в 10–15 раз, но уже созданы технологии, которые позволяют увеличить стоимость, например, на базе переработки уникального сырья матричной нефти в десятки и в сотни раз. Подобные разработки позволят пополнить бюджет страны, в том числе,

great significance to the country. It has scientific schools, close links with the national oil and gas companies, international cooperation and long-term experience in coordinating the work of oil and gas higher education establishments aimed at solving the crucial problems of development of the country's oil and gas sector. Moreover, the University is in charge of the ideology platform and management of the National Oil and Gas Institute.

**At one of the recent All-Russia Oil and Gas Congresses you delivered a speech on Resource-and-Innovation Driven Development of the Russian Economy. Could you, please, give explanation to our readers of the paradox of this 'resource-and-innovation' phrase. We are used to considering 'resources' and 'innovations' as antonyms.**

Today we can state that the oil and gas complex is the most prepared for innovative development, with the innovations being expected to have maximum effect for the country's economic growth. Scientists of the RAS examined various scenarios of Russia's technological development. In total, there were twelve scenarios. One of them – being implemented today – involved development of export and mineral resources. If we pursue such scenario, it will take 35 to 40 years for the GDP to double against the 10 years planned by V. V. Putin in the early 21st century. If we, alternatively, give way to innovations with the oil and gas complex left in its current position, the aim will be achieved in 25 years' time.

#### **Why?**

If we don't create innovative technologies thus making it possible to prevent decrease in oil production, the government revenues will fall significantly, which means stagnation for all innovation processes, including nanotechnologies, biotechnologies and Skolkovo project. Moreover, it means closing up social programmes, to say nothing of road construction and implementation of infrastructure projects. That is why it is important to put an end to the speculations about the 'resource curse' which are popular in mass media. Where would Russia go in 2009 but for its dollar holdings? We should switch from the mineral resources scenario to the high value added products and sell petrochemicals instead of raw oil and gas. The technologies existing in petroleum chemistry make it possible for the product cost to be 2 or 3 times higher or even 10 to 15 times higher, provided that the oil contains valuable components; moreover, there are technologies (e.g. processing of the unique components of matrix oil) which may increase the value making

поддержат инновационные процессы в остальных отраслях экономики России. И только при ресурсно-инновационном подходе задача удвоения ВВП будет решена через 10–12 лет.

**Еще одна цитата из Ваших выступлений: «Отсутствие инноваций в нефтегазовой отрасли может снизить добычу углеводородов к 2020 году на 40–50 млн тонн». В каких отраслях ТЭК инновации нужны прежде всего?**

К 2020–2022 году мы практически исчерпаем запасы активной легкой нефти, которая размещена в коллекторах с хорошими параметрами. В связи с этим необходимо заместить выпадающие объемы легкой нефти трудноизвлекаемыми запасами нефти. Если мы не успеем создать новые технологии, нас ждет падение добычи. Ресурсно-инновационный вариант развития экономики позволит не только предотвратить снижение добычи углеводородов, но и добавить еще 10–12 млн тонн к ежегодной добыче нефти.

**Для развития инновационных процессов в отрасли необходимы экономические рычаги. Какими Вы их видите и как их активизации может способствовать развитие Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов», которая позиционируется как системный интегратор для бизнеса, науки и производства?**

Уже есть понимание, что инновации в нефтегазовом комплексе необходимы, и компании готовы активно внедрять проверенные технологии. Доказательством этому является Научно-технический совет, который «Газпром» провел 15 мая 2013 года в Санкт-Петербурге. На совете были рассмотрены предложения Российской академии наук по инновационным технологиям, которые были признаны эффективными и перспективными для реализации. В настоящее время идет работа по уточнению и доводке, готовится программа по их внедрению. Выступая в Томске 22 мая на форуме «Энергия инновационного развития», А.Б. Миллер подчеркнул, что «Газпром» в четыре раза, до 1 млрд долларов в год, увеличивает инвестиции в инновационные технологии. «Газпром» готовит конкретную программу и готов ее финансировать, потому что только таким образом можно обеспечить решение проблем устойчивого развития газовой отрасли. Аналогичные программы есть и у нефтяных компаний. В частности, в «Роснефти», принята программа повышения эффективности нефтедобычи на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки. Ученые РАН работают с «ЛУКОЙЛом», «Татнефтью» – практически со всеми компаниями. Наши контакты показывают, что руководители разного уровня видят перспективы своих компаний в масштабных программах инновационного развития. Этот процесс может

it dozens or hundreds of times higher. Such solutions contribute to the national budget and provide support for innovations in other sectors of the Russian economy. Only the resource-and-innovation approach may ensure the double GDP in 10 to 12 years' time.

**Quoting again your speech, 'Lack of innovations in oil and gas industry may entail 40 to 50 mln tons decrease in hydrocarbons production by 2020.' What branches of the Fuel & Gas Complex are in urgent need of innovations?**

Our actual reserves of light oil in reservoirs with good properties are going to be depleted by 2020–2022. That is why we should replace this loss of light oil with reserves which are hard to recover. If we don't manage to come out with new technologies we will face production decline. Economic development under the resource-and-innovation scenario will both prevent the decrease in hydrocarbons production and add another 10–12 mln tons to the annual amount of oil recovered.

**The further progress of the innovation process in the industry requires economic instruments. What should they be, in your opinion, and how can their application facilitate the development of the 'Hydrocarbon Production and Usage Technologies' platform which is presented as a systems integrator for business, science and production?**

Today we are aware of the necessity of innovations in oil and gas sector, and companies are ready for active promotion of proven technologies. This willingness is evidenced by the meeting of the Research and Technology Board held by Gasprom on 15 May 2013 in Saint-Petersburg. The Board considered the proposals on innovative technologies made by the Russian Academy of Sciences and declared them viable and valid for implementation. These technologies are currently being improved and upgraded and the programme for their implementation is being prepared. In his speech delivered in Tomsk on 22 May at the Energy of Innovative Development Forum, A. B. Miller said that Gasprom increases its investments in innovative technologies up to \$1 bln, thus making the investments amount 4 times higher. Gasprom is working out a special programme and is ready to finance it because this is the only way to ensure sustainable development of the gas industry. Oil companies have equivalent programmes. For example, Rosneft has adopted a programme for the improved performance of mature oilfields. Scientists from the RAS cooperate with most of the companies of LUKOIL and

быть виден в нефтегазовом комплексе только через призму Технологической платформы, которая, как системный интегратор, будет консолидировать, обобщать и выявлять новые направления. А информационную поддержку этого процесса будет осуществлять наш журнал.

**Одна из постоянных рубрик журнала «Технологии добычи и использования углеводородов» – «Поиск и разведка». Какие актуальные темы Вы бы предложили для первых номеров, исходя из области Ваших научных интересов?**

Как я понимаю, речь идет о нефтегазопроисковых работах. Можно критиковать наши нефтегазовые компании за то, что в 90-е годы они не открыли ни одной крупной нефтегазовой провинции, тогда как в советское время открывались гигантские месторождения часто первыми же скважинами. Но я уверен, что такие же впечатляющие открытия нас ждут в уже неплохо изученных акваториях Баренцева и Карского морей, и в восточных морях арктического шельфа, и в недостаточно изученных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Эти открытия явятся результатом научно-обоснованных поисково-разведочных работ. Хорошие перспективы нефтегазоносности имеют старые регионы, особенно на больших глубинах. В перспективе – освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов. Добыча сланцевого газа и сланцевой нефти – это, прежде всего, инновационные технологии. Это бурение горизонтальных скважин, многостадийный гидроразрыв пласта. Помимо сланцевого, есть еще газ плотных коллекторов, газ больших глубин, газогидраты, газ, растворенный в пластовых водах, метан угольных формаций. Великое разнообразие! Есть битумы, баженовская свита, матричная нефть, сланцевая нефть. Разработка новых технологий освоения ресурсов этих углеводородов – не только процесс познания, но и реальное пополнение копилки нефтегазовой кладовой страны.

**Ваши пожелания журналу и его читательской аудитории.**

Я хочу пожелать процветания России и надеюсь, что работники нефтяной и газовой промышленности, ученые, преподаватели, студенты и аспиранты, а все они одновременно составляют и читательскую аудиторию, внесут свой вклад в это исключительно важное и благородное дело. Россия, я уверен, находится на пороге экономического роста, а не рецессии, как нередко можно услышать в СМИ. Я желаю журналу быть в первых рядах оптимистов – помогать нефти и газу работать на высшую цель развития государства Российского. ☉

Tatneft. Our enquiries prove that managers at different levels see the future of their companies in the context of large-scale programmes of innovative development. In the oil and gas sector, this process may only be viewed through the prism of the technology platform which will function as a systems integrator to consolidate, summarize and reveal new tendencies. Our journal, in its turn, is going to provide information support for this process.

**‘Exploration and Prospecting’ is one of the regular columns in the ‘Hydrocarbon Production and Usage Technologies’ journal. What topics within your area of expertise would you consider relevant for the first issues of the journal?**

As I see it, it deals with exploration for oil and gas. Our oil and gas companies are subject to criticism, because not a single major oil and gas basin was discovered in 1990s, while in the Soviet period it was often the case when pioneer wells opened giant oil fields. However, I am sure that we are going to witness impressive discoveries in the thoroughly explored offshore areas of the Barents Sea and the Kara Sea, and in the Eastern Arctic Seas, as well as in the underexplored regions of the Eastern Siberia and the Far East. Such discoveries will result from science-based exploration. Some old regions have good hydrocarbon bearing prospects, especially for deep oil and gas. Long-term prospects involve development of non-conventional resources. Shale gas and oil production means, first and foremost, innovative technologies, including lateral drilling and multistage hydraulic fracturing. In addition to shale gas there is also tight gas, deep gas, hydrated gas, formation water gas and coalbed methane. A striking variety! There are bitumen, Bazhenov formation, matrix oil and shale oil. Creation of advanced technologies for the development of such resources combines knowledge acquisition and replenishment of the country's oil and gas bank.

**Could you give your wishes to the journal and its readers?**

I hope that Russia achieves prosperity and that our readers represented by oil and gas industry workers, scientists, teachers, students and post-graduates contribute to this vital process. I am sure that Russia is on the threshold of economic growth in spite of the forecasts of recession often made by mass media. Let me hope that the journal will always encourage optimism and ensure that oil and gas work towards Russia's prime objective of growth and success. ☉



# ПРОИЗВОДСТВО И РЕМОНТ НКТ

**Tubing Technology** предлагает услуги по производству и ремонту НКТ.

НКТ совместного производства **Tubing Technology** и ОАО "Белорусский металлургический завод" соответствуют требованиям ГОСТ Р 53366-2009, ГОСТ 633-80 и ГОСТ 632-80.

НКТ производства **Tubing Technology** успешно применяются при проведении ГРП и КРС на месторождениях ОАО "НК "Роснефть" и ОАО "ЛУКОЙЛ".

## Мойка

Очистка внутренней поверхности трубы с забитостью до 80%

## Дефектоскопия

Высочайшая точность и производительность  
100% определение группы прочности методами ЭМИ и спектрографии.

## Гидроиспытание

Давление до 1000 атмосфер  
Испытание труб с резьбой НКТ и ОТТМ диаметром от 60 до 114

ООО «ТЮБИНГ ТЕХНОЛОДЖИ», ОГРН 1137746907759, ИНН 7716756136/ КПП 771601001  
РФ, 129281, г. Москва, Олонский проезд, дом 4, корпус 2, пом. XII, ком. 11а.  
Тел./факс: +7 (499) 400-13-91, e-mail: info@tubingtech.ru  
www.tubingtech.ru

# 2014/2015

LEARNING FROM YESTERDAY  
DISCUSSING TODAY  
PLANNING FOR TOMORROW



## КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE



6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»  
2 – 4 сентября 2014  
Краснодар, Россия



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»  
9 – 10 сентября 2014  
Пафос, Кипр



22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
30 сентября – 3 октября 2014  
Алматы, Казахстан



ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ  
(ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА)  
7 – 10 октября 2014  
Санкт-Петербург, Россия



9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,  
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»  
11 – 13 ноября 2014  
Актау, Казахстан



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»  
18 – 20 ноября 2014  
Ашхабад, Туркменистан



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ  
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ»  
25 – 27 ноября 2014  
Афины, Греция



4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»  
17 – 18 марта 2015  
Ставангер, Норвегия



14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
18 – 19 марта 2015  
Анкара, Турция



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА  
И ИНФРАСТРУКТУРА ГРУЗИИ»  
25 – 26 марта 2015  
Тбилиси, Грузия



19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»  
12 – 14 мая 2015  
Ташкент, Узбекистан



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕДЕЛЯ  
НЕФТИ И ГАЗА  
18 – 21 мая 2015  
Янгон, Мьянма



6-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА  
19 – 20 мая 2015  
Туркменистан



22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»  
2 – 5 июня 2015  
Баку, Азербайджан



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»  
23 – 26 июня 2015  
Москва, Россия



12-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки  
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015  
23 – 25 июня 2015  
Москва, Россия



ITE MOSCOW

T +7 495 935 7350  
E oil-gas@ite-expo.ru  
W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

T +44 (0) 207 596 5000  
E og@ite-events.com  
W www.oilgas-events.com

ВНИМАНИЕ:  
возможно изменение дат





2-3 октября 2014 г.

**III Международная научно-практическая конференция  
«Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений  
углеводородов» (HCFD-2014)**

В рамках форума планируется работа выставки  
«Техника и технологии освоения месторождений углеводородов»  
<http://vniigaz.gazprom.ru/hcfd2014>



22-23 октября 2014 г.

**Молодежная научно-практическая конференция  
«Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных  
месторождений» (SMUIR-2014)**

<http://vniigaz.gazprom.ru/smuir2014>



29-30 октября 2014 г.

**V Международная конференция  
«Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа:  
Арктика и Дальний Восток» (ROOGD-2014)**

<http://vniigaz.gazprom.ru/roogd2014>



10-14 ноября 2014 г.

**VII Отраслевое совещание  
«Состояние и основные направления развития сварочного  
производства ОАО «Газпром» (СВАРКА-2014)**

<http://vniigaz.gazprom.ru/svarka2014>



18-19 ноября 2014 г.

**VI Международная научно-техническая конференция  
«Компьютерные технологии поддержки принятия решений  
в диспетчерском управлении газотранспортными  
и газодобывающими системами» (DISCOM-2014)**

<http://vniigaz.gazprom.ru/discom2014>

# Опыт заправки гибкой трубы геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

## Belorusneft Experience of Loading the Logging Cable into The Coiled Tubing

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, А.В. СЕРЕБРЕННИКОВ, Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ, Д.В. ПОРОШИН, В.В. ПОЛОГЕЕНКО, Ю.А. БУТОВ, П.В. РЕВЯКОВ, Д.А. ЗАКРУЖНЫЙ, А.Н. КОБЕЦ, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»; А.В. РОБИН, А.И. АЛЕКСЕЕВ, Э.Г. КАГИРОВ, Ю.А. СОТНИКОВ, ООО «Псковгеокабель»

N. DEMYANENKO, A. SEREBRENNIKOV, D. TRETYAKOV, D. POROSHIN, V. POLOGEENKO, Y. BUTOV, P. REVYAKOV, D. ZAKRUZHNY, A. KOBETS, Production Association Belorusneft; A. ROBIN, A. ALEKSEYEV, E. KAGIROV, Y. SOTNIKOV, Pskovgeokabel

Гибкие трубы (ГТ) ранее применялись в основном при капитальном ремонте скважин в ограниченной технологической нише: промывка скважин после ГРП и вызов притока из пласта. В последние годы в связи с ростом бурения горизонтальных скважин ГТ стали применяться при геофизических исследованиях скважины, перфорационных работах, колтюбинговом бурении на депрессии. При данных операциях контроль внутрискважинных параметров в режиме реального времени является основным требованием выполнения работ. Качество выполнения колтюбинговых работ в режиме реального времени зависит от кабельной линии связи, которая образуется при наличии геофизического кабеля в ГТ. Геофизический кабель заправляется на заводе – изготовителе ГТ, а также с применением специализированного оборудования или при проведении технологических операций. Заправка ГТ геофизическим кабелем выполняется при следующих необходимых работах: оснащение ГТ новым кабелем; замена кабеля в случае его повреждения; извлечение (заправка) кабеля в случае повреждения ГТ с последующим проведением ее ремонта.

С целью профилактики и исключения технологических нарушений, связанных с повреждением ГТ и геофизического кабеля, необходимо выполнять ряд мероприятий, перечень которых приведен на рис. 1.

Существует несколько вариантов технологий оснащения ГТ геофизическим кабелем или его замены в случае износа:

- спуск в скважину ГТ и последующий спуск в ГТ геофизического кабеля;

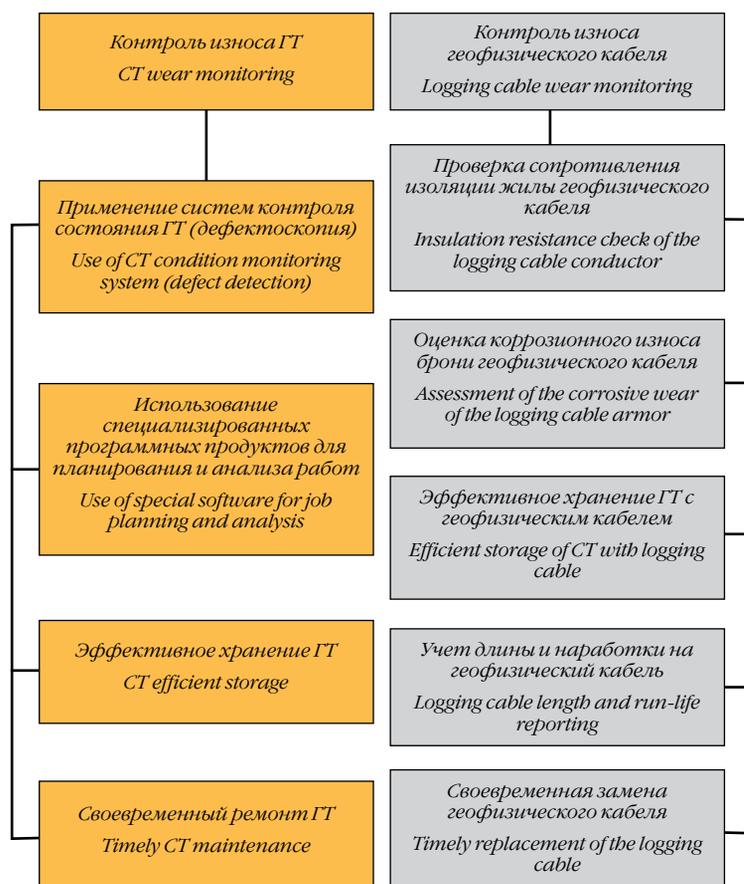


Рисунок 1 – Мероприятия для исключения технологических нарушений, связанных с повреждением ГТ и геофизического кабеля

Figure 1 – Measures to prevent and to eliminate process disturbances related to CT and logging cable damage

- расположение ГТ на поверхности земли с последующим оснащением ГТ геофизическим кабелем гидравлическим способом (замывкой);
- применение кабельного инжектора, сочетающего механическое проталкивание геофизического кабеля с его замывкой при расположении ГТ на узле намотки.

Заправка ГТ геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проводилась как путем спуска ГТ в скважину, так и с применением кабельного инжектора.

В процессе заправки ГТ геофизическим кабелем путем спуска ГТ в скважину выявлены следующие недостатки:

- 1) низкий уровень безопасности ведения работ;
- 2) продолжительное время выполнения работ (96 часов);
- 3) высокие финансовые затраты на реализацию технологии;
- 4) дополнительный износ ГТ в процессе ее спуска в скважину и намотки на узел намотки колтюбинговой установки;
- 5) высокая степень риска проводимых работ;
- 6) наличие безопасной для спуска ГТ скважины глубиной, превышающей длину ГТ до 5%.

Для исключения технологических осложнений и проблем безопасности в процессе работ специалисты РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с применением комплекта оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем (кабельного инжектора, рис. 2) производства ООО «Псковгеокабель» выполнили извлечение поврежденного геофизического кабеля из ГТ 50,8 мм (длина 3700 м) с последующей заправкой в ГТ 50,8 мм нового геофизического кабеля (диаметр 9,4 мм) в металлической броне длиной 3760 м.

Комплект оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем производства ООО «Псковгеокабель» предназначен для заправки ГТ геофизическим кабелем и замены поврежденного путем механического его проталкивания в полость ГТ и закачкой высокоскоростного потока жидкости (рис. 3). Состав комплекта оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем представлен на рис. 4.

В комплект оборудования входит устройство намотки кабеля (отдающее устройство) 1, на котором монтируется приемный барабан (бухта) 2 с геофизическим кабелем. Далее



**Рисунок 2 – Кабельный инжектор производства ООО «Псковгеокабель»**

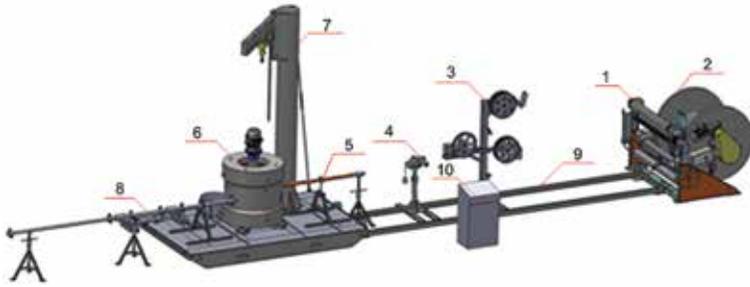
**Figure 2 – Cable injector manufactured by Pskovgeokabel**

Formerly coiled tubing (CT) was used mainly for well workover in a narrow technological niche: post-frac well clean-out and stimulation treatment. In recent years due to the increased drilling of horizontal wells, CT has been used for geophysical well logging, perforation jobs, and underbalanced CT drilling. During such jobs online monitoring of the down-hole parameters is the main requirement for the performance of operations. The quality of the



**Рисунок 3 – Комплект оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем**

**Figure 3 – Set of equipment for loading the logging cable into the CT**



1 – устройство намотки кабеля; 2 – приемный барабан (бухта); 3 – компенсатор; 4 – механический счетчик; 5 – сальниковое устройство; 6 – кабельный инжектор; 7 – грузоподъемная стрела с талью; 8 – кабельный ускоритель; 9 – металлическая разборная рама; 10 – пульт управления

1 – spooling unit; 2 – reel (cable coil); 3 – compensator; 4 – mechanical counter; 5 – stuffing box; 6 – cable injector; 7 – lifting beam with hoist; 8 – cable accelerator; 9 – dismountable metal frame; 10 – control panel

**Рисунок 4 – Состав комплекта оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем**

**Figure 4 – Composition of the equipment set for equipping the CT with the logging cable**

кабель раскладывается в компенсаторе 3 контроля натяжения кабеля и протягивается через механический счетчик 4, позволяющий вести учет длины кабеля, замытого в ГТ. Далее кабель подается через сальниковое устройство 5 в кабельный инжектор 6. Сальниковое устройство обеспечивает герметизацию кабеля при его замыске в ГТ. Монтаж и демонтаж приводного механизма кабельного инжектора выполняется с помощью грузоподъемной стрелы с талью 7. Из кабельного инжектора кабель проходит через кабельный ускоритель 8 для обеспечения свободного продвижения кабеля через ГТ. Рабочая жидкость (вода) подается в ГТ через манифольдный тройник. Интенсивность потока через кабельный ускоритель регулируется путем изменения перепада давления на дросселе с ручным управлением. Продвижение геофизического кабеля внутри ГТ обеспечивается высокоскоростным потоком жидкости. Для отвода просачивающейся в сальниковом устройстве жидкости служит дренажная линия. С целью опоры и монтирования на одном уровне элементов комплекта оборудования предусмотрена разборная металлическая рама 9. Управление всеми механизмами комплекта оборудования, а также контроль заправки геофизического кабеля в ГТ осуществляется с помощью пульта управления 10.

Технические характеристики комплекта оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем:

- максимальное рабочее давление – 70 МПа;
- диаметр заправляемого кабеля – 9,4 и 10,2 МПа;
- максимальная скорость заправки кабеля – до 50 м/мин;

performance of CT operations depends on the cable communication line which is set up if the logging cable is lodged in the coiled tubing. The logging cable is loaded at the CT manufacturing plant as well as by means of special equipment or during production operations. The logging cable is loaded into the coiled tubing during the following operations: equipping of the CT with a new cable; replacement of the cable if damaged; removal/loading of the cable from/into the CT in case of CT damage with subsequent maintenance.

In order to prevent and to eliminate process disturbances related to CT and logging cable damage it is necessary to implement a set of measures the list of which is given in Fig. 1.

There are several methods of equipping coiled tubing with a logging cable or its replacement in case of wear:

- running-in-hole of the CT and subsequent lowering of the logging cable into the CT;
- deploying the CT on the land surface and then hydraulically equipping the CT with the logging cable;
- using a cable injector combing mechanical pushing of the logging cable and hydraulic equipping if the CT is on the reel.

The logging cable was loaded both by running-in-hole of the CT and using a cable injector.

When loading the logging cable into the CT by running-in-hole the following drawbacks were identified:

- 1) low level of operational safety;
- 2) long duration of the operation (96 hours);
- 3) high financial costs of implementation;
- 4) additional wear of the CT during running in-hole and winding back onto the reel of the coiled tubing rig;
- 5) high risk level of the operation;
- 6) presence of a well which would be safe for running-in-hole with a depth exceeding the CT length by up to 5%.

In order to prevent and to eliminate process disturbances and safety issue during operations, specialists from Belorusneft using a set of equipment for loading the logging cable into the CT (a cable injector, Fig. 2) manufactured by Pskovgeokabel removed the damaged logging cable from the 50.8 mm CT (3700 m long) and then loaded a new logging cable (9.4 mm diameter) with metal armor and a length of 3760 m into the CT.

The equipment set for loading the logging cable into the CT manufactured by Pskovgeokabel is designed to equip the CT with the logging cable and replacement of the damaged cable by mechanically pushing the cable into the CT cavity and injection of high-velocity fluid flow (Fig. 3). The composition of the equipment set for equipping the CT with the logging cable is given in Fig. 4.

The equipment set includes a spooler (pay-off) [1],

- рабочая среда – вода;
- масса всего комплекта оборудования – 800 кг;
- привод кабельного инжектора – электрический;
- номинальное напряжение питания – 380 В;
- потребляемая мощность – 18 кВт;
- номинальная частота тока – 50 Гц;
- максимальная масса приемного барабана – 3800 кг.

\*Для других типоразмеров кабеля проводится замена сальникового устройства.

Режимно-технологические параметры заправки ГТ 50,8 мм геофизическим кабелем 9,4 мм приведены в табл. 1.

**Таблица 1 – Режимно-технологические параметры заправки геофизического кабеля 9,4 мм в ГТ 50,8 мм**

**Table 1 – Technological parameters of equipping the 50.9 mm CT with the 9.4 mm logging cable**

<b>Режимные параметры Operating parameters</b>	<b>Значение Value</b>
Давление нагнетания <i>Injection pressure</i>	20–25 МПа 20–25 MPa
Расход жидкости <i>Fluid flow rate</i>	5–10 л/с 5–10 l/sec
Скорость заправки кабеля <i>Cable loading speed</i>	5–12 м/мин 5–12 m/min

Общее время на выполнение работ по заправке геофизического кабеля в ГТ 50,8 мм с учетом сборки, настройки и разборки комплекта оборудования составило 48 часов.

Результаты работ с применением комплекта оборудования для оснащения ГТ геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» показали:

1. Комплект оборудования (кабельный инжектор) работоспособен и предназначен для выполнения работ по заправке (извлечению) геофизического кабеля в ГТ.
2. В процессе работ обеспечен высокий уровень безопасности выполнения работ на отдельно отведенной площадке в сравнении с работами по заправке кабеля в спущенную в скважину ГТ.
3. Затраты времени на заправку ГТ геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора в 2 раза меньше, чем при заправке кабеля в спущенную в скважину ГТ.
4. Кабельный инжектор позволяет: выполнять своевременный ремонт ГТ, оснащенной геофизическим кабелем; замывать необходимую дополнительную длину геофизического кабеля; снизить финансовые затраты на проведение работ по замене геофизического кабеля.

Если сравнивать существующие технологии

on which a reel (cable coil) is mounted [2] with the logging cable. Then the cable is placed into the compensator [3] of the cable tension control and stretched through the mechanical counter [4] which allows keeping track of the cable length loaded in the CT. Then the cable is fed through the stuffing box [5] into the cable injector [6]. The stuffing box ensures cable sealing when loading into the CT. The actuator of the cable injector is mounted and dismantled using a lifting beam with a hoist [7]. From the cable injector the cable goes through the cable accelerator [8] to ensure free movement of the cable through the CT. The working fluid (water) is fed into the CT through a manifold T-piece. The intensity of the flow through the cable accelerator is regulated by changing the pressure differential on the manually operated choke. The movement of the logging cable inside the CT is ensured by high-velocity fluid flow. The infiltrating fluid in the stuffing box is removed using a drainage line. To ensure support and same-level installation of the components of the equipment set a dismantlable metal frame is provided [9]. All the mechanisms of the equipment set and loading of the logging cable into the CT is controlled from the control panel [10].

Technical characteristics of the equipment set for equipping the CT with the logging cable:

- maximum working pressure – 70 MPa;
- \*diameter of the loaded cable – 9.4 and 10.2 mm;
- Maximum reeving speed – up to 50 m/min;
- working medium – water;
- total weight of the equipment – 8000 kg;
- drive of the cable injector – electric;
- rated supply voltage – 380 V;
- required power – 18 kW;
- rated current frequency – 50 Hz;
- maximum weight of the take-up reel – 3800 kg.

\*In case of other types and sizes of the cable the stuffing box is replaced.

Technological parameters of equipping the 50.8 mm CT with the 9.4 mm logging cable are given in Table 1.

The total duration of loading the logging cable into the 50.8 mm CT including assembly, adjustment and disassembly of the equipment set amounted to 48 hours.

Use of the equipment set for equipping the CT with the logging cable by Belorusneft produced the following findings:

1. The equipment set (the cable injector) is operational and is designed to load/remove the logging cable into/from the CT.
2. A high level of operational safety is ensured by using a dedicated site compared to cable loading into the run-in-hole CT.
3. Loading of the logging cable into the CT using the cable injector requires twice as little time as loading of the cable into the run-in-hole CT.
4. The cable injector makes it possible to perform timely maintenance of the CT equipped with the logging

заправки кабеля в ГТ, то станут очевидны преимущества технологии применения кабельного инжектора. С целью безопасного ведения работ, продления срока службы ГТ, снижения времени выполнения работ и сокращения финансовых затрат замену геофизического кабеля в ГТ предпочтительно производить с использованием кабельного инжектора. ©

cable; to lower the additional required length of the logging cable; to reduce financial costs for the replacement of the logging cable.

When compared to the existing methods of loading the cable into the CT the advantages of using a cable injector become apparent. To ensure operational safety, prolonged service life of the CT, reduction in the performance time and financial costs, it is preferable to replace the logging cable using a cable injector. ©

## Кабельный инжектор для работы с кольтюбингом

### Cable Injector for Coiled Tubing Operations

ООО «Псковгеокабель» успешно освоило производство новой для себя шлангокабельной продукции (полимерные армированные трубы), востребованной на внутреннем и внешнем рынках.

Впервые тематика полимерных армированных труб появилась на предприятии в 2005 году. К тому времени было уже освоено производство специальных геофизических кабельных линий повышенной осевой жесткости для исследования горизонтальных скважин или доставки геофизических приборов до забоя скважин по их горизонтальному участку. До настоящего времени ООО «Псковгеокабель» является единственным производителем этой востребованной продукции. Самые первые полимерные армированные трубы задумывались как альтернатива кабелю или настоящему кольтюбингу – гибкой стальной трубе.

Уже в 2006 году был получен первый опыт работ с полимерной армированной трубой на скважине в Волгоградской области, предназначавшейся под ликвидацию. Была успешно пройдена глухая парафино-песчаная пробка на глубине 450 м путем промывки горячей водой. Использовалась



*Рисунок 1 – Первый опыт работы с полимерной армированной трубой*

*Figure 1 – The first experience in operating polymer armored tubing*



*Рисунок 2 – Освоение фонтанной скважины в Самарской области, ПКС-3,5Э с ГСПТ 38 мм. Глубина скважины 3100 м, глубина спуска ГСПТ 2150 м, рабочее давление 150 атм., отбор жидкости 65 м³ (ООО «Нефтесервис-НН»)*

*Figure 2 – Development of a flow well in Samara oblast, cable truck PKS-3.5E with 38-mm steel-polymer carrying tubing. Well depth – 3100 m; tubing running depth – 2150 m; working pressure – 150 atm., fluid flowback – 65 m³ (Nefteservis-NN)*

Pskovgeokabel has successfully set up new production of flexible drill-strings (polymer armored tubing) which are in demand both in the domestic and foreign markets.

Polymer armored tubing first appeared at the enterprise in 2005. By that time the company had



**Рисунок 3 – Удаление воды с забоя газовой скважины месторождения Комсомольское, ПКС-5Г с ГСПТ 38 мм, глубина отбора 950 м, давление в скважине 30 атм (2009 год) (ООО «ТехСервис ЗЛТ»)**

**Figure 3 – Elimination of water from gas-well bottom-hole in Komsomolskoye field, cable truck PKS-5G with 38-mm steel-polymer carrying tubing, tubing running depth – 950 m; down-hole pressure – 30 atm. (2009) (TekbServis ZLT)**

полимерная армированная труба с внутренним диаметром 15 мм, размещенная на автовымотке.

Постепенно был освоен целый ряд технологических операций, выполняемых с помощью спецподъемников с полимерной армированной трубой. В их числе освоение скважин, нормализация забоя, промывка ствола скважины от пропантового остатка, ликвидация гидратных и асфальтеновых пробок, удаление воды с забоя газовых скважин и др.

С появлением все большего количества технологий, одновременно требующих наличия гидравлического канала для подачи технологических жидкостей и газов, а также силового кабеля для контроля и исследований процессов, происходящих в скважине, возникла необходимость в оснащении полимерных армированных труб геофизическим кабелем.

Изначально кабель помещался в полость трубы при ее изготовлении. Минусом было то, что в случае выхода из строя кабеля его невозможно было заменить. И первое, что на предприятии научились делать – это извлекать кабель из полости полимерной трубы потоком жидкости. Затем по аналогии начали искать решение проблемы запасовки кабеля обратно. В ходе экспериментов были изготовлены первые прототипы кабельных инжекторов, предназначенных для запасовки бронированных геофизических кабелей и геофизических кабелей в полимерной оболочке диаметрами от 5 до 7,8 мм и длиной до 1500 м. Но желание заказчиков заставляло запасовывать кабели все большего диаметра и длины, что приводило к новым трудностям. Постепенно кабельный инжектор совершенствовался, как и технологические возможности для его изготовления, что в конечном итоге и позволило изготовить кабельный инжектор с характеристиками, удовлетворяющими потребности заказчиков.

В 2013 году к специалистам ООО «Псковгеокабель» обратились представители РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с просьбой оценить возможность применения кабельного инжектора для работы со стальными гибкими трубами (ГТ). И кабельный инжектор был адаптирован для данных задач. ☉

already set up production of special geophysical cable lines with increased axial stiffness for horizontal well surveys or the delivery of geophysical tools to the bottom-hole via the horizontal section of the well. At present Pskovgeokabel is the only manufacturer of such highly-demanded products. The very first polymer armored tubes were designed as an alternative to cables or coiled tubing.

As far back as 2006 the first experience in operating polymer armored tubing was gained at a well located in Volgograd oblast and scheduled for abandonment. A paraffin-sand blind plug was successfully overcome at the depth of 450 m by flushing with hot water. A polymer armored tubing with the internal diameter of 15 mm mounted on a spooling device was used.

Gradually a whole range of technological operations was implemented using special pulling units with polymer armored tubing. Such operations included well testing, bottom-hole cleaning, bottom-hole flushing to remove proppant residues, removal of hydrate and asphaltene plugs, elimination of water from gas-well bottom-hole, etc.

With the appearance of increasing number of technologies requiring both a hydraulic canal to feed process fluids and gases and a power cable to control and study the processes inside the well, it has become necessary to equip polymer armored tubing with a logging cable.

Initially the cable was placed inside the tubing cavity when manufactured. The drawback was that in case of cable failure it was impossible to replace it. And the first thing the company learnt to do was to extract the cable from the polymer tubing with fluid flow. Afterwards, in the similar fashion, the company started searching for a way to reeve the cable back. The experiments produced the first prototypes of cable injectors designed to reeve armored logging cables in polymer sheathing with the diameter of 5 to 7.8 mm and the length of 1500 m. However, customers required reeving of cables with an increasing diameter and length which led to new challenges. Gradually both the cable injector and the technological capabilities for its manufacture which eventually allowed producing a cable injector with characteristics which met customers' requirements.

In 2013 specialists at Pskovgeokabel received a request from the representatives of Belorusneft to assess the possibility of using a cable injector to work with flexible steel lines. Consequently, the cable injector was adapted for those tasks. ☉

# ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА, СНИЖАЮЩИЕ РИСКИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИНЫ

## FRACTURING TECHNOLOGIES DIMINISHING THE RISKS OF WELL WATERING

Процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее востребованных методов интенсификации работы скважины. Успешность проведения процесса зависит от многих факторов: строения пласта, состояния скважины, выбранной технологии ГРП, качества жидкости разрыва. В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) промышленной химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработаны технологии ГРП, уменьшающие риски увеличения процента обводненности нефти после проведения операции интенсификации.

Fracturing process is one of the most demanded methods of production enhancement. Its success depends on many factors like the composition of the formation, the state of the well, the selected fracturing technologies, the quality of fracturing fluid. The laboratory of Industrial Chemistry Scientific and Educational Center at I. M. Gubkin Russian State Oil and Gas University developed a technology that brings down the risks of oil watering after production enhancement operations.

Л.А. МАГАДОВА, д. т. н., профессор; М.А. СИЛИН, д. х. н., профессор; Д.Н. МАЛКИН, В.А. ЦЫГАНКОВ, к. т. н., В.Г. САВАСТЕЕВ, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

L. MAGADOVA, EngD, prof.; M. SILIN, D.Chem., prof.; D. MALKIN, V. TSYHANKOV, Cand.Sc.; V. SAVASTEEV, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из самых популярных методов интенсификации нефтедобычи (ИН) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). На примере ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1) видно, что эффективность гидроразрыва была доказана временем, прослеживается динамика увеличения количества операций по годам. На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП стали применять около двух десятилетий назад. С тех пор выполнено более 12 тыс. скважино-операций, а дополнительная добыча нефти превысила 24 млн т [1].

В начале 1990-х годов количество операций гидроразрыва исчислялось десятками, но к концу 2000-х годов счет перешел на сотни и тысячи. К примеру, только в 2011 году на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведено более 1300 операций.

Из представленных данных, безусловно, прослеживается актуальность проведения данного процесса. Однако повальное применение ГРП часто может приводить к проблемам,

At present hydraulic fracturing is one of the most popular methods of production stimulation and enhanced oil recovery. The example of LUKOIL-Western Siberia (Fig. 1) shows that the efficiency of hydraulic fracturing has been proven over time – the number of operations has increased from year to year. Hydraulic fracturing was first used in the fields of LUKOIL-Western Siberia around two decades ago. Since then over 12 thousand jobs have been performed and the incremental oil production has exceeded 24 million tons.

In the early 1990s the number of hydraulic fracturing operations were several dozen whereas in the late 2000s their number reached hundreds and thousands. For instance, only in 2011 over 1300 operations were performed in the fields of LUKOIL-Western Siberia.

The reports prove beyond doubt the applicability of this process. However, indiscriminate use of hydraulic fracturing can cause problems related to increased well watering (Table 1).

Increased post-frac well watering can be attributed to premature water breaking through the body of the fracture; to the penetration of the fracture into the upper and lower water-saturated interlayers; to behind-

связанным с повышенной обводненностью (табл. 1) [2].

Рост обводненности после ГРП может быть связан с кинжальным прорывом нагнетаемой воды по телу трещины; с проникновением трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки; с заколонными перетоками при нарушении герметичности цементного камня из-за действия повышенного давления; со снижением фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде.

Порой добывающие компании, руководствуясь текущей рентабельностью мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи, не придают должного значения существующим рискам. Именно поэтому «плохая» вода может в течение всего нескольких лет стать причиной «гибели» скважины.

В качестве примера негативного воздействия процесса ГРП на объект разработки можно рассмотреть одно из нефтяных месторождений Республики Казахстан, на котором в 2003 году с целью увеличения добычи нефти был внедрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Объект характеризуется следующими параметрами: терригенный коллектор, малая глубина залегания – до 1100 м, невысокая пластовая температура 40 °С, большая неоднородность по проницаемости – от 0,03 до 1,5 мкм<sup>2</sup>. Средняя обводненность продукции на 2003 год составляла 81,2%.

В период с 2004 по 2009 год в общей сложности было проведено более 400 операций ГРП, в результате которых была получена дополнительная добыча нефти в районе 2,6 млн т, однако, несмотря на увеличение общей добычи нефти, было отмечено увеличение обводненности продукции до 88,5%. Операции гидроразрыва пласта в массовом порядке были прекращены и возобновились только в 2011 году в виде точечных работ на объектах после бурения.

К 2014 году средняя обводненность по месторождению составила около 89,4%. Однако вследствие падения общей добычи нефти и ввиду того, что гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, стало необходимым совершенствование процесса ГРП с целью возможности применения данного метода на объектах с повышенной обводненностью либо близлежащей зоной ВНК.

В 2000-х годах зарубежные и отечественные компании начали вести активные работы по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить обводненности после проведения операций гидроразрыва.

Можно выделить три основные группы технологий, зарекомендовавших себя в качестве эффективных. Каждая из этих групп направлена на решение конкретной проблемы, способствующей повышению обводненности скважинной продукции после проведения ГРП.



**Рисунок 1 – Динамика выполнения ГРП по территориально-производственным предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

**Figure 1 – History of hydraulic fracturing jobs by territorial branches of LUKOIL-Western Siberia**

**Таблица 1 – Результаты ГРП по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за 2005 год**

**Table 1 – Fracching results at LUKOIL-Western Siberia in 2005**

ТПП / TRP	Количество скважин Number of wells	Средняя вскрытая толщина пласта, м Average penetrated thickness, m	Объем проппанта на одну скважину, т Amount of proppant per well, tons	Прирост дебиты нефти, т/сут Incremental oil rate, tons/day	Средняя обводненность, % Average watering, %		Количество скважин с ростом обводненности Number of wells with increased watering		Дополнительная добыча нефти с начала года, тыс. т Incremental oil production since the beginning of the year, thousand tons
					до ГРП before fracching	после ГРП after fracching	< 30 %	> 30 %	
ЛНГ LNG	103	10	23	9,2	42,6	61,1	58	45	154,5
УНГ UNG	112	7,8	18,1	11,5	84	54	94	18	207,9
КНГ KNG	433	8,3	30,2	15,4	35,2	82,1	20,3	230	932,3
ПНГ PNG	149	5,6	26,4	11,7	57,5	59	99	50	220,9
Л-ЗС LZS	797	7,9	26,9	13,7	47,7	71,1	454	343	1515,6

the-casing flows in case of leakages in the cement stone caused by increased pressure, and to decreased oil relative permeability and increased water relative permeability.

Occasionally producing companies motivated by the current cost efficiency of oil and gas production stimulation do not attach due significance to the existing risks. That is the reason why in the course of several years 'bad' water can cause 'demise' of the well.

One of the oilfields in Kazakhstan, where in 2003 hydraulic fracturing was introduced to enhance oil recovery, can serve as an example of adverse impact of fracching on the production site.

The site has the following characteristics: terrigenous reservoir, shallowness – up to 1100 m, low reservoir temperature – 40 °C, high permeable heterogeneity – from 0.03 to 1.5 μ<sup>2</sup>. The average watering in 2003 was 81.2%.

From 2004 to 2009 a total of 400 fracching jobs had been performed which yielded around 2.6 million tons of incremental ultimate recovery; however, despite the increase in the total oil production, reportedly, watering increased up to 88.5%. Mass-scale fracching

1. Применение модификаторов относительной фазовой проницаемости во время проведения операций ГРП с целью снижения притока подстилающей или законтурной воды. Данная группа технологий эффективна к применению в условиях близкого водонефтяного контакта в высокообводненных скважинах, причем в скважинах с большей начальной обводненностью данная технология показывает более высокий эффект. Эффект достигается за счет адсорбции полимера-модификатора на породе и его селективному набуханию в водной среде [3].
2. Ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту при отсутствии достаточной контрастности горизонтальных напряжений между нижележащим и вышележащим пропластками. Эффект достигается за счет размещения искусственных пропантных барьеров в продуктивном пласте при предварительной закачке смеси пропантов разных фракций перед основным ГРП. Осаждение смеси в процессе развития трещины ограничивает ее рост в высоту.
3. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения эффективного давления, достигающегося применением маловязких жидкостей разрыва. К маловязким жидкостям разрыва можно отнести линейные полисахаридные гели или бесполимерные жидкости на основе поверхностно-активных веществ. За счет невысокой вязкостной составляющей таких жидкостей их утечка в пласт является значительной, что помогает держать эффективное давление на достаточно низком уровне, однако их высокая упругая составляющая позволяет безбоязненно применять такие жидкости для транспортировки пропантанта.

В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводится разработка новых химических реагентов и технологий, направленных на оптимизацию процесса ГРП и увеличение эффективности от обработки.

Специалистами НОЦ «Промысловая химия» были разработаны и внедрены технологии пропантного гидравлического разрыва, уменьшающие риск повышения обводненности добываемой продукции:

- пропантный ГРП с применением маловязких жидкостей разрыва;
- пропантный ГРП с изоляцией водопритока.

Остановимся на данных технологиях подробнее.

Как уже было описано в статье, при проведении ГРП на горизонтах с близкорасположенными зонами ВНК и ГНК существует большой риск прорыва межпластовых перемычек жидкостью разрыва и резкого обводнения (вплоть до 100%) или насыщения продукции скважины попутными

operations were suspended and then resumed only in 2011 in the form of post-drilling pin-point jobs.

By 2014 the average field watering was around 89.4%. However, as a result of the decline in oil production and due to hydraulic fracturing being one of the most efficient methods of enhanced oil recovery it became necessary to improve the fracturing process to ensure the applicability of this technique on sites with high watering or a nearby oil-water contact zone.

In 2000s foreign and domestic companies started active search for and introduction of new hydraulic fracturing technologies which would reduce post-frac watering.

It is possible to single out three main groups that proved to be efficient. Each of those groups aim to solve a specific issue which facilitates high post-frac watering.

1. Use of relative permeability modifiers during hydraulic fracturing to reduce the influx of bottom or edge water. This group of technologies is efficient when used in close oil-water contact in highly watered wells; moreover, better effect is achieved in wells with higher initial watering. The effect is produced due to the absorption of polymer modifier and its selective swelling in water.
2. Restriction of uncontrolled fracture in-height growth in the absence of sufficient contrast of horizontal stresses between the lower and upper interlayers. The effect is achieved by placing artificial proppant barriers in the producing formation with the preliminary injection of the blend of propping agents with different fractions before the main hydraulic fracturing. Sedimentation of the blend during the fracture widening restricts its growth in height.
3. Restriction of fracture in-height growth by reducing the effective pressure achieved by using low-viscosity fracturing fluids. Low-viscosity fracturing fluids include linear polysaccharide gels or polymer-free fluids based on surface-active agents. Due to the low-viscosity component of such fluids their leakage into the formation is considerable which allows maintaining the effective pressure at a sufficiently low level; however, their highly elastic component ensures easy use of such fluids to deliver the proppant.

The laboratories of the science and study center Promyslovaya khimiya (Oilfield Chemistry) at Gubkin Russian State University of Oil and Gas are developing new chemical reagents and technologies aimed at optimizing hydraulic fracturing and increasing the efficiency of treatment.

Specialists from the Center have developed and implemented technologies of proppant fracturing which reduce the risk of increased watering:

- proppant fracturing using low-viscosity fracturing fluids;
- proppant fracturing with water zone isolation.

Let's discuss the above technologies more in detail.

As it has already been mentioned in the article, when performing hydraulic fracturing in horizons with close oil-water contact and gas-oil contact zones, there is a great risk of the fracturing fluid

газами. Одним из способов контроля развития трещины по высоте является применение средне- и маловязких жидкостей разрыва. Как известно, раствор полисахарида – так называемый линейный гель – обладает гораздо меньшей вязкостью, чем обычно применяемые сшитые гели, но, как правило, его технологические показатели (фильтратоотдача и способность транспортировать проппант) снижаются при уменьшении вязкости. Однако разработанные в НОЦ «ПХ» маловязкие жидкости обладают малой фильтратоотдачей, приближенной к сшитым полисахаридным гелям, и решают одну из упомянутых проблем, что повышает эффективность жидкости ГРП.

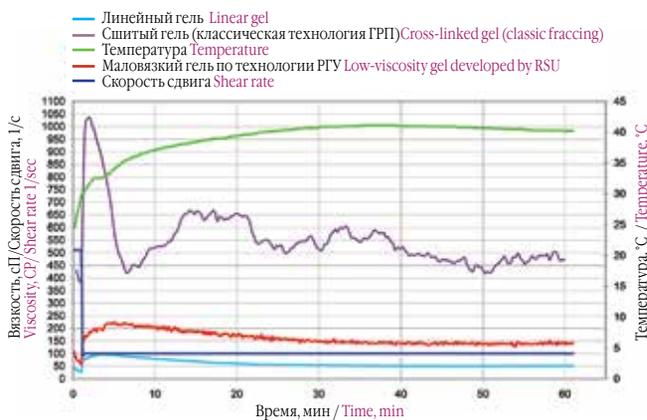
Маловязкие жидкости разрыва включают в себя:

Полисахарид гуарового ряда – гелеобразователи ГПГ-1 или ГПГ-слорри в концентрациях 2,0–3,0 кг/м<sup>3</sup> и 5,0–6,0 л/м<sup>3</sup> соответственно;

ПАВ комплексного действия – ПАВ-РД;

Сшивающий агент – сшиватель БС-1 или СП-РД в концентрациях 0,2–0,5 л/м<sup>3</sup> и 2,0–4,0 л/м<sup>3</sup> соответственно.

Примером хорошей работоспособности сшитого маловязкого геля в сравнении с линейным гелем служит график температурной стабильности, жидкостей разрыва – сшитого, маловязкого и линейного геля – с нагрузкой гелеобразователя 3,0 кг/м<sup>3</sup>, представленный на рис. 2.



**Рисунок 2 – Термостабильность сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля. Загрузка гелеобразователя ГПГ-1 – 3,0 кг/м<sup>3</sup>, температура – 40 °С**

**Figure 2 – Temperature stability of the cross-linked, low-viscosity and linear polysaccharide gel. GPG-1 gelation agent fed at 3.0 kg/m<sup>3</sup>, temperature 40 °C**

Вязкостные характеристики жидкости измерялись на приборе Fann 50 в соответствии с ISO 13503-1.

Исследования статической фильтрации проводились согласно ISO 13503-4. Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 2.

В 2013 году было проведено 5 обработок ГРП с маловязкими жидкостями разрыва по технологии РГУ, при этом технологический процесс – темпы закачки, объемы и концентрации проппанта, объемы жидкости разрыва – оставались

breaking through the inter-reservoir barrier and of rapid watering (up to 100%) or saturation of the well products with associated gases. One of the ways to control the fracture growth in height is to use medium and low-viscosity fracturing fluids. As it is well-known, polysaccharide solution – so called linear gel – has much lower viscosity than commonly used cross-linked gels; but, as a rule, its technical characteristics (filtrate return and ability to transport the proppant) deteriorate with the decrease in viscosity. However, the low-viscosity fluids developed by the Center have low filtrate return similar to cross-linked polysaccharide gels and solve the above mentioned problem which improves the efficiency of fracturing fluid.

Low-viscosity fracturing fluids include:

Guar-type polysaccharide – gelation agents GPG-1 or GPG-slurry concentrated 2.0–3.0 kg/m<sup>3</sup> and 5.0–6.0 l/m<sup>3</sup> respectively;

Surface-active agent with combined effect – PAV-RD;

Cross-linking agent – cross-linker BS-1 or SP-RD concentrated 0.2–0.5 l/m<sup>3</sup> or 2.0–4.0 l/m<sup>3</sup> respectively.

An example of the high performance of a cross-linked low-viscosity gel compared to a linear gel is given in the diagram of temperature stability of the fracturing fluids – cross-linked, low-viscosity or linear gel – with the gelation agent fed at 3.0 kg/m<sup>3</sup> as shown in Fig. 2.

The viscosity characteristics of the fluid have been measured using Fann 50 according to ISO 13503-1.

Filtration tests have been run according to ISO 13503-4. The results of the filtration tests are given in Table 2.

**Таблица 2 – Фильтрационные характеристики сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля при температуре 40 °С и перепаде давления 1000 psi (6,89 МПа)**

**Table 2 – Filtration characteristics of the cross-linked, low-viscosity and linear polysaccharide gel at the temperature of 40 °C and pressure differential of 1000 psi (6.89 MPa)**

Жидкость разрыва Fracturing fluid	Коэффициент коркообразования, $C_w \cdot 10^{-4} \text{ м/мин}^{1/2}$ Wall building coefficient, $C_w \cdot 10^{-4} \text{ m/min}^{1/2}$	Потери при мгновенной фильтрации, $S_D \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2$ Losses at instantaneous filtration, $S_D \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^2$
Линейный гель Linear gel	11,4	11,9
Маловязкий гель по технологии РГУ нефти и газа Low-viscosity gel developed by RSU of Oil and Gas	7,1	5,4
Сшитый гель (классическая технология ГРП) Cross-linked gel (classic fracturing)	5,4	1,7

In 2013 five fracturing treatments were performed using low-viscosity fracturing fluids with the technology developed by RSU; furthermore, the technological process – the injection rate, proppant volumes and concentrations, fracturing fluid volumes – remained the

такими же, как и при классическом ГРП. График проведения процесса представлен на рис. 3.

Еще одним способом предотвращения увеличения обводненности добываемой продукции является совмещение процессов изоляции притока воды и интенсификации добычи нефти.

Сущность разработанной в НОЦ «ПХ» технологии ГРП с изоляцией водопритоков (ГРП с ИВП) заключается в закачке в пласт на стадии «буфера» гелированной жидкости на углеводородной основе, которая, с одной стороны, создает трещину ГРП необходимой геометрии, а с другой стороны, является селективным водоизолирующим агентом. На второй стадии происходит закачка жидкости-песконосителя на водной полисахаридной основе с проппантом. Схематично процесс ГРП с ИВП можно представить, как показано на рис. 4.

Остановимся подробнее на механизме действия водоизолирующего агента. Углеводородный гель представляет собой дизельное топливо, загущенное реагентами комплексов гелирующих «Химеко-Т» либо «Химеко-Н».

В состав комплекса гелирующего «Химеко-Т» входят:

- Гелеобразователь «Химеко-Т» – является смесью органических ортофосфорных эфиров.
- Активатор «Химеко-Т» – представляет собой углеводородный раствор органических соединений алюминия.

Состав комплекса гелирующего «Химеко-Н» включает в себя:

- гелеобразователь «Химеко-Н» – является смесью органических эфиров ортофосфорной кислоты и высокомолекулярных спиртов;
- активатор «Химеко-Н» – представляет собой мицеллярный раствор соединений трехвалентного железа.

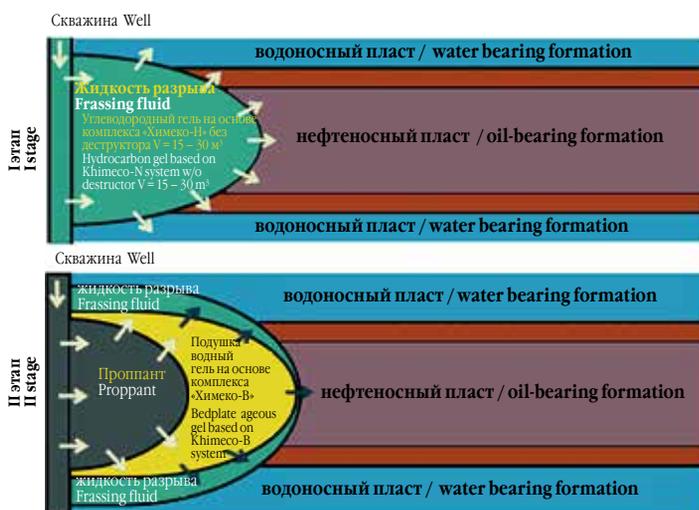


Рисунок 4 – Схема проведения процесса проппантного ГРП с ИВП по технологии РГУ нефти и газа

Figure 4 – Diagram of proppant hydraulic fracturing with water influx isolation according to the technology developed by RSU of Oil and Gas

same as during classic hydraulic fracturing. The process diagram is shown in Fig. 3.

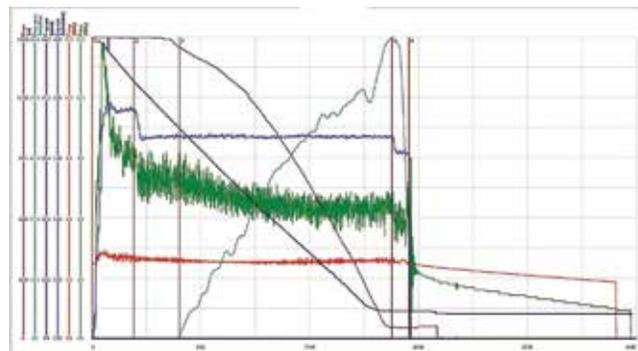


Рисунок 3 – График проведения процесса ГРП с применением маловязкого геля по технологии РГУ нефти и газа. Объем закачанного проппанта – 12 т, средняя концентрация проппанта – 350 кг/м³ смеси

Figure 3 – Diagram of hydraulic fracturing using a low-viscosity gel developed by RSU of Oil and Gas. The amount of injected proppant is 12 tons, the average concentration of the proppant is 350 kg/m³ of the blend

One more way to prevent increased watering is to combine water influx isolation and oil production stimulation.

The essence of the fracturing technology accompanied by water influx isolation developed by the Oilfield Chemistry Center lies in injecting oil-based gelatinized fluid into the reservoir at the ‘buffer’ stage; on the one hand, this fluid will create a fracture of the required geometry and on the other hand it will serve as a selective water-isolating agent. At the second stage, a sand-carrier on a polysaccharide basis with a proppant are injected. Figure 3 shows a schematic diagram of hydraulic fracturing with water influx isolation.

Let’s discuss the mechanism of action of the water-isolating agent. A hydrocarbon gel is diesel fuel thickened by the reagents of the gelling systems Khimeco-T or Khimeco-N.

The gelling system Khimeco-T consists of:

- gelling agent Khimeco-T – a blend of organic orthophosphates.
- Khimeco-T activator – a hydrocarbon solution of aluminum organic compounds.

The gelling system Khimeco-N consists of:

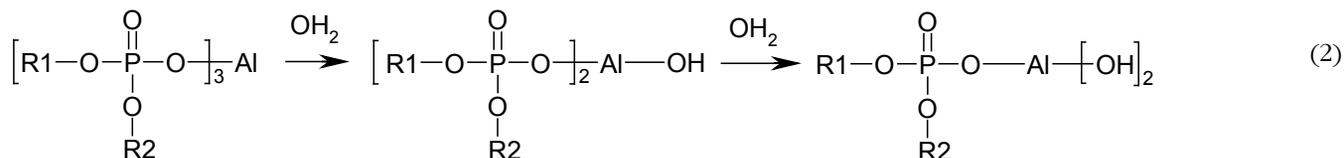
- gelling agent Khimeco-N – a blend of organic orthophosphates and high-molecular alcohols;
- Khimeco-N activator – a micelle solution of ferric compounds.

In such hydrocarbon systems viscous cross-linked gels are created thanks to complex compounds – due to aluminum or ferric, depending on the given reagent, salts of organic orthophosphoric esters.

If we consider the formation of salts of organic orthophosphoric esters by the example of the gelling system Khimeco-T, we’ll see that upon interaction of the gelling agent with the activator Khimeco-T in hydrocarbon medium tri-basic salts of aluminum and orthophosphates are created (Reaction 1).

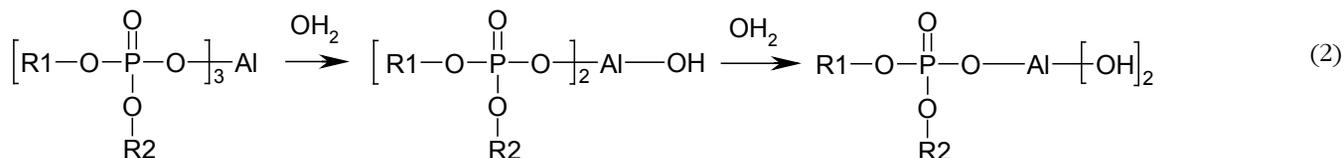
В таких углеводородных системах вязкие структурированные гели образуются благодаря комплексным соединениям – алюминиевым (или железным, в зависимости от выбранного реагента) солям органических ортофосфорных эфиров.

Если рассматривать образование солей органических ортофосфорных эфиров на примере комплекса гелирующего «Химеко-Т», то видно, что при взаимодействии гелеобразователя и активатора «Химеко-Т» в углеводородной среде образуются тризамещенные соли алюминия и эфира ортофосфорной кислоты (реакция 1).



#### Реакция 1 / Reaction 1

Subsequently, the newly-formed aluminum alkyl phosphates when contacting water react with it (are hydrolyzed) creating an adherent deposit of aluminum hydroxyphosphate (a selective isolating agent) illustrated by Reaction 2.



#### Реакция 2 / Reaction 2

Впоследствии образовавшиеся алкилфосфаты алюминия, встречаясь с водой, вступают с ней в реакцию (гидролизуются) с образованием липкого осадка гидроксифосфатов алюминия (селективного изолирующего агента) по реакции 2.

Полученные гидроксифосфаты алюминия обладают высокой адгезией к породе и являются маслорастворимыми ПАВ – не растворяются в воде и солевых растворах, однако растворяются в нефти и нефтепродуктах.

В свою очередь углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» в результате взаимодействия с водой образует помимо нерастворимых в воде основных солей – гидроксифосфатов железа, – устойчивую обратную эмульсию, что способствует дополнительному снижению проницаемости при фильтрации воды [4].

Углеводородные гели, полученные с применением комплексов гелирующих «Химеко-Т» и «Химеко-Н», закачиваются без деструктора, но после проведения ГРП снижают свою вязкость при контакте с углеводородами за счет разбавления и снижения концентрации гелеобразующих веществ.

Водоизолирующие свойства углеводородных гелей исследовались на фильтрационной установке HP-CFS в лаборатории экспериментального центра физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов НОЦ «Промысловая химия». В экспериментах использовались водонасыщенные насыпные модели пласта с набивкой фракцией кварцевого песка заданного времени помола.

Длина каждой модели составляла 48,7 см.

Площадь поперечного сечения – 7,5 см<sup>2</sup>.

Температура экспериментов – 80 °С.

В фильтрационном эксперименте применялась модель пластовой воды хлоркальциевого типа с суммарным содержанием катионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> 1000 мг/л.

The obtained aluminum hydroxyphosphates have high adhesion to the rock and are oil-soluble surface-active agents – they are not soluble in water and salting liquids, yet they are soluble in oil and petroleum products.

In its turn the hydrocarbon gel based on the gelling system Khimeko-N upon contacting water forms in addition to water-insoluble basic salts – ferric hydroxyphosphates – a stable inverted emulsion which facilitates further reduction of the permeability during water filtration.

Hydrocarbon gels obtained by using gelling systems Khimeko-T and Khimeko-N are injected without a destructor but after hydraulic fracturing their viscosity decreases upon contacting hydrocarbons due to dilution and lowering of the concentration of gelling substances.

Water shut-off properties of hydrocarbon gels were tested at the filtration system HP-CFS in the laboratory of the research center for physical simulation of enhanced oil recovery methods Oilfield Chemistry. Water-saturated sand-packed reservoir models and a silica-sand packing with the specified grinding time were used in the experiment.

Each model was 48.7 cm long.

The cross-section area was 7.5 cm<sup>2</sup>.

The experiment temperature was 80 °C.

The filtration experiment used the model of calcium-chloride stratum water with the total contents of Ca<sup>2+</sup> and Mg<sup>2+</sup> cations of 1000 mg/l.

Table 3 shows the results of the filtration studies of the plugging and selective properties of hydrocarbon gels.

As it has been mentioned before, the function of the sand-carrier fluid in this technique is performed by polysaccharide-based gel using the chemical reagents developed by Oilfield Chemistry Center. The formulas for polysaccharide fluids are designed based on the geophysical characteristics of the reservoir, fracturing fleet configuration features, customer's requests and preferences.

В таблице 3 представлены результаты фильтрационных экспериментов по изучению тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей [5].

Как уже упоминалось ранее, в качестве жидкости-песконосителя для данной технологии выступает гель на полисахаридной основе с применением химических реагентов, разработанных в НОЦ «Промысловая химия». Рецептуры полисахаридной жидкости подбираются исходя из геолого-физических характеристик пласта, особенностей комплекта флота ГРП, требований и пожеланий заказчиков.

Линейка комплекса гелирующего на полисахаридной основе представлена различными реагентами:

- гелеобразователи на основе полисахарида гуарового класса – сухой гелеобразователь ГПГ-1 и «жидкий» суспендированный в углеводородной среде гелеобразователь ГПГ-слорри позволяют готовить раствор полисахарида (линейный гель) как предварительным гелированием в емкостях, так и «в потоке» с применением гидратационной установки;
  - боратные шиватели БС-1 и БС-2 позволяют получать сшитый полисахаридный гель в условиях пластовых температур от 20 до 120 °С, причем время образования сшитой структуры зависит от применяемого реагента и может варьироваться в интервале от 5 до 300 секунд;
  - деструкторы окислительного и кислотного действия – деструктор ХВ, деструктор капсулированный, активатор деструкции;
  - добавки в жидкость разрыва – ПАВ-регулятор деструкции, биоцид «Биолан», термостабилизатор полисахаридных гелей ТС-1.
- Подробнее о реагентах для получения полисахаридной жидкости ГРП, разработанных в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, рассказывается в статьях [6], [7].

В условиях нефтяного месторождения Республики Казахстан были проведены пробные операции ГРП с ИВП. Объектами обработки были выбраны скважины со средней добычей нефти 2,1 т/сут и обводненностью 92,3%. Все технологические операции прошли успешно, планируемый объем проппанта был размещен в трещине. График одной из проведенных технологических операций представлен на рис. 5.

После проведения работ средняя добыча нефти увеличилась в 2,5 раза, при практически неизменной обводненности – 91,3%.

Лаборатории НОЦ «Промысловая химия» продолжают исследования, направленные на разработку новых, более эффективных технологий и реагентов для гидравлического разрыва пласта, которые позволят решить проблему валового увеличения обводненности пластов при одновременном увеличении общей добычи нефти.

**Таблица 3 – Результаты фильтрационных экспериментов тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей**

**Table 3 – Results of the filtration studies of the plugging and selective properties of hydrocarbon gels**

№ п/п	Этапы эксперимента <i>Stages of the experiment</i>	Объем фильтрации <i>Filtrate volume</i>	Проницаемость по фильтруемой жидкости, мкм <sup>2</sup> <i>Filtrated fluid permeability, μm<sup>2</sup></i>	
			Углеводородный гель «Химеко-Т» <i>Hydrocarbon gel Khimeko-T*</i>	Углеводородный гель «Химеко-Н» <i>Hydrocarbon gel Khimeko-N**</i>
1.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> с постоянным расходом и определением проницаемости по ней <i>Filtration of water with the density of 1012 kg/m<sup>3</sup> and constant flow rate and determination of its permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	2,331	3,106
2.	Закачка углеводородного геля в прямом направлении <i>Direct injection of the hydrocarbon gel</i>	1 поровый объем <i>1 pore volume</i>	Не определялась <i>Not determined</i>	
3.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> в обратном направлении с постоянным расходом и определением конечной проницаемости по ней <i>Reverse filtration of water with the density of 1012 kg/m<sup>3</sup> and constant flow rate and determination of its permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	0,018	0,038
4.	Закачка дизельного топлива в обратном направлении и определение конечной проницаемости по нему <i>Reverse injection of diesel fuel and determination of its end-point permeability</i>	До стабилизации перепада давления <i>Before stabilizing pressure differential</i>	0,535	1,295

\* Углеводородный гель содержит 0,9% гелеобразователя и 0,3% активатора «Химеко-Т».

\*\* Углеводородный гель содержит 1,2% гелеобразователя и 1,4% активатора «Химеко-Н».

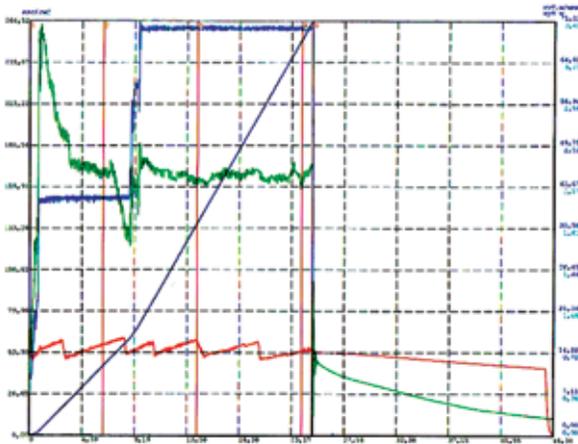
\* The hydrocarbon gel contains 0.9% of gelling agent and 0.3% of Khimeko-T activator.

\*\* The hydrocarbon gel contains 1.2% of gelling agent and 1.4% of Khimeko-N activator.

The line of the polysaccharide-based gelling system is represented by various reagents:

- gelling agents based on guar-type polysaccharide – dry gelling agent GPG-1 and ‘liquid’ gelling agent

Конечно, основываясь только на узкоспециализированном химическом подходе к разработке реагентов, нельзя создать универсальное технологическое решение для всех проблем.



**Рисунок 5 – График проведения процесса ГРП с ИВП. Объем закачанного пропанта – 10,0 т, средняя концентрация пропанта – 350 кг/м<sup>3</sup> смеси**

**Figure 5 – Diagram of hydraulic fracturing with water inflow isolation. The amount of injected proppant is 10.0 tons; the average proppant concentration is 350 kg/m<sup>3</sup> of the blend**

Так, в частности, выбор объекта и технологии для гидравлического разрыва пласта должен производиться не одним человеком, а группой специалистов из различных областей – геофизики и геологии, разработки месторождений и химии, механики и экономики. Поэтому во всем мире нефтяными и сервисными компаниями создаются ситуационные центры, являющиеся самой современной формой реализации системы поддержки принятия решений, основанной на технологиях моделирования и анализа ситуаций, предельно концентрированном представлении информации и обеспечивающей интегральное управление.

Аналогом такого центра в РГУ нефти и газа является коммуникационная площадка ЦУРМ (центр управления разработкой месторождения).

ЦУРМ совместно с автоматизированными рабочими местами специалистов (АРМ) Губкинского университета представляют собой комплекс специально организованных рабочих мест, оборудованных самыми современными программно-аппаратными продуктами, средствами визуализации данных и коммуникации, для персональной и коллективной аналитической работы. В ходе такой работы может осуществляться мониторинг состояния объекта управления, прогнозирование развития ситуации на основе анализа поступающей информации, моделирование последствий управленческих решений с использованием информационно-аналитических систем, экспертная оценка принимаемых решений и их оптимизация и управление в кризисной ситуации. ▶

suspended in hydrocarbon medium GPG-slurry allow preparing polysaccharide solutions (linear gel) by both preliminary gelation in tanks and ‘in the flow’ using a hydration unit;

- borate crosslinkers BS-1 and BS-2 make it possible to obtain a cross-linked polysaccharide gel at the reservoir temperatures of 20 to 120 °C; furthermore, the time required to form a cross-linked structure depends on the reagent used and can vary from 5 to 300 seconds;
- oxidizing and acidizing destructors – XB destructor, capsular destructor, destruction activator;
- fracturing fluid additives – destruction regulating surface-active agent, Biolan biocide, heat stabilizers of polysaccharide gels TS-1.

More information about the reagents required to obtain the polysaccharide fracturing fluid developed by Gubkin RSU of Oil and Gas is given in the article ‘New reagents for hydraulic fracturing’ by L. Magadova, M. Silin, D. Malkin, E. Gayeva, V. Marinenko, V. Magadov.

Pilot operations of hydraulic fracturing with water inflow isolation were performed in an oilfield in Kazakhstan. Wells with the average oil production of 2.1 tons/day and watering of 92.3% were chosen as treatment sites. All technological operations were successful; the intended amount of proppant was placed in the fracture. The diagram of one of the performed technological operations is given in Fig. 5.

In the aftermath of the operations the average oil production increased 2.5-fold while the watering kept practically at the same level of 91.3%.

The laboratories of the Oilfield Chemistry Center continue studies aimed at developing new more effective technologies and reagents for hydraulic fracturing which solve the problem of watering while enhancing oil production.

Obviously, it is not possible to create a universal technological solution to all problems based only on a highly-specialized chemical approach.

In particular, the site and the technology for hydraulic fracturing should not be determined by one individual but by a group of specialists in various areas – geophysics and geology, field development and chemistry, mechanics and economics. That is why oil and service companies worldwide set up situation centers which are the most advanced form of decision-support based on modeling technologies and situation analysis, provision of highly focused information and integrated management.

The communication platform FDMC (Field Development Management Center) is an example of such a center at RSU of Oil and Gas.

The FDMC along with specialists’ automated workstations from Gubkin University form a set of specially organized workstations equipped with the cutting-edge software and hardware, data visualization and communication devices intended for personal and team analytical work. Such work can be accompanied by monitoring of the site, forecasting of the situation development based on the analysis of the incoming data, modeling of the consequences of managerial decisions using information and analysis system, expert evaluation of decisions and their optimization and crisis management. ▶

**В сентябре-октябре 2014 года журнал «Время колтюбинга» является информационным партнером следующих мероприятий**

НАЗВАНИЕ	САЙТ	ДАТА И МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ	ОРГАНИЗАТОР
Конференция «Методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи пласта. Эффективная организация ГТМ на нефтяных месторождениях»	<a href="http://www.konferenc-neft.ru/contacts">http://www.konferenc-neft.ru/contacts</a>	10-11 сентября	«Конференц-нефть»
Техническая конференция SPE «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП»	<a href="http://www.spe-moscow.org/ru/news/?id=230">http://www.spe-moscow.org/ru/news/?id=230</a>	17-19 сентября, Самара	Общество инженеров нефтегазовой промышленности
Семинар-конференция «Инновации в КРС и ЗБС, ПНП»	<a href="http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=97&amp;ELEMENT_ID=131">http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=97&amp;ELEMENT_ID=131</a>	17-18 сентября, Тюмень	
Международная научно-практическая конференция «Строительство и ремонт скважин»	<a href="http://conf2.oilgasconference.ru">http://conf2.oilgasconference.ru</a>	22-27 сентября, Анапа	ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» и национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль»
Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы»	<a href="http://trizsummit.ru">http://trizsummit.ru</a>	24 сентября, Москва	Business Dynamics
III Международная конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (HCFD-2014)	<a href="http://vniigaz.gazprom.ru/press/events/2014/hcfd2014/">http://vniigaz.gazprom.ru/press/events/2014/hcfd2014/</a>	2-3 октября, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка	ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
IX Международная конференция «Нефтегазовый сервис в России»	<a href="http://www.n-g-k.ru/?page=meropr45">http://www.n-g-k.ru/?page=meropr45</a>	9 октября, Москва	«Московские нефтегазовые конференции»
Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче	<a href="http://www.reedexpo.ru/home/exhibitions/ROG/">http://www.reedexpo.ru/home/exhibitions/ROG/</a>	14-16 октября, Москва	Reed Exhibitions
Международная конференция «Метан угольных пластов»	<a href="http://www.cbmconf.com">www.cbmconf.com</a>	30 октября, Москва	

**ЛИТЕРАТУРА**

- Макиенко В.В., Валиуллин А.С., Самойлова И.А. Гидроразрыв в Западно-Сибирском формате//Нефтесервис. – № 4. – 2002.
- Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидравлического разрыва пласта. – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012.
- Oil&Gas Eurasia. Новые технологии. – № 10. – 2008. – С. 10–12.
- Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Дис. доктора технических наук. – Москва, 2007.
- Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Рудь М.И., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Баженов С.Л., Трофимова М.В. Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеобразующих жидкостей на углеводородной и водной основах//Патент РФ № 2256787. 20.07.2005. Бюл. № 20.
- Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта//Территория Нефтегаз. – № 11. – 2011. – С. 48–51.
- Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Цыганков В.А., Савастеев В.Г. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта//Время колтюбинга. – № 2 (044). – 2013. – С. 64–69.



# ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



Реклама

- Гидравлический разрыв пласта
- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07  
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 236-490  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru) • [info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)



# СОВЕРШЕННО НОВЫЙ, ДОСТУПНЫЙ И ЭФФЕКТИВНЫЙ, БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТНЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ «РЕАНИМАЦИИ» СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГА

## NEW AVAILABLE WAYS TO INCREASE OIL AND GAS WELL PRODUCTIVITY USING COILED TUBING WITHOUT RESORTING TO STANDARD ENGINEERING SOLUTIONS FOR WELL RECOVERY

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, зам. директора по науке и технике, ООО «Юг-Нефтегаз»;

**Ф.С. МАМЕДОВ**, к. т. н., с. н. с., главный инженер, ООО «Эридан»

YU. BALAKIROV, Doctor of Engineering, professor, Deputy Director for Science and Technologies, Yug-Neftegaz Private Limited;

**F. MAMEDOV**, Ph.D. in Engineering, senior scientist, chief engineer, Eridan

Если бы нам удалось спуститься на забой нефтяной или газовой скважины, то мы смогли бы сразу понять, почему при широком интервале перфорации (часто более 50 или 200 м) происходит затухание ее дебита. Мы бы, бросив взгляд на перфорационные отверстия, мгновенно оценили, насколько они забиты асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями (если эта скважина продуцирует нефть) или метановыми гидратами (если это газовая скважина).

Но почему спустя некоторое время после пуска скважины это произошло? Ведь так можно и вовсе потерять скважину, со всеми вытекающими негативными последствиями. К сожалению, причина здесь одна: произошла ломка термобарического режима фильтрации нефти и газа в пластовой системе при входе в призабойную зону скважины. Когда резко меняется скорость движения углеводородов, то в нефтяном потоке возникают условия для пенетрации асфальто-смолистых и парафиновых соединений, а в газовом потоке создаются условия для образования твердых метановых гидратов.

Если не устранить эту ломку термобарического режима, то негативные последствия не заставят себя ждать и могут довести даже до перевода действующей скважины в фонд простаивающих и списания ее с баланса промысла.

Главный вопрос, можно ли уйти от этих негативных последствий? Нередко в спешке промысловые инженеры начинают, что называется, дергать скважину дострелами и перестрелами интервала перфорации, проведением работ по интенсификации притока различными способами,

If we descended to the hole bottom, we would at once understand why at a wide perforation range (often more than 50 or 200 m) attenuation of the well rate takes place. After taking a look at the perforations we would immediately assess how clogged they are with asphalt, resin and paraffin deposits (if it is an oil-yielding well) or methane hydrates (if it's a gas well).

But why did it happen shortly after bringing the well into production? That way the well can be lost entirely with all ensuing negative consequences. Unfortunately, there is one reason for that: the thermobaric regime of oil and gas filtration was disturbed in the formation system at the entry to the bottom-hole zone. In case of the rapid change in the movement rate of hydrocarbons, conditions for the penetration of asphalt, resin and paraffin compounds occur in the oil flow and in case of the gas flow conditions are created for the formation of solid methane hydrates.

If such disturbance of the thermobaric regime is not eliminated, negative consequences will not be long in coming and can even cause the operating well to become inactive or be removed from the balance sheet.

The main question is: can these adverse consequences be avoided? Oftentimes – in a hurry – field engineers start subjecting the well to additional perforation and reperforation and take various efforts to intensify the flow, usually to no avail but incurring considerable costs. But all it takes is to simply remove the deposits from the perforations.

We suggest a new way to restore and enhance the well productivity without resorting to costly engineering solutions and with mandatory use of

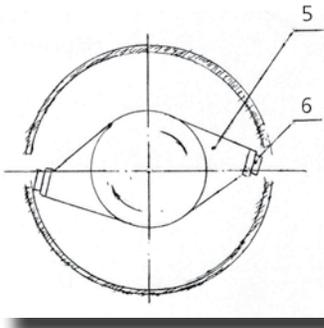


Рисунок 1

обычно – без результата, но с большими денежными затратами. А ведь нужно просто очистить перфорационные отверстия от отложений.

Мы предлагаем новый способ восстановления и повышения производительности скважины без применения дорогостоящих технологических процессов с применением в обязательном порядке колтубинговой установки с некоторыми ее спутниками (точнее, помощниками).

Для очистки и оживления перфорационных отверстий мы разработали специальное устройство, которое может быть приставлено к гибкой трубе (см. рис 1–3 с объяснениями к ним).

Предлагаемый способ промывки перфорационных отверстий осуществляют путем спуска в эксплуатационную колонну 1 гибкой трубы (рис. 1), на конце которой через центратор 3 с направляющими выступами нижнего 4 и верхнего 5 центрирующими, прикреплена насадка 5 с двумя форсунками с направлением струи промывочной жидкости индивидуально в каждое перфорационное отверстие (рис. 2) под углом в  $30^\circ$  и  $45^\circ$ .

Насадку (рис. 3) опускают до нижних отверстий перфорации и создают необходимый напор струи. При этом насадка поворачивает гибкую трубу до  $40^\circ$  (или на полтора оборота при длине трубы 1800 м). Возвращение насадки в исходное положение происходит за счет упругих сил материала, из которого выполнена гибкая труба. Таким образом, путем периодического чередования увеличения и снижения давления плунжерного насосного агрегата (плунжерным работать предпочтительно, так как он создает скачкообразное движение промывочной жидкости) струя попадает в полость отверстия и, пульсируя, отрывает парафино-асфальто-смолистые отложения, появившиеся в результате действия дроссель-эффекта. По движению насадки до верхних отверстий происходит индивидуальная эффективная промывка (очистка) полости каждого перфорационного отверстия.

Просим учесть, что в зависимости от диаметра эксплуатационных колонн диаметры насадки и центратора должны быть выполнены с учетом 168 мм и 140 мм колонн. ☉

**Мамедов Фикрат Салимханович  
скончался 31.05.2014.  
Редакция выражает соболезнования  
его родным и друзьям.**

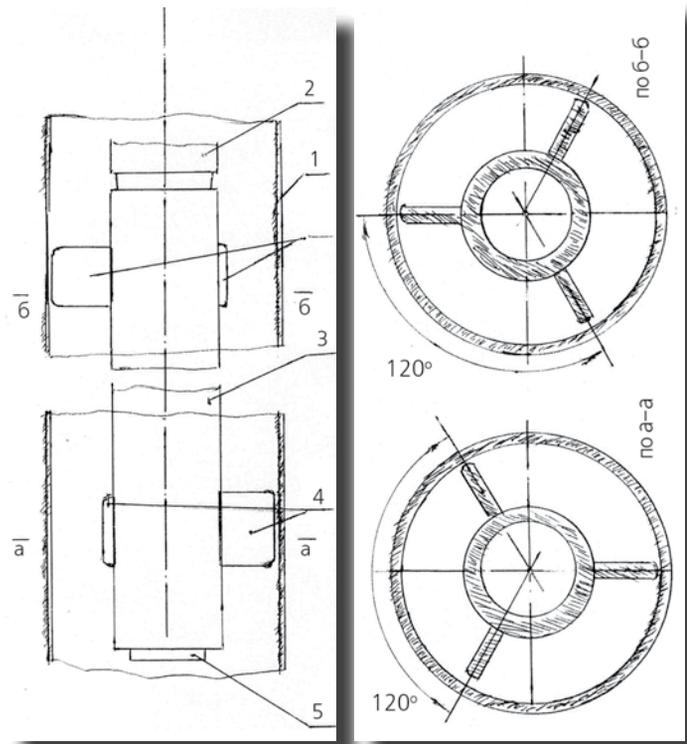


Рисунок 2

Рисунок 3

a coiled tubing rig along with several of its satellites (more specifically, auxiliaries).

To clean and 'to revive' the perforations we have developed a special device which can be attached to the coiled tubing (see Fig. 1–3 with explanations).

The suggested method of cleaning the perforations is implemented by running the coiled tubing in the production casing 1 (Fig. 1); at the CT end by means of the stabilizer 3 with the guides of the lower 4 and upper 5 pilots a two-nozzle jet is mounted wherein the flush streams are directed individually into each perforation hole (Fig. 2) at an angle of  $30^\circ$  and  $45^\circ$ .

The jet (Fig. 3) is run-in-hole as far as the lower perforation holes and the required jet pressure is created. The nozzle jet turn the coiled tubing to  $40^\circ$  (or by a one-half turn at the tubing length of 1800 m). The jet returns to the starting position due to the elastic force of the coiled tubing. Therefore, by periodic and alternate increase and decrease of the pressure the plunger pumping unit (the plunging pump is preferable since it creates the jumping motion of the flushing fluid), the jet hits the hole cavity and by pulsing breaks away the asphalt, resin and paraffin deposits resulting from Joule-Thomson effect. Individual flushing (cleaning) of the cavity of each perforation hole occurs in the line of the jet movement.

It should be noted that depending on the diameter of the production string the diameters of the jet and the stabilizer should be implemented with account of the 168-mm and 140-mm strings. ☉

**Mamedov Fikrat Salimkhanovich  
passed away on 31.05.2014.  
The editorial staff extend their  
condolences to his relatives and friends.**

# Определение закономерности течения жидкостей при ремонте скважин с использованием гибких труб

## Determination of the Fluid Flow Pattern During Well Workover Using Coiled Tubing

А.А. ЗЕМЛЯНОЙ, аспирант, А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, С.Л. ГОЛОФАСТ, д. т. н., профессор, Тюменский государственный нефтегазовый университет

A. ZEMLYANOV, Ph. D. student; A. KUSTYSHEV, EngD; S. GOLOGAST, EngD, prof., Tyumen State Oil and Gas University

*В статье описана методика определения гидравлических потерь в циркуляционной системе колтюбинговой установки. Выделены основные параметры, определяющие характер течения жидкости в гибких трубах, и определена их взаимосвязь.*

При проведении ремонта скважины с помощью колтюбинговых установок важным моментом для обеспечения высокой эффективности работ является правильный подбор технологических жидкостей и режимов их закачивания. Одной из особенностей гидравлического расчета циркуляционной системы колтюбинговой установки является то, что за счет малого проходного сечения гибких труб (ГТ) в них создаются значительные гидравлические потери давления. Наиболее распространенными в России являются ГТ с наружным диаметром 38,1÷50,8 мм. При этом они практически не зависят от глубины скважины – это обусловлено особенностью конструкции колтюбинговых установок, которая предусматривает прокачивание технологических жидкостей через всю колонну ГТ, в том числе и через ту ее часть, которая намотана на барабан. Дополнительные гидравлические сопротивления, обусловленные искривлением намотанной на барабан части трубы, малы в связи с большой величиной отношения диаметра барабана к диаметру трубы, поэтому ими можно пренебречь [1].

При использовании ГТ необходимо учитывать дополнительные требования, предъявляемые к применяемым составам и материалам [2]:

*This article describes a method to determine hydraulic losses in the circulation system of the coiled tubing rig. The main parameters governing the fluid flow pattern in the coiled tubing and their relation have been identified.*

To ensure high efficiency of well workover using coiled tubing rigs it is important to correctly choose process fluids and modes of injection. One of the findings of the hydraulic analysis of the circulation system of the coiled tubing rig is that due to the small run-in clearance of the coiled tubing considerable hydraulic pressure losses occur. Coiled tubing with the external diameter of 38.1÷50.8 mm are most commonly used in Russia. Furthermore, they are practically unaffected by the well depth which is due to the design features of the coiled tubing rig which provides for the pumping of the process fluids through the whole CT string including the CT that is on the reel. Additional hydraulic resistances caused by the curvature of the reeled CT are small due to the high ratio between the diameters of the spool and the tubing, hence, they can be ignored.

When using CT it is necessary to take into consideration additional requirements to the compounds and materials that are used:

- dynamic viscosity and compound density of the compounds should allow pumping them – in a turbulent flow – through the whole length of the CT at an injection pressure not exceeding the tubing collapse resistance;
- when using structure-changing compounds the time of initial setting or gelation should be at least twice as high as the time of injection of the whole CT contents to ensure the possibility of well flushing;

- динамическая вязкость и плотность составов должна позволить прокачать его в турбулентном режиме через всю длину ГТ при давлении нагнетания, не превышающем предела прочности материала труб;
- при использовании составов, изменяющих свою структуру, – сроки начала схватывания или гелеобразования должны не менее чем в 2 раза превышать время прокачки всего объема, находящегося в ГТ, для обеспечения возможности промывки скважины;
- составы не должны обладать ярко выраженными тиксотропными свойствами, так как любая, даже непродолжительная остановка в процессе закачки может привести к значительному росту гидравлических сопротивлений и, как следствие, приведению в негодность ГТ.

Дополнительным ограничивающим фактором при проведении гидравлических расчетов является снижение прочности трубы. Развитие методик прочностного расчета гибких труб сдерживается отсутствием данных об усталостных свойствах используемого для изготовления гибких труб материала. Традиционно считается, что основными факторами, определяющими долговечность трубы, являются радиус ее изгиба и давление технологической жидкости. Причем последнее в определенном диапазоне значений играет решающую роль.

В работе [3] приведены результаты статических испытаний образцов ГТ, изготовленных из стали HS-80, с различной степенью износа: новых, имеющих 50% и 100% выработанного ресурса. Авторами отмечается отсутствие площадки текучести на диаграмме растяжения. Установлено, что по мере выработки ресурса упругие свойства стали (угол наклона кривых растяжения) изменяются незначительно, при этом примерно на 20% снижается предел прочности.

Рассмотрим уравнение, описывающее распределение давлений в циркуляционной системе колтюбинговой установки [4]:

$$P_3 = P_H + P_{ГСТ} - \Delta P, \quad (1)$$

где  $P_3$  – забойное давление, Па;  $P_H$  – давление нагнетания, Па;  $P_{ГСТ}$  – гидростатическое давление на глубине спуска ГТ, Па;  $\Delta P_3$  – суммарные гидравлические потери, Па;

Гидравлические потери складываются из потерь по длине трубы, обусловленных трением, и потерь на местные сопротивления, которые имеются в узлах обвязки манифольда колтюбинговой установки, в местах сращивания ГТ, а также в компоновке низа ГТ. В работах [5, 6, 7] приведены результаты экспериментального определения гидравлических сопротивлений в узлах

- the compounds should not have prominent thixotropic properties as any even shortest suspension during injection can lead to considerable increase in hydraulic resistance and, as a result, to damaging the CT beyond repair.

An additional restraint of hydraulic analysis is the tubing strength loss. Development of CT strength prediction methods is restrained by the lack of data on the fatigue properties of the materials used to manufacture coiled tubing. Traditionally, the main factors determining the service life of the tubing are its bend radius and process fluid pressure with the latter playing a major role within a certain range.

The article ‘Determination of the steel strength properties of coiled tubing’ by V. Syzrantsev, A. Zemlyanoy, G. Zozulya, et al. reports the results of the static tests of the specimens of CT manufactured from HS-80 steel with various degrees of wear: brand-new, 50% wear and 100% expired service life. The authors emphasize the lack of the yield line on the tensile stress-strain diagram. It was found out that with the depletion of the service life the elastic properties of steel (the slope angle of the stress-strain curve) do not change significantly; furthermore, the breaking point decreases by 20%.

Let’s consider the equation describing the distribution of pressure in the circulation system of a coiled tubing rig:

$$P_3 = P_H + P_{ГСТ} - \Delta P, \quad (1)$$

where  $P_3$  is bottom-hole pressure, Pa;  $P_H$  is injection pressure, Pa;  $P_{ГСТ}$  is hydrostatic pressure at the CT running depth, Pa;  $\Delta P_3$  is the total hydraulic losses, Pa.

Hydraulic losses are composed of the losses along the length of the pipe caused by friction and of the local friction losses which occur in the manifold assembly of the coiled tubing, at the CT joints and at the CT bottom-hole assembly. The articles ‘Development of gas-well workover techniques which do not require killing the well’ by R. Sakhabutdinov; ‘Opportunities and prospects of coiled tubing in the gas and oilfield service sector in Russia’ by A. Zemlyanoy, V. Dolgushin, V. Shatalov, M. Listak, G. Zozulya, A. Kustyshev; and ‘Specifics of the hydraulic analysis of the circulation system of the coiled tubing rig’ by A. Zemlyanoy report the results of the experimental determination of hydraulic resistances in the CT circulation system units making it possible to conclude that the bottom-hole assembly accounts for the highest pressure losses at the local resistance points while the pressure losses in the manifold and CT joints are very small and do not have determining influence on the overall losses in the system.

Pressure losses due to the hydraulic resistance in the cylindrical-section tubing are described by the following equation:

$$\Delta P_{тр} = \lambda \frac{\delta \rho L Q^2}{\pi d^5}, \quad (2)$$

циркуляционной системы ГТ, на основе которых можно сделать вывод, что наибольшие потери давления на участках местных сопротивлений приходится на забойную компоновку, тогда как потери давления в манифольде и узлах срачивания трубы весьма малы и не имеют определяющего влияния на суммарные потери в системе.

Потери давления на гидравлические сопротивления в трубах цилиндрического сечения описываются уравнением:

$$\Delta P_{тр} = \lambda \frac{8\rho L Q^2}{\pi d^5}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления Дарси;  $\rho$  – плотность флюида, кг/м<sup>3</sup>; L – длина ГТ, м; Q – объемный расход, м<sup>3</sup>/с; d – внутренний диаметр трубы, м.

Коэффициент гидравлического сопротивления Дарси зависит от типа и свойств применяемых жидкостей. На его величину оказывают влияние два безразмерных параметра: число Рейнольдса, определяющее режим течения жидкости, и относительная шероховатость поверхности трубы. С этими известными значениями коэффициент гидравлического сопротивления Дарси может быть определен либо графически с помощью диаграммы Мууди, либо рассчитан с помощью метода последовательных приближений из уравнения Колбрука:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,7d} + \frac{2,5}{Re \sqrt{\lambda}} \right], \quad (3)$$

где  $\varepsilon$  – шероховатость внутренней поверхности трубы, м.

Диаграмма Мууди (рис. 1) представляет собой не что иное, как корреляционное соотношение Колбрука, отложенное в двойных логарифмических координатах, и отражает зависимость коэффициента гидравлического трения от числа Рейнольдса.

Решая уравнение (3) относительно  $\lambda$ , можно выразить функцию, которая позволит построить зависимость этого коэффициента от таких свойств жидкости, как плотность и вязкость, которые определяют величину числа Рейнольдса. Полученный график (рис. 2) отражает величину влияния каждого из этих факторов на величину гидравлического сопротивления при заданном внутреннем диаметре трубы (38,5 мм) и постоянном расходе жидкости (2,65 л/с). Из представленного графика можно сделать вывод, что увеличение плотности раствора при неизменных значениях вязкости приводит к уменьшению гидравлических потерь, тогда как увеличение вязкости приводит к их значительному росту.

В то же время большое влияние на коэффициент Дарси оказывает диаметр ГТ,

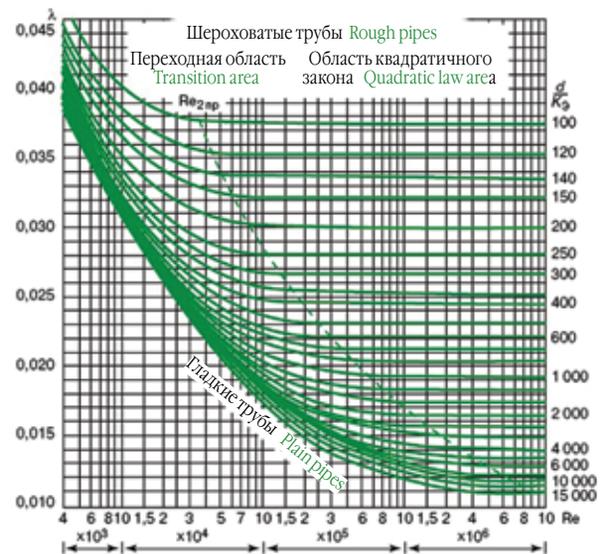
where  $\lambda$  – is the Darcy hydraulic friction factor;  $\rho$  – is the fluid density, kg/m<sup>3</sup>; L is the CT length, m; Q is the volume flow rate, m<sup>3</sup>/sec; d is the tubing internal diameter, m.

Darcy hydraulic friction factor depends on the type and properties of the fluids used. Its magnitude is affected by two non-dimensional parameters: Reynolds number which determines the fluid flow pattern and relative pipe surface roughness. With these known values Darcy hydraulic friction factor can be either determined graphically with Moody diagram or estimated using the method of successive approximations from Colebrook equation:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,7d} + \frac{2,5}{Re \sqrt{\lambda}} \right], \quad (3)$$

where  $\varepsilon$  is the roughness of the pipe inside surface, m.

Moody diagram (Fig. 1) is nothing else but Colebrook correlation relation put on a log-log grid and reflects the dependence of hydraulic friction factor on Reynolds number.



**Рисунок 1 – Значение коэффициента гидравлического трения для жидкостей различной вязкости**

**Figure 1 – Hydraulic friction factor for fluids of various viscosity**

When solving the equation (3) in relation to  $\lambda$ , we can express a function which will make it possible to plot this coefficient versus such properties of the fluid as density and viscosity which determine the magnitude of Reynolds number. The resulting diagram (Fig. 2) reflects the effect of each of these factors on hydraulic friction at a given pipe diameter (38.5 mm) and a constant fluid flow rate (2.65 l/sec). From the provided diagram it can be concluded that increase in the compound density at a constant viscosity leads to reduction in hydraulic losses whereas increase in viscosity leads to their significant growth.

At the same time Darcy factor is greatly affected by the diameter of CT which is accounted for when determining both the roughness and Reynolds number

который учитывается при определении как шероховатости, так и числа Рейнольдса, и объемный расход жидкости, определяющий ее скорость.

Проанализировав представленный на рис. 3 график зависимости  $\lambda(Q, d)$  для воды ( $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $\mu = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ), можно сделать вывод о том, что увеличение расхода жидкости ведет к постепенному снижению коэффициента Дарси, но при этом увеличиваются потери давления в системе. Причем в области высоких расходов достигается такое его значение, после которого при дальнейшем увеличении расхода жидкости коэффициент гидравлических потерь практически не изменяется. Величина такого критического значения расхода зависит от типа жидкости и ее свойств, а также от диаметра ГТ, но из-за недостаточной механической прочности трубы достичь такого расхода во время проведения операции на скважине практически невозможно. В то же время увеличение диаметра при малых объемных расходах (для воды – менее 1 л/с) приводит к увеличению коэффициента гидравлических потерь, а при больших расходах наблюдается обратная зависимость.

На рисунке 4 показана зависимость изменения гидравлических потерь давления от объемного расхода и плотности жидкости при постоянной вязкости и диаметре трубы. Изменение расхода жидкости оказывает большее влияние на величину потерь давления в системе по сравнению с изменением плотности. Также можно констатировать, что при больших значениях плотности жидкости увеличивается влияние расхода на конечное значение потерь давления в системе.

Потери давления в местных сопротивлениях определяются уравнением [4]:

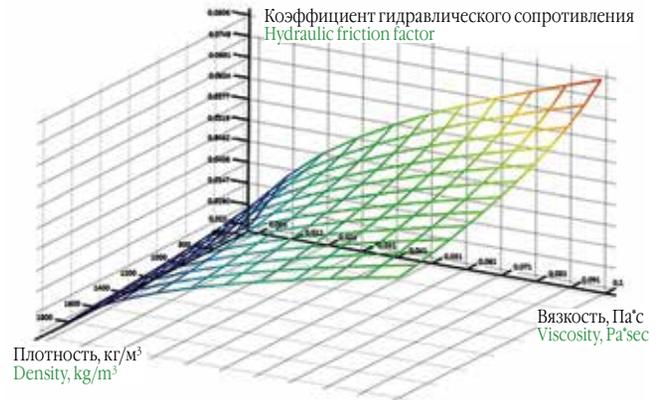
$$\Delta P_{mc} = \frac{8\zeta\rho Q^2}{\pi^2 d^4}, \quad (4)$$

где  $\zeta$  – коэффициент местных сопротивлений. Решая уравнение (1), с учетом (2) и (4) получаем следующее выражение, описывающее распределение давлений в циркуляционной системе колтюбинговой установки:

$$P_H - P_3 = \lambda \frac{8\rho L Q^2}{\pi d^5} + \frac{8\zeta\rho Q^2}{\pi^2 d^4} - \rho g H_{ГТ}, \quad (5)$$

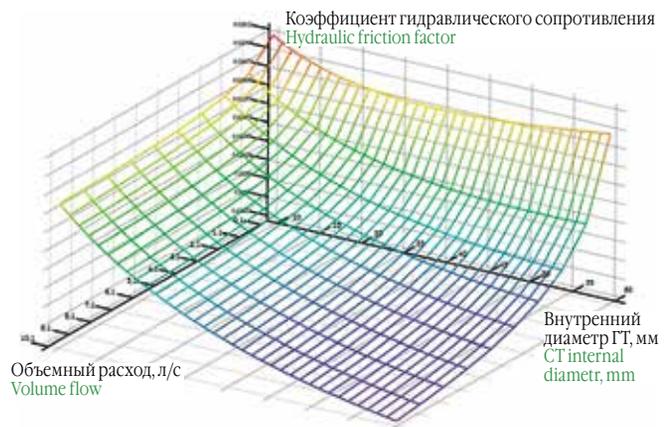
где  $H_{ГТ}$  – глубина спуска ГТ в скважину, м.

Из данного уравнения видно, что на давление нагнетания оказывают влияние плотность прокачиваемой жидкости, общая длина, диаметр ГТ, а также глубина ее спуска в скважину, расход жидкости, компоновка низа ГТ и величина гидростатического давления. Причем если гидростатическое давление превысит суммарную величину потерь, то правая часть уравнения примет отрицательное



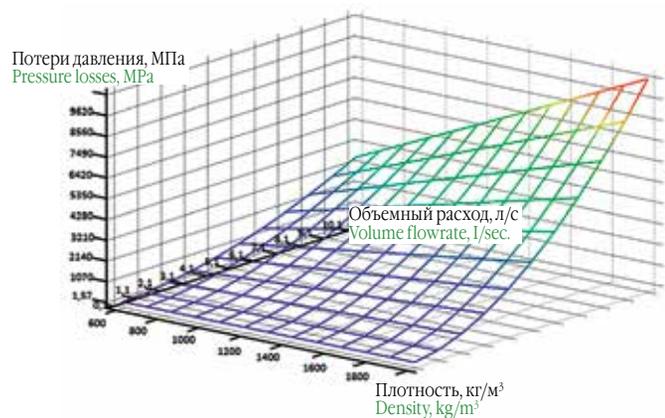
**Рисунок 2 – Зависимость изменения коэффициента гидравлического сопротивления от плотности и вязкости жидкости  $\lambda(\rho, \mu)$**

**Figure 2 – Dependence of the hydraulic friction factor on the fluid density and viscosity  $\lambda(\rho, \mu)$**



**Рисунок 3 – Зависимость изменения коэффициента гидравлического сопротивления от объемного расхода и диаметра трубы  $\lambda(Q, d)$**

**Figure 3 – Dependence of the hydraulic friction factor on the volume flow rate and tubing diameter  $\lambda(Q, d)$**



**Рисунок 4 – Зависимость изменения гидравлических потерь давления от объемного расхода и плотности жидкости  $P(Q, \rho)$**

**Figure 4 – Dependence of the hydraulic pressure losses on the volume flow rate and fluid viscosity  $P(Q, \rho)$**

and volume flow rate which determines its velocity.

After analyzing the dependence diagram  $\lambda(Q, d)$  for water ( $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $\mu = 0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ) in Fig. 3, it can be concluded that increase in the fluid flow rate leads to gradual reduction in Darcy factor while pressure

значение, т.е. перестанет выполняться условие прокачиваемости.

Таким образом, можно выделить граничные условия для выбора оптимальных параметров технологических процессов, связанных с прокачиванием жидкости через ГТ, исходя из необходимости обеспечения неразрывности потока ( $\Delta P > P_{гт}$ ) по нижней границе и условия сохранения прочности трубы ( $\Delta P < P_{max}$ ) – по верхней. Зная эти ограничения, можно при известных значениях плотности и вязкости жидкости, а также режима течения, который в условиях малого проходного сечения будет являться ламинарным только при очень маленьких значениях расхода, выделить оптимальную объемную скорость закачивания, которая создаст наиболее эффективный перепад давления на забое для проведения конкретной технологической операции. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/С.М. Вайншток [и др.]. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
2. Строганов В.М., Пономарев Д.М. Колтюбинговая технология водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Дополнительные требования к свойствам применяемых водоизоляционных составов// Современные технологии КРС и ПНП: Сб. докл. V Международной науч.-практич. конф. – Геленджик, 2010.
3. Определение прочностных свойств стали гибких труб/В.Н. Сызранцев, А.А. Земляной, Г.П. Зозуля [и др.]//Территория нефтегаз. – 2013. № 4. – С. 76–77.
4. Рабинович Е.З. Гидравлика/Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1980. – 278 с.
5. Сахабутдинов Р.Р. Разработка технологий ремонта газовых скважин без глушения: Дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Новый Уренгой, 2005. – 131 с.
6. Земляной А.А., Долгушин В.В., Шаталов Д.А., Листак М.В., Зозуля Г.П., Кустышев А.В. Возможности и перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе России//Время колтюбинга. – 2012. – № 4 (42). – С. 82–87.
7. Земляной А.А. Особенности гидравлического расчета циркуляционной системы колтюбинговой установки//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 31–34.

losses in the system increase. Furthermore, in the area of high flow rates it reaches the magnitude after which the hydraulic loss factor with further increase in the fluid flow rate practically remained unchanged. Such critical magnitude of the fluid flow rate depends on the type of the fluid and its properties as well as on the diameter of the CT; however, due to the insufficient mechanical resistance of the pipe it is practically impossible to reach such flow rate during well operations. At the same time increase in the diameter at low volume flow rates (less than 1 l\sec for water) leads to the increase in the hydraulic friction factor and a reverse relation can be observed at high flow rates.

Figure 4 shows the dependence of hydraulic pressure losses on the volume flow rate and the fluid density at a constant viscosity and diameter of the pipe. Changes in the fluid flow rate have greater effect on the magnitude of pressure losses in the system compared to changes in the density. It can also be stated that at high values of the fluid density the flow rate has greater effect on the final value of pressure losses in the system.

Pressure losses at local resistances are determined by the equation [4]:

$$\Delta P_{mc} = \frac{8\zeta\rho Q^2}{\pi^2 d^4}, \quad (4)$$

where  $\zeta$  is the local resistance factor.

By solving the equation (1) with account for (2) and (4) we obtain the following formula which describes the pressure distribution in the circulation system of the coiled tubing rig:

$$P_H - P_3 = \lambda \frac{8\rho L Q^2}{\pi d^5} + \frac{8\zeta\rho Q^2}{\pi^2 d^4} - \rho g H_{гт}, \quad (5)$$

where  $H_{гт}$  is the CT running depth, m.

From the above equation it is clear that the injection pressure is affected by the injected fluid density, the total length, the diameter of the CT as well as its running depth, the fluid flow rate, the CT bottom-hole assembly and the magnitude of the hydrostatic pressure. Furthermore, if the hydrostatic pressure exceeds the overall losses, then the right-hand side of the equation will assume a negative value, i.e. the condition for pumpability will not be fulfilled.

Thus, we can single out the boundary conditions for choosing the best process flow parameters related to the pumping of the fluid through coiled tubing based on the necessity to ensure flow continuity ( $\Delta P > P_{гт}$ ) for the lower boundary and pipe strength retention ( $\Delta P < P_{max}$ ) for the upper boundary. Being aware of these limitations and knowing the density and viscosity of the fluid as well as the flow pattern which under the conditions of a low run-in clearance will be streamlined only at very low flow rates, we can determine the best volume injection rate which will create the most efficient pressure differential at the bottom-hole to perform a specific process operation. ©

# **IV научно-практическая конференция «ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ, НЕФТЯНОГО И БУРОВОГО ШЛАМА, ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ»**



24 сентября 2014 года

г. Сургут

При поддержке правительства ХМАО–Югры

При участии ОАО «Сургутнефтегаз»,

ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»,

ООО «Роснефть–Юганскнефтегаз»,

ОАО НК «РуссНефть»,

ОАО «Газпром нефть» и др.

**Событие года для руководителей и специалистов по промышленной безопасности, а также поставщиков услуг в данном направлении.**

**Органы власти Югры вместе с нефтяными компаниями, контролирующими органами и поставщиками услуг в области экологии проведут заинтересованный разговор о минимизации негативного воздействия на природу.**

**Основные темы конференции:**

- Предупреждение, локализация и ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов
- Рекультивация шламовых амбаров
- Утилизация ПНГ
- Лучшие практики управления охраной окружающей среды и промышленной безопасности
- Системы мониторинга по управлению и оценке рисков в области промышленной безопасности
- Техника для рекультивации нефтезамазанных земель
- Замена трубопроводов

Организатор – Агентство нефтегазовой информации «Самотлор-экспресс»

Оргкомитет:

тел./факс: (3452) 59-31-79

editor@angi.ru

www.angi.ru

# ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, Г.И. ДЕНИСЛАМОВА, Уфимский государственный нефтяной технический университет;  
Р.М. ЕНИКЕЕВ, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

**Д**инамический и статический уровни в нефтедобывающих скважинах определяют с помощью эхолотирования межтрубного пространства, то есть о глубине уровня судят по времени прохождения звуковой волны [2]. Метод является основным в нефтедобывающей промышленности, но имеет несколько недостатков. Во-первых, при недостаточном давлении в скважине для измерения уровня необходимо выпускать в атмосферу межтрубный газ. Во-вторых, скорость прохождения звуковой волны и, как следствие, точность измерений зависят от компонентного состава нефтяного газа в межтрубном пространстве. Эта информация носит на промыслах усредненный, а не поскважинный характер, что предопределяет некоторую систематическую погрешность измерений.

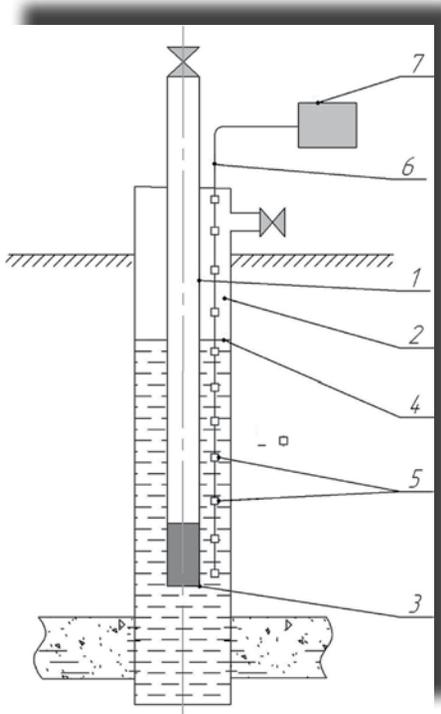
Прямые способы измерения положения уровня жидкости в скважине основаны на существенной разнице в свойствах попутного нефтяного газа, с одной стороны, и жидкостей: нефти и воды – с другой. Работа геофизических влагомеров и плотномеров основана на разнице плотности флюидов, их электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости [3]. Примерно по такой же схеме работает уровнемер [4], в котором генератор акустического сигнала спускается на скребковой проволоке и фактически показывает момент своего вхождения под уровень жидкости. Приведенные способы определения уровня требуют разгерметизации межтрубного пространства или применения малогабаритного лубрикатора с присоединительной резьбой на М 40, который пока не выпускается в заводском исполнении.

Расположение измерительных устройств – датчиков различного назначения по стволу скважины на стационарной основе – является

информационной составляющей «умных» скважин. В статье [5] предлагается датчики давления и температуры расположить напротив продуктивного пласта для постоянного мониторинга количественных и качественных параметров работы каждого объекта в скважине. По изобретению [6] предложено аналогичные датчики расположить в любой зоне скважины для получения достоверной информации и принятия оперативных решений по скважине.

В настоящей статье предлагается с помощью таких датчиков определять в постоянном режиме важнейшую характеристику действующей скважины – динамический уровень жидкости в скважине.

В скважину от ее устья до глубинного насоса или его забоя размещают бронированный кабель, на котором установлены на равном расстоянии друг от друга по вертикальной составляющей скважины стационарные датчики давления. Информация от датчиков в постоянном режиме времени с заданной частотой передается на станцию управления (СУ) скважины. Контроллер (СУ) производит следующую обработку данных: находит уравнение зависимости давления от вертикальной глубины скважины по данным первых двух датчиков, последовательно добавляет в расчетную базу данных информацию по давлению по следующим ниже датчикам до тех пор, пока коэффициент корреляции линейной зависимости давления от глубины скважины не понизится. Информация от этого датчика, понизившего коэффициент корреляции, и находящихся ниже используется для расчета уравнения второй линейной зависимости, а именно: зависимости уже гидростатического давления от вертикальной глубины скважины. Уровень скважины определяется как точка пересечения двух полученных прямых линий,



- 1 – колонна лифтовых труб
- 2 – межтрубное пространство скважины
- 3 – глубинный насос
- 4 – динамический уровень (газожидкостной раздел)
- 5 – датчики давления
- 6 – бронированный кабель связи
- 7 – станция управления скважиной

**Рисунок 1 – Датчики давления для постоянного контроля динамического уровня скважины**

характеризующих зону попутного нефтяного газа и жидкостной части межтрубного пространства.

Схема расположения датчиков давления в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины приведена на рис. 1. Датчики 5 расположены на линии связи (кабеле) равномерно по вертикали, например, через каждые 100 м.

Рассмотрим реализацию способа на данных условной стандартной нефтедобывающей скважины с вертикальным стволом и насосом на глубине 1000 м. На кабеле связи расположены 11 датчиков давления, по которым на определенный момент времени контроллер получает следующую информацию по давлению в стволе скважины (табл. 1).

Контроллер станции управления интерпретирует данные приведенной таблицы по давлению и глубине следующим образом.

1. По данным первых двух точек (датчики на глубине 0 и 100 м) в поле координат «глубина – давление» методом наименьших квадратов проводится прямая линия, характеризующая базу данных наилучшим образом, и оценивается коэффициент корреляции R этой

**Таблица 1 – Распределение давления по стволу действующей скважины и интерпретация информации по коэффициенту корреляции**

Номер датчика	Расстояние от устья скважины до датчика по вертикали, м	Давление по датчику, МПа	База данных для математической интерпретации (число датчиков в газовой фазе)	Коэффициент корреляции зависимости по данным газовой фазы	База данных для второй зависимости (датчики в жидкой фазе)	Коэффициент корреляции зависимости в жидкой фазе
1	0	0,800	–	–	–	–
2	100	0,809	2	1,0000		–
3	200	0,819	3	0,9995		–
4	300	0,829	4	0,9997		–
5	400	0,839	5	0,9998		–
6	500	<b>1,119</b>	<b>6</b>	<b>0,7350</b>	–	–
7	600	1,815			2	1,0000
8	700	2,520			3	0,9999
9	800	3,212			4	0,9999
10	900	3,927			5	0,9999
11	1000	4,647			6	0,9999

прямолинейной зависимости. Логично, что по двум точкам искомый коэффициент равен 1,0.

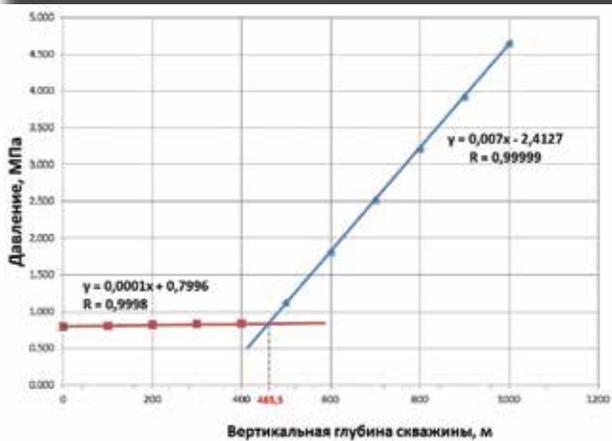
2. Добавление к этим двум точкам информации по третьему датчику незначительно снижает коэффициент R до 0,9995.
3. Присоединение к базе данных информации по нижележащим датчикам длится до тех пор, пока коэффициент корреляции не понизится, например, на 10% и более от своей первоначальной величины. По приведенной скважине параметр R снижается до величины 0,7350 (на 26,5% от ранней величины в 0,9998) после добавления в базу данных величины давления по шестому датчику на глубине 500 м. С этого момента контроллер образует новую информационную базу с такой же интерпретацией данных: расчет параметра R и уравнения прямой линии.
4. По данным первых пяти датчиков, то есть до датчика, снижающего коэффициент корреляции, образуется база данных:  
*Глубина Н, м: 100 200 300 400 500*  
*Давление Р, МПа: 0,800 0,809 0,819 0,829 0,839,*  
 по которой определяется уравнение прямолинейной зависимости давления от глубины. Эта зависимость характеризует газовую фазу скважины в межтрубном пространстве:

$$P_{\text{газ. ф.}} = 0,0001 \cdot H + 0,7996. \quad (1)$$

5. Аналогичное уравнение контроллер получает по данным датчиков, находящихся в жидкостной фазе межтрубного пространства скважины. Для этого формируется вторая база данных:
- Глубина  $H$ , м: 500 600 700 800 900 1000  
 Давление  $P$ , МПа: 1,119 1,815 2,520 3,212 3,927 4,647.
- Уравнение прямой для жидкостной фазы имеет вид:

$$P_{\text{жид. ф.}} = 0,007 \cdot H - 2,4127. \quad (2)$$

6. Две прямые линии пересекаются только в одной точке – на границе газовой и жидких фаз скважины (рис. 2). Для нахождения координат этой точки необходимо контроллеру приравнять правые части уравнений 1 и 2. Последующее решение этого равенства дает глубину газожидкостного раздела или уровня жидкости в скважине:  
 $H_{\text{дин}} = 465,5$  м;  
 $0,0001 \cdot H + 0,7996 = 0,007 \cdot H - 2,4127$ .  
 Откуда:  $H = H_{\text{дин}} = 465,5$  м.



**Рисунок 2 – Определение уровня жидкости в скважине**

Приведенный пример показывает, с какой достаточной эффективностью решается важная информационная задача. Для этого достаточно расположить по длине скважины датчики давления и контролировать степень прямолинейности зависимости давления от вертикальной составляющей ствола скважины. В качестве критерия нами выбран коэффициент корреляции зависимости, который чутко реагирует на резкое повышение давления при

нахождении датчика давления в жидкостной фазе (ниже уровня жидкости).

### ВЫВОДЫ

1. Расположение нескольких датчиков давления и температуры по стволу скважины позволяет диагностировать положение уровня жидкости в скважине в постоянном режиме без привлечения персонала предприятий. Предложен способ интерпретации поступающей с датчиков давления информации. Слежение за коэффициентом корреляции прямолинейной зависимости расширяющейся базы данных дает объективную оценку положения газожидкостного раздела. В условиях скважины существует большая дифференциация флюидов по плотности, и эта информационная составляющая используется для определения положения газожидкостного раздела в межтрубном пространстве.

2. Понятие «интеллектуальная скважина» было введено в научно-технической литературе как перспектива развития скважинной добычи нефти и рациональной разработки месторождений нефти. Сегодня это понятие приобретает практические черты в виде погружной телеметрии на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. В статье приведен практический пример развития внутрискважинной телеметрии.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник нефтяника/Авт.-сост. Ю.В. Зейгман, Г. А. Шамаев. 2-е изд., доп. и перераб. - Уфа: Тау, 2005. – 272 с.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
3. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
4. Патент РФ на полезную модель № 101495. Устройство для измерения уровня жидкости в скважине/И.З. Денисламов и др. (РФ). Опубл. 20.01.2011. Бюл. №2.
5. Карпов В.Б. Интеллектуальная скважина – будущее многопластовых месторождений/Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 38-40.
6. Осадчий В.М. [и др.]. Устройство для измерения внутрискважинных параметров//Патент России № 2249108 Р. Опубл. 27.03.2005.



## КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Предназначен для управляемого горизонтального и наклонно-направленного бурения скважин, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт.



В состав комплекта входит система направленного бурения (СНБ) с кабельным каналом связи в исполнении 76 мм или 89 мм.

### СНБ включает:

- наземное оборудование;
- компоновку низа бурильной колонны;
- программное обеспечение.

### СНБ позволяет:

- осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны;
- осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины с высокой точностью;
- оптимизировать траекторию скважины;
- получать данные с забоя в режиме реального времени.



### Преимущества колтюбингового бурения:

- увеличение механической скорости проходки;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;
- высокий уровень производственной и экологической безопасности;
- высокая степень автоматизации бурения.



**KI OGE**

22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА  
30 СЕНТЯБРЯ -  
3 ОКТЯБРЯ  
2014  
АЛМАТЫ  
КАЗАХСТАН



КОНФЕРЕНЦИЯ  
1-2  
ОКТЯБРЯ  
2014  
АЛМАТЫ  
КАЗАХСТАН

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

ВЕДУЩЕЕ  
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ  
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ



ITE MOSCOW  
T + 7 495 935 7350  
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC  
T + 44 (0) 207 596 5000  
E oilgas@ite-exhibitions.com





Reed Exhibitions®

1000 "The Venues"



RO & G 14



Российский  
нефтегаз SPE

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

14-16 Октября, 2014 | Москва, ВДНХ, Павильон 75

- 3-дневная выставка, на которой лидеры и инновационные компании нефтегазового рынка представят новейшие технологии в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений более чем 3000 участникам со всего мира
- Техническая конференция, организованная отраслью для отрасли. Количество делегатов - более 750 человек!
- Секция «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы»

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА НА САЙТЕ [WWW.RUSSIANOILGAS.RU](http://WWW.RUSSIANOILGAS.RU)

СРЕДИ УЧАСТНИКОВ ВЫСТАВКИ:

- ГАЗПРОМ НЕФТЬ • ТАТНЕФТЬ • ЭКО-РАЗВИТИЕ • ГЕОГРИД
- ПЕТРОЛЕУМ ИНЖИНИРИНГ • ПСК БУРТЕХНОЛОГИИ
- BAKER HUGHES • DAMEN SHIPYARDS • WELLTEC • HALLIBURTON
- FRANK'S INTERNATIONAL • IHS GLOBAL и др.

СО-ПРЕДСЕДАТЕЛИ  
ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА  
КОНФЕРЕНЦИИ:

- Алексей Вашкевич, ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
- Дин Камински, WEATHERFORD

ПЛАТИНОВЫЕ СПОНСОРЫ

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

СПОНСОРЫ



Schlumberger

roxar  
МАКСИМАЛЬНЫЙ ВОССТАНОВИТЕЛЬ ЭНЕРГИИ

BAKER  
HUGHES



Weatherford

Наталья Бабина, менеджер по продажам  
+7 495 937 6861, доб. 127  
natalia.babina@reedexpo.ru

Ирина Кузнецова, директор выставки  
+7 495 937 6861, доб. 152  
irina.kuznetsova@reedexpo.ru

# Аннотации докладов, озвученных на Конференции и выставке SPE/ICoTA – 2014 по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2014 Abstracts

*Конференция и выставка по колтюбингу и внутрискважинным работам проходила в Вудлендсе, штат Техас, США, с 25 по 26 марта 2014 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).*

*Более 1800 профессионалов посетили данное мероприятие в 2013 году. Все конференц-стенды тогда были полностью распроданы. В мероприятии текущего года представлено много докладов, освещающих достижения, инновационные решения, практики и решения для улучшения производительности во всех секторах индустрии, включая решения в области охраны труда, кабельных и канатных работ, насосной эксплуатации, КРС, ГРП и колтюбинга (на суше и на шельфе).*

*Журнал «Время колтюбинга» представляет вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, сделанных во время Конференции и выставки SPE/ICoTA – 2014 по колтюбингу и внутрискважинным работам.*

*The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in The Woodlands, Texas, USA on March 25–26, 2014. The annual event was organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).*

*More than 1,800 professionals attended the 2013 event, which featured a high-quality sold-out exhibit floor. This year the activity will generate a diverse range of presentations that cover innovative solutions, practices, and performance improvements across all sectors of the industry, including HSE, electric line, slick line, pumping services, hydraulic workover, and coiled tubing for both onshore and offshore.*

*Coiled Tubing Times presents the abstracts of the most interesting reports made during the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2014.*

## **1. Использование колтюбинга в скважинах с большим отходом от вертикали: можно ли еще увеличить глубину проникновения?**

**Кен Ньюман, Патрик Кэлахер** (KNewman Engineering);  
**Эд Смолли** (NOV CTES)

### **Аннотация**

Возможность проведения операций в скважинах с большими отходами забоя от вертикали при помощи гибкой трубы (ГТ) приобретает все большую важность в последние годы в связи с тем, что длина горизонтальных

## **1. CT Extended Reach: Can We Reach Farther?**

**Ken Newman, Patrick Kelleher**  
(KNewman Engineering); **Ed Smalley** (NOV  
CTES)

### **Abstract**

The ability to perform extended reach operations with coiled tubing (CT) has become increasingly important in recent years as a result of the increased length of horizontal

участков скважин увеличивается. Проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах зачастую требует использования разбуриваемых мостовых пробок или скользящих муфт, которые затем разбуриваются или задвигаются при помощи ГТ. По мере того как возрастает длина горизонтальных участков скважин (их называют «скважины с большими отходами от вертикали»), область досягаемости ГТ также необходимо увеличивать. Бурильные трубы могут проникать глубже в горизонтальные стволы по сравнению с ГТ из-за их способности вращаться (это уменьшает трение скольжения). Неспособность колтюбинга вращаться делает процесс увеличения области его досягаемости довольно сложным.

В данной работе представлена теория и результаты моделирования, которые позволяют определить максимальную глубину горизонтальной скважины, в которой ГТ может достичь забоя, прежде чем начнется ее спиралевидное смятие. Представлено параметрическое исследование для L-образной скважины, которое показывает важность каждого из параметров в увеличении области досягаемости ГТ. Также в работе представлена концепция новой комбинированной колонны ГТ под названием Extended Taper™.

## 2. Следующее поколение электромеханических посадочных инструментов с питанием от аккумулятора повышает надежность в условиях высоких температур

**Рон Збитовски, Мустафа Аль-Буали** (*Saudi Aramco*); **Джек Клеменс, Майкл Денмон, Джонни Доув, Скот Гордон** (*Halliburton*)

### Аннотация

Электромеханические посадочные инструменты с питанием от аккумулятора существуют уже многие годы и продолжают развиваться. Последнее поколение посадочных инструментов позволяет использовать расширенные возможности работы с памятью и логикой команд, что обеспечивает большую гибкость при проведении внутрискважинных работ, а также полное понимание записанного скважинного события. Инструменты также дополнительно оснащены системами защиты, которые позволяют расширить рабочий диапазон в область высоких внутрискважинных температур. Все это позволяет более надежно и рентабельно применять посадочные инструменты, оснащенные щелочной аккумуляторной батареей, которые, кроме всего прочего, можно размещать в скважине множеством различных способов.

Данная работа ознакомит вас с новыми особенностями этих известных в индустрии инструментов. Примеры применения устройств, которые улучшают удобство планирования работ и соответствуют всем требованиям, также будут представлены в работе для подтверждения ценности этих инструментов для нефтегазовой индустрии.

## 3. Увеличение области досягаемости ГТ в наклонно-направленных скважинах при помощи забойного двигателя

**О. Ойдокун и Дж. Шуберт** (*Техасский университет А&М*)

wellbores. Fracturing horizontal wells in stages often requires the use of drillable bridge plugs or sliding sleeves, which are drilled out or slid with CT. As the length of the horizontal section of a wellbore continues to be extended (known as extended reach), the reach of CT also needs to be extended. Drillpipe is able to reach farther than CT due to its ability to rotate (which mitigates sliding friction). The inability of CT to rotate makes extending the reach more challenging.

This paper presents the theory and modeling which helps determine the maximum reach in a horizontal well before helical lockup occurs. It presents a parametric study for an L shaped well which shows the significance of each parameter in extending the reach. A new tapered CT string concept referred to as “Extended Taper™”, is presented.

## 2. Next Generation of Battery Operated Electromechanical Setting Tools Increases Reliability at High Temperatures

**Ron Zbitowsky, Mustafa Al-Buali** (*Saudi Aramco*); **Jack Clemens, Michael Denmon, Johnny Dove, Scott Gordon** (*Halliburton*)

### Abstract

Battery operated electromechanical setting tools have been around for many years and continue to evolve. The latest generation of setting tools has allowed advanced memory and command logic to be incorporated, providing more flexibility in the intervention routine as well as a thorough understanding of the recorded downhole event. The tool also has the added feature of a flasking system, allowing a much greater operating envelope when exposed to high downhole temperatures. This makes the use of an alkaline battery powered setting device, deployable via a multitude of conveyance methods, a safer and more cost-effective method.

This paper will review the new features and designed uses of this industry respected tool. Case histories with the device to complement intervention needs and operational planning convenience will be submitted to support the inherent value added to the oil and gas industry.

## 3. Extending the Reach of Coiled Tubing in Directional Wells With Downhole Motors

**O. Oyedokun and J. Schubert** (*Texas A&M University*)

### Abstract

A rigorous study has dispelled a longtime myth about coiled-tubing technology. The inability to rotate the tubing limits its reach in the lateral section of the wellbore. Past and current extended-reach techniques for coiled-

## Аннотация

Скруплезное исследование развеяло давний миф о колтюбинге. Неспособность ГТ вращаться ограничивает глубину ее проникновения в горизонтальные участки скважин. Прошлые и текущие методики увеличения области досягаемости ГТ при колтюбинговом бурении не были достаточно эффективны и не позволяли значительно повысить глубину проникновения ГТ в скважину. Зачастую используется комбинация из четырех или пяти методик для достижения хороших результатов в данной сфере, что отрицательно сказывается на стоимости работ.

После проведения детального исследования и компьютерного моделирования было показано, что забойный двигатель (второй в компоновке) может использоваться для существенного увеличения области досягаемости ГТ. Ожидается, что предложенная методика также улучшит процесс очистки ствола скважины (при бурении на колтюбинге), так как конфигурация позволяет колонне ГТ вращаться. Поскольку предложенная технология не требует серьезной модификации текущей конфигурации колтюбинговых установок, это положительно отразится на ее стоимости.

### 4. Использование технологии доставки на электрокабеле при многостадийном ГРП для оптимизации производительности: пример с месторождения Баккен, Северная Дакота

**Рэкс Ман, Виктор Шиави, Рик Буковски** (*SPE, Welltec*)

## Аннотация

Многостадийные ГРП по технологии «цементирование и перфорация» на месторождении Bakken традиционно проводятся с использованием каната, прокачиваемого в скважину. Однако из-за ограничений, связанных с внутренним диаметром обсадной колонны, транспортными проблемами, жестким бюджетом, временными рамками и длинным горизонтальным участком скважины, добывающая компания в Северной Дакоте решила использовать скважинный трактор на электрокабеле для доставки оборудования в ствол и скорейшего введения в эксплуатацию этой скважины стоимостью 9 млн долларов.

Доставка при помощи трактора на электрокабеле позволила за 26 СПО выполнить все необходимые работы. На это ушло всего 14 дней при отсутствии каких-либо задержек. Вдобавок ремонтная накладка обсадной колонны была успешно пройдена, цементные пробки были корректно установлены, а вся секция подверглась перфорации. Быстрота и гибкость технологии на электрокабеле позволили клиенту преодолеть логистические проблемы и остаться в пределах временных и бюджетных рамок. Данная работа покажет, почему использование скважинного трактора на электрокабеле было правильным решением для этой внутрискважинной операции, при которой было пройдено 44 700 м без простоев.

### 5. Доставка инструментов при помощи трактора на электрокабеле в высокотемпературных скважинах: собрание наглядных примеров

**Мэтт Пиплс, Тим Хэмилл, Оливье Альферес и Гари Мерил** (*Welltec*)

tubing drilling (CTD) have not been sufficient (individually) in significantly increasing the reach of the tubing in the wellbore; often four or five extended-reach methods are combined to have significant tubing displacement in the wellbore, which is quite expensive to do.

After much rigorous investigations and computer simulation tests, the study has demonstrated that a downhole motor (second motor) can be employed in extending significantly the reach of coiled tubing in the wellbore. This technique is expected to also improve hole cleaning process (during CTD), since the configuration allows for the rotation of the coiled tubing string. Since the proposed technology does not require the intense modification of the current configuration of the coiled tubing unit, its application will be inexpensive.

### 4. Using E-line Conveyance in Multi-Stage Fracturing to Optimize Efficiency: A Case from Bakken, ND

**Rex Mann, Victor Schiavi, Rick Bukowski** (*SPE, Welltec*)

## Abstract

Multi-stage ‘plug-and-perf’ operations in the Bakken formation are conventionally performed using pump down wireline operations. However, when a restricted casing ID, coupled with road restrictions, strict budget, time constraints and a long horizontal section prevented the use of conventional methods, an operator in North Dakota turned to e-line, tractor-based conveyance to get this \$9M asset on line.

By turning to e-line tractor conveyance the 26 runs to ‘plug-and-perf’ were completed in just 14 days with no lost time. In addition, the patch was successfully negotiated, the plug set properly and the entire section was perforated. The swift and nimble nature of the e-line technology made it easy to overcome the logistical challenges and helped the operator with their timing and budget issues. This paper will show why using e-line tractor conveyance was the right solution for this intervention where 146,608 ft were tractored with no lost time.

### 5. Electric Line Tractor-Based Conveyance in High Temperature Wells: A Collection of Local Case Stories

**Matt Peoples, Tim Hammill, Olivier Alferez and Gary Murrill** (*Welltec*)

## Abstract

The industry’s definition for ‘high temperature’ ranges from 300 °F to 400 °F. Working in this environment requires careful preparation, as well as proven, reliable service

## Аннотация

В индустрии под понятием «высокие температуры» понимают таковые в пределах от 150 °С до 205 °С. Работа в таких условиях требует тщательной подготовки, а также использования проверенных и надежных поставщиков услуг и оборудования. Технологии, применяющие трактора на электрокабеле, питающиеся от переменного тока, а также оборудование, работающее от постоянного тока, подтвердили свою надежность при работе в таких жестких и не допускающих ошибок условиях. Эти технологии имеют дополнительные преимущества, включая небольшое число персонала, требующегося для эксплуатации оборудования, а также его малый вес. Это делает данные технологии более безопасными.

В работе будут представлены результаты нескольких локальных операций, в которых применялись скважинные трактора на электрокабеле, а также дано описание успехов в области использования электроники, работающей как от постоянного, так и от переменного тока, включая операции по доставке каротажных инструментов, операции по ГРП (по технологии «цементирование-перфорация») и др. Вдобавок в работе будут исследованы различия в оборудовании, работающем от переменного тока и от постоянного тока. Также будет изучена их работа в высокотемпературных условиях. Кроме того, будут обсуждены текущие тенденции в данной сфере и представлен прогноз на будущее такого оборудования.

### 6. Последние разработки в области дизайна колтюбингового оборудования повышают эффективность и безопасность его эксплуатации

**Ян Томсон** (*Halliburton – Boots & Coots*)

## Аннотация

Строительство нетрадиционных сланцевых скважин было поставлено на поток. Каждый год в США бурится более 20 тыс. горизонтальных скважин. Эти длинные горизонтальные стволы требуют использования колтюбинговых установок тяжелого класса с колоннами ГТ большего наружного диаметра, что зачастую увеличивает количество и размеры перевозимого оборудования, необходимого для обслуживания скважин. Поставщики услуг поставлены перед задачей увеличения скорости и эффективности использования этой крупной техники при одновременном сохранении или даже повышении безопасности ее эксплуатации.

В этой работе обсуждается, как уникальный дизайн трейлера с мачтовой установкой и вспомогательным оборудованием справляется с вышеупомянутой задачей. На нем уже установлен блок противовыбросового оборудования диаметром 130,2 мм. Кроме того, в его блоке стойка можно совмещать полноценную фрезеровочную компоновку со струйным генератором. Система спроектирована универсальной и позволяет монтировать на трейлере противовыбросовое оборудование различных конфигураций и размеров, что помогает адаптироваться под конкретные задачи на буровой.

Монтаж системы занимает намного меньше времени по сравнению с традиционной колтюбинговой установкой. Полевые испытания показали, что предварительно смонтированный блок противовыбросового оборудования может существенно редуцировать время монтажа, уменьшая

providers and equipment. Established electric line tractor-based technologies running on AC power, as well as DC equipment have proven their application in these harsh and unforgiving environments. They offer additional benefits like reduced personnel and less heavy lifting, making these technologies inherently safer.

This paper will share the learnings from a number of local operations in which this electric line technology has been deployed, including advances with DC electronics and some examples of AC electronics cases ranging from conveyance of logging tools to plug and perforating for fracture stimulations. In addition, this paper will examine the differences between AC and DC electric line equipment, their application in high-temperature environments, as well as discuss current trends within electronics for electric line equipment and future outlook for high-temperature equipment.

### 6. Recent Developments to Coiled Tubing Equipment Design Improves Efficiency and Safety

**Iain Thomson** (*Halliburton – Boots & Coots*)

## Abstract

Unconventional shale well construction has taken on a factory construction approach, with more than 20,000 horizontal wells being drilled each year in the US. These long lateral lengths require larger CT units (CTUs) with larger outside diameter (OD) strings, which often increases the number and size of the equipment loads necessary to service the wells. Service providers are being challenged with ways to increase the speed and efficiency of these larger service packages, while maintaining or improving safety performance.

This paper discusses how the unique design of a mast unit trailer and associated equipment meets this challenge with its 5 1/8-in. preassembled well control equipment (WCE) stack and its ability to contain a full milling assembly combined with a fluidic oscillator in its riser stack. The system has also been designed to be versatile and enables a variety of WCE sizes and configurations to be mounted on the trailer to help ensure customized solutions to many operational challenges.

The system offers substantial improvements in terms of rig-up time compared to a conventional CTU. Field trials have shown the preassembled WCE stack can significantly reduce rig-up time by as much as 50% by reducing the number of bolts required to be made up and torqued on site. The paper also explains how the unique design improves operational safety. With the reduced number of bolts required to be made up onsite, hand and finger injuries associated with hammer

на 50% число болтов, которые нужно закрутить и затянуть определенным усилием. Также в работе объясняется, как этот уникальный дизайн повышает производственную безопасность. Уменьшение числа закручиваемых и затягиваемых болтов на буровой сильно снижает количество травм пальцев и рук, обусловленных работой с накидными ключами и падением объектов.

### **7. Колтюбинговое бурение: повышение глубины проникновения в горизонтальные скважины месторождения Купарук**

**Дж. Бурке, Г. Эллер, Д. Венхаус, Л. Гант** (*ConocoPhillips Alaska*)

#### **Аннотация**

Колтюбинговое бурение является фундаментальным элементом повторной разработки зрелых месторождений, которая проходит в районе Норт Слоуп, штат Аляска. Многоствольное горизонтальное заканчивание через НКТ в настоящее время производится на месторождении Купарук с использованием колтюбингового бурения, что позволяет разрабатывать тонкие, сильно поврежденные коллекторы.

По мере того как повторная разработка месторождения Купарук продолжается, длина горизонтальных участков скважин постоянно увеличивается. При этом возникает множество факторов, которые препятствуют продолжению колтюбингового бурения боковых стволов из имеющихся скважин. К таким факторам относятся: механические ограничения внутри скважины, буровые растворы (их способность к очистке ствола и особенности давления) и ограничения, связанные с оборудованием. В данной работе делается обзор всех перечисленных факторов, а также даются возможные решения этих проблем, обсуждается, как применялись предложенные методики при недавнем колтюбинговом бурении горизонтальных боковых стволов и какие уроки на будущее были извлечены.

### **8. Операции с ГТ диаметром 60,3 мм и 73,0 мм на шельфе в Мексиканском заливе**

**Карлос Торрес, Ренни Оттолина, Александр Рудник** (*«Шлюмберже», подразделение по колтюбинговому сервису*); **Карл Креппел, Эрнест Бержеро, Майк Бруссард** (*Shell*)

#### **Аннотация**

Поскольку Бюро по вопросам безопасности и экологического контроля США за последние годы выпустило и внедрило обновленную версию свода федеральных правил, добывающие компании теперь вынуждены повторно входить в скважины, которые в 80-х годах прошлого столетия были квалифицированы как «ликвидированные», и проводить операции для удовлетворения обновленных требований.

В работе описываются операции с ГТ, проведенные на двух морских платформах, расположенных на мелководье Мексиканского залива, для компании Shell. Для выполнения работ в девяти скважинах использовались гибкие трубы диаметром 60,3 и 73,0 мм. Также в работе обсуждаются трудности, с которыми пришлось столкнуться, разработанные решения, использованное оборудование и извлеченные из работ уроки. Итогом работ стали ликвидации всех скважин в полном соответствии с правилами Бюро по вопросам безопасности и экологического контроля США.

wrenches and dropped objects can be vastly reduced.

### **7. Coiled Tubing Drilling: Increasing Horizontal Reach in the Kuparuk Field**

**J. Burke, G. Eller, D. Venhaus, L. Gantt** (*ConocoPhillips Alaska*)

#### **Abstract**

Coiled Tubing Drilling (CTD), is a cornerstone of the brownfield redevelopment that is taking place on the North Slope of Alaska. Through-tubing horizontal multilateral completions are now being drilled with CTD to further develop the thin, highly faulted reservoirs in the Kuparuk field.

As redevelopment of the Kuparuk field continues, the horizontal extension limits are being pushed to even greater lengths, and as development continues there will be many factors that pose challenges to continue drilling extended reach CTD laterals out of the existing well bores. These challenges include: down hole mechanical limitations, fluid systems (hole cleaning ability and pressure considerations), and equipment limitations. This paper highlights these challenges, and presents some possible solutions as well as discusses how these techniques were applied on the most recent record CTD horizontal lateral, and how these lessons will be applied for future extended reach candidates.

### **8. 2-3/8" and 2-7/8" OD Coiled Tubing Operations In Gulf Of Mexico (Gom) Shelf**

**Carlos Torres, Renny Ottolina, Alexander Rudnik** (*Schlumberger, Coiled Tubing Services*); **Carl Creppel, Ernest Bergeron, Mike Broussard** (*Shell*)

#### **Abstract**

Since the Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) released and implemented the updated version of the Code of Federal Regulations (CFR) in recent years, Operators now have the need to reenter wells that had been deemed as abandoned in the 1980's, and perform operations to comply with the updated regulations.

This paper describes the CT operations performed on two shallow waters platforms projects in the GoM for Shell, where a total of 9 wells were intervened using 2 3/8" and 2 7/8" OD CT. The challenges encountered together with the developed solutions, equipment used, lessons learned are also discussed. Full compliance with BSSE regulations for well abandonment was the final result.

### **9. Optimizing Horizontal Wellbore Design to Extend Reach with Coiled Tubing**

### 9. Оптимизация конструкции горизонтальной скважины для увеличения области досягаемости ГТ

Дж. Форрестер (*Athabasca Oil Corporation*);  
Дж. Юнг, Ф. Марцара (*Essential Energy Services*)

#### Аннотация

В последние годы наметилась тенденция к постоянному увеличению числа пробуриваемых горизонтальных скважин. При бурении выбирается та или иная конструкция скважины. Однако часто при выборе последней не учитываются трудности, которые могут возникнуть при заканчивании скважины с такой конструкцией. В результате при обслуживании таких скважин возникают разного рода проблемы. Хотя программы по проектированию и бурению скважин постоянно совершенствуются для оптимизации конструкции скважин, одним из факторов, который в последнее время стал актуальным, является область досягаемости ГТ. Для решения этой проблемы в работе исследуется влияние конструкции скважины на посадочное усилие, передаваемое на концевую часть колонны гибких труб.

### 10. Оптимизация процесса фрезеровки пробок для ГРП в горизонтальных скважинах при помощи колтюбинга

Майкл Полик, Джонатан Шампэйн (*Shell E&P Company*); Джеф Уитворс, Коди Требинг (*Thru Tubing Solutions*)

#### Аннотация

Из-за текущих мировых цен на природный газ добывающим компаниям приходится снижать общие затраты на заканчивание скважин. В частности, предпринимаются шаги по значительному уменьшению издержек, связанных с фрезеровкой на колтюбинге композитных пробок, используемых при ГРП. Группа специалистов компании Shell, работающая на месторождении Eagle Ford, успешно отказалась от традиционных практик по фрезеровке, предусматривающих большое количество коротких СПО.

В данной работе будет приведено обсуждение былых показателей работы ГТ, а также необходимости в переменах. Будут представлены теория и анализ, применявшиеся для внедрения и оптимизации колтюбинговых операций на месторождении Eagle Ford. Также будет сделан обзор некоторых изменений, включая улучшения в области обеспечения и контроля качества рабочих жидкостей, выбора ГТ и конструкции КНБК. Эти изменения привели к значительному снижению материальных и временных затрат, приходящихся на одну скважину. В настоящий момент все модификации полностью внедрены в процесс проведения внутрискважинных работ и являются новым для компании Shell стандартом колтюбинговых операций на месторождении Eagle Ford.

### 11. Радиальное бурение восстанавливает добычу на старом месторождении Tarim: практический пример

Тен Ксюкин, Ян Пей, Ли Нин и Ян Ксенджин (*Tarim Oilfield PetroChina*); Джин Ян, Лу Йунху (*China University of Petroleum*); Жоу Бо, Ван Ксяолян, Жан Фен, Ли Джаксю, Хан Тао и Жоу Ксяохон (*Tarim Oilfield PetroChina*)

J. Forrester (*Athabasca Oil Corporation*);  
J. Yeung, F. Marzara (*Essential Energy Services*)

#### Abstract

There has been a recent increasing trend in the number of horizontal wells being drilled in recent years. Wellbores are being drilled with various designs that often overlook challenges faced during the completions phase of the wellbore operation. As a result, wellbore intervention has faced some challenges when servicing wells. Although well engineering programs have been developed to optimize the design of the wellbore; one of the limiting factors of wellbore design has become coiled tubing reach capability and set down force at the end of the coil. To address this concern this paper looks to examine the effect of wellbore design on the set down force provided at the end of the coiled tubing string.

### 10. Optimizing Frac Plug Mill Outs in Horizontal Wells using Coiled Tubing

Michael Pawlik, Jonathan Champagne (*Shell E&P Company*); Jeff Whitworth, Cody Trebing (*Thru Tubing Solutions*)

#### Abstract

Due to the current market price of natural gas, operators have needed to reduce the overall costs associated with completing a well. Specifically, steps have been taken to significantly lower the costs associated with the mill out of composite frac plugs and frac sleeves using coiled tubing (CT). Shell's Eagle Ford group has successfully ventured away from traditional milling procedures that included numerous short trips, sometimes referred to as wiper trips.

This paper will discuss the past coiled tubing performances and the need for changes. Analysis and theories used to implement and optimize Eagle Ford coil tubing operations will be reviewed. It will review and discuss the changes made such as fluid Quality assurance and controls (QA/QC) improvements, coiled tubing selection, and BHA design. These changes resulted in significant reduction in both cost and time per well and cycle time on a multi well location. These changes are now fully implemented and are the new standard for Shell's Eagle Ford coiled tubing operations.

### 11. Radial Drilling Revitalizes Aging Field in Tarim: A Case Study

Xueqing Teng, Pei Yang, Ning Li and Chengxin Yang (*Tarim Oilfield PetroChina*); Yan Jin, Yunhu Lu (*China University of Petroleum*); Bo Zhou, Xiaoliang Wang, Feng Zhang, Jiaxue Li, Tao Zhang and Xiaohong Zhou (*Tarim Oilfield PetroChina*)

## Аннотация

В этой работе дается краткое описание операции по повторному заканчиванию старого месторождения с применением радиального гидромониторного бурения. Продуктивный коллектор, расположенный в блоке К месторождения Tarim (Китай), представляет собой алевролитовый пласт с низкой проницаемостью и повреждениями, вызванными буровыми растворами. Сочетание низкой проницаемости и продуктивности при традиционном вертикальном заканчивании и малой эффективной толщине пласта, а также недостаток дешевых методик повышения дебита скважин привели к уменьшению уровней добычи. В 2012 году оператор месторождения начал программу радиального гидромониторного бурения с целью повышения нефтеотдачи.

Настоящая работа описывает историю заканчивания и организации добычи на вышеупомянутом месторождении, а также обобщает данные по дебитам скважин до и после проведенных работ. В результате выполненных операций общий уровень добычи вырос почти на 300%. Ясно видно, что радиальное гидромониторное бурение может быть обоснованной альтернативой, позволяющей повысить нефтеотдачу неглубоко залегающих коллекторов с высоким процентом остаточной нефти, которая не может быть извлечена при помощи традиционных методик заканчивания.

### 12. Управление рисками и получение выгоды в скважинах удаленной досягаемости с высокой температурой и высоким уровнем H<sub>2</sub>S

**Шон Куин** (Abu Dhabi Gas Development Company); **Кристина Крисовулоу, Грег Дж. Воуэн** (SPE, «Шлumberger»); **Дэниел Эрикссон, Дви Харианти** (SPE); **Базан К. Синх** (SPE, Abu Dhabi Gas Development Company)

## Аннотация

Работы с применением гибких труб всегда сопряжены с риском даже в простых условиях. Риски увеличиваются по мере увеличения области внутрискважинных работ и осложнения внешних условий. Представленное газовое месторождение в ОАЭ является хорошим образцом сложных для колтюбинга условий. Ему свойственны высокие скважинные температуры, а также повышенное содержание сероводорода и углекислого газа. Стратегия буровых работ предусматривает бурение значительного количества длинных, горизонтальных, парных боковых скважин, которые должны вскрывать различные области продуктивного коллектора. При этом коллекторские свойства продуктивного пласта крайне неоднородны. Наконец, стратегия организации добычи на месторождении подразумевает проведение кислотных обработок скважин с применением ГТ как наиболее приемлемого способа доставки кислоты в нужные интервалы.

В статье дается обзор планирования и выполнения операций по кислотной обработке скважин представленного газового месторождения, а также описываются работы, проведенные после завершения обработки. Особое внимание будет уделено первоначально проведенному выявлению аварийно-опасных участков, а также последующим действиям, предпринятым для

## Abstract

This paper outlines the recompletion of an old field using radial jet drilling, RJD. The reservoir in K-block, Tarim oilfield of China is a siltstone formation with low permeability and was damaged by the mud. The combination of low permeability, low productivity from traditional vertical completions in a thin net pay, and lack of low cost techniques to improve well productivity caused the production to dwindle. In 2012, the operator implemented a program of radial jet drilling to enhance field production.

The present paper outlines the completion and production history of the field, summarizes the workover effort and the production data before and after the workovers. The results show that nearly a 300% production increase was obtained. It can be clearly seen that radial jet drilling can be a viable alternative to improve productivity of shallow reservoirs that still have significant oil in place that can't be produced with the existing conventional completions.

### 12. Managing Risk and Reaping Reward in a High Temperature, High H<sub>2</sub>S, Extended Reach Environment

**Sean Quinn** (Abu Dhabi Gas Development Company); **Christina Chrysovolou, Greg J. Bowen** (SPE, Schlumberger); **Daniel Erickson, Dwi Haryanti** (SPE); **Basant K. Singh** (SPE, Abu Dhabi Gas Development Company)

## Abstract

Coiled Tubing (CT) interventions, even in simple environments, carry inherent risk. This risk is further compounded as the intervention envelope is expanded and the environment made more complex. This gas field in the UAE is an example of such a reservoir. The high temperatures and high levels of both H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> present in the field make this an unforgiving environment. The drilling strategy dictates a substantial number of long, horizontal, dual lateral wells to target different sections of the reservoir which in turn vary significantly in reservoir quality. Finally, the production strategy stipulates that wells require acid stimulation with CT selected as the preferred placement technique.

This paper will review the planning, execution and post-job phases of the CT stimulation campaign completed in this gas field. Focus will be given to the initial Hazard Identification Study (HAZID) carried out and the subsequent actions taken to mitigate the risks identified. These include but are not limited to the design of the CT string, the selection of the stimulation strategy including laboratory testing done for fluid selection and corrosion inhibition, a review of the various yard-testing conducted to select and set-up

устранения обнаруженных рисков. Такие действия включают, но не ограничиваются выбором дизайна колонны ГТ, стратегией проведения кислотных обработок, включая лабораторные тесты, выполненные для подбора технологических жидкостей и ингибиторов коррозии, обзором различных внутренних испытаний, проведенных для выбора и настройки КНБК, а также интеграцией новой системы мониторинга ГТ в реальном времени, которая должна была подтвердить эффективность использованной стратегии устранения рисков.

### **13. Изоляция водоносных интервалов в горизонтальной скважине, подвергнувшейся многостадийному ГРП, при помощи двух спускаемых на ГТ надувных мостовых пробок**

**К.В. Бурдин, Р.Н. Мазитов, П.В. Бравков, Д.А. Сериков, В.Н. Клименко, В. Жук** (*SPE, «Шлюмбергер»*); **А.С. Голованов, А.А. Потрясов, В.Н. Ковалев, Р.Р. Юнусов** (*SPE, ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»*)

#### **Аннотация**

Широкое применение технологии многостадийного ГРП в России уже известно не только своим увеличением объемов добычи и повышением извлекаемых запасов, но также и преждевременным заводнением некоторых интервалов. Несколько причин могут привести к заводнению, тогда как основным, вероятно, является прорыв водоносных пластов в процессе ГРП.

Целью задания, данного клиентом, была изоляция водоносных интервалов в горизонтальной скважине, оборудованной компоновкой для 8-ступенчатого ГРП. Для определения местоположения заводненной зоны использовался эксплуатационно-каротажный зонд, спускаемый на колтюбинге. На основе данных, полученных в результате каротажа на ГТ, выяснилось, что 6-й порт 8-стадийной компоновки для МГРП был заводнен. Более того, суммарный дебит скважины составлял 500 куб. метров в день (данные получены при освоении скважины азотом с одновременным проведением каротажа) с уровнем обводненности продукции в 95%, а 68% от общего дебита приходилось именно на 6-й МГРП-порт.

В настоящей статье приведено детальное изучение процесса планирования, принятия сложных и однозначных решений, направленных на устранение технических и практических проблем, а также оценок риска и методик их уменьшения. Кроме того, описываются этапы проведенных работ и планирования в различных ситуациях, возникавших в процессе изоляции водопритоков, и полученный опыт.

### **14. Фрезерование в длинных горизонтальных стволах, выбор методик: наглядные примеры из бассейна Чиконтепек, Мексика**

**Хосе Рамон Ортиз и Эфрен Монте** (*Halliburton*); **Луис Рамирес и Гильермо Гутьерес** (*PEMEX*)

#### **Аннотация**

Бассейн Чиконтепек на севере Мексики испытывает увеличение числа технологий заканчивания с применением муфт ГРП, активируемых открытием перегородки, в длинных горизонтальных интервалах. Поскольку

the required intervention BHAs, and finally the integration of a new, real-time CT pipe monitoring system to affirm the effectiveness of the pipe management and mitigation strategy used.

### **13. Isolation of Water Producing Interval in a Horizontal Well Completed with Multistage Fracturing System Using Two CT Inflatable Bridge Plugs**

**K.V. Burdin, R.N. Mazitov, P.V. Bravkov, D.A. Serikov, V.N. Klimenko, V. Zhuk** (*SPE, Schlumberger*); **A. S. Golovanov, A.A. Potryasov, V.N. Kovalev, R.R. Yunusov** (*SPE, LLC "LUKOIL - Western Siberia"*)

#### **Abstract**

The widespread application of multi-stage fracturing technology in Russia is already known not only due to increase of production rates and increase of recoverable reserves but also due to premature water flooding of some intervals. Several reasons could lead to that result, while, perhaps, the main one is a breakthrough in the aquifers in the process of the fracturing.

Objective of the job given by the client was to isolate water producing interval in a horizontal well completed with 8-stage MSF completion. To determine position of water-flooded zone, coiled tubing production logging tool (PLT) was used. Based on CT logging data 6th frac port of 8-stage MSF completion was found to be water flooded. Moreover, while total production rate of the well was equal to 500 m<sup>3</sup>/day (data was received during nitrogen lift while logging) with 95% WC, 68% of total production came from 6th frac port.

This article includes detailed study of planning process, complex and unambiguous decision-making aimed at technical and practical challenges, risk assessment and methods to reduce them, the stages of the work and planning in different situations that arise in the process of water shut-off and received lessons learned.

### **14. Milling on Extended Horizontal Sections, Choice of Methods: Case Histories from the Chicontepec Area, Mexico**

**Jose Ramon Ortiz and Efren Montes** (*Halliburton*); **Luis Ramirez and Guillermo Gutierrez** (*PEMEX*)

#### **Abstract**

The Chicontepec basin in the northern region of Mexico has experienced an increase in the application of completion technologies using fracturing sleeves (FSs) activated by baffles in long, extended horizontals. Because of the oil's high viscosity in that zone and the inherent

месторождении Чиконтепек добывают нефть высокой вязкости, а также из-за того, что первоначальные объемы добычи начинают снижаться, возникла необходимость в разбуривании вышеупомянутых перегоронок муфт ГРП. Доказано, что фрезеровочные работы с использованием традиционных колтюбинговых методик и инструментов на этом месторождении представляют большую сложность. Анализ предыдущих операций, конструкций скважин, колонн ГТ и колтюбингового оборудования привел к разработке нетрадиционного метода работ, который был успешно применен на более чем 12 скважинах в регионе.

Первые случаи использования комбинированной методики работ были рассмотрены с осторожностью и не были полностью одобрены заказчиком. Предполагалось, что поэтапное фрезерование должно увеличить время проведения внутрискважинных работ. Однако к моменту, когда работы с применением новой методики были завершены на третьей по счету скважине, отношение заказчика начало меняться. Причиной тому стали сравнительные данные по потерям времени, вызванным нежелательными происшествиями (например, прихват инструмента), и сложности фрезеровочных работ. В последних 12 скважинах количество таких происшествий существенно уменьшилось.

#### **15. Систематический подход к перфорации горизонтальной скважины с помощью ГТ в Южно-Китайском море, Малайзия**

**В.Р. Тапиа (SPE); Дж.Р. Джени и И. Сорман (SPE, «Шлюмбергер»)**

#### **Аннотация**

В течение многих лет перфорационные работы в горизонтальных скважинах при переменных внешних условиях представляли огромную сложность для компаний, работающих в Южно-Китайском море. Являясь важным этапом в жизненном цикле скважины, эти работы требовали от оператора месторождения определения наиболее эффективной методики для достижения желаемых результатов при сохранении безопасности и рентабельности работ. Спускаемые на ГТ перфораторы обеспечивают хорошую гибкость работ и являются привлекательным методом заканчивания длинных стволов за одну СПО. Однако рассмотрение этой технологии как наиболее подходящей в свете разработанных в последние годы альтернатив остается под вопросом.

Целью данной работы является предоставление руководства по перфорации на ГТ при переменных внешних условиях в горизонтальных скважинах, которое было составлено посредством всестороннего анализа требований, оценок возможных рисков и правильного подбора технологий. Также дано описание результатов и извлеченных уроков. Предложенный технологический процесс, который стал стандартом в вышеуказанном регионе, может применяться с уверенностью, о чем свидетельствует успех кампании по проведению соответствующих работ. ©

Материал подготовлен Василием Андреевым

decrease in initial production, the milling of such FS baffles has become a necessity. Milling jobs have proven to be difficult using conventional coiled tubing (CT) milling methods, tools, and processes. Analysis of previous variables, well constructions, CT strings, and CT equipment led to the development of an unconventional work method that has been applied with success in more than 12 wells in the region.

The first deployments of the combined work method were observed with caution and were not fully supported by the customer. The staged milling was supposed to increase the operating times in these interventions. However, by the time the third well was milled using this method, this perception began to change because of comparisons between the time lost during unwanted events, such as the tool becoming stuck and difficulty during milling. Previous events had reduced the occurrence of these issues in the last 12 wells and the use of associated FSs.

#### **15. A Systematic Approach to Horizontal Well Perforating With Coiled Tubing in the South China Sea, Malaysia** **W.R. Tapia (SPE); J.R. Jenie, and I. Sorman (SPE, Schlumberger)**

#### **Abstract**

For many years perforating in horizontal wells under variable conditions has been one of the biggest challenges in the South China Sea area. Being a critical step during the cycle of a well, operators have to identify the best perforating method to achieve desired results in the safest manner whilst remaining cost-effective. Perforating using coiled tubing (CT) conveyance provides a range of flexibility as an attractive method to convey long sections of guns in a single run; however, whether this technology can be considered the most appropriate solution in light of available alternatives developed in recent years, remains in question.

The intent of this paper is to provide a strong guide to CT perforating under variable conditions in horizontal wells through a thorough requirements analysis, risk evaluation and proper selection of technology. A review of the results and lessons learnt are also included. The engineering process, which has since become the benchmark in the area, can be applied with confidence as evidence by the success of the campaign. ©

By Vasili Andreev



30 OCTOBER 2014  
MOSCOW

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

30 ОКТЯБРЯ 2014 МОСКВА

[www.CBMconf.com](http://www.CBMconf.com)

Связаться с Оргкомитетом: +7 (495) 646 13 95

Organized by SMARTACONFERENCES

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ТРАНСФЕРА ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА ДЛЯ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

И.А. ГОЛУТВА, директор ООО «ДМТехнологии»; И.Я. ПИРЧ, член совета Группы ФИД

Разработка угольных пластов подземным способом в современных условиях в обязательном порядке связана с процессами предварительной подготовки месторождения. Практически на всех шахтах необходимо снижение газоносности отрабатываемых угольных пластов перед началом их отработки путем извлечения угольного метана с дальнейшей транспортировкой его на поверхность.

Проблема эта важна и для экономики, поскольку во многих случаях дегазация угольных пластов означает не просто удаление газа. В последние годы метан угольных пластов получил новый статус – был включен в классификатор полезных ископаемых России и стал рассматриваться в качестве перспективного источника углеводородного сырья.

Процесс извлечения метана на угольных шахтах можно разделить на два несовместимых друг с другом процесса: предварительная дегазация разрабатываемых пластов из подготовительных выработок и извлечение метана из пластов-спутников, а также из купола обрушения очистных выработок. Эти процессы несовместимы из-за взаимопротивоположных требуемых технических параметров дегазационных сетей.

Предварительная дегазация – это целый комплекс мер, включающий в себя:

- проектирование и расчет дегазационной сети шахты с обязательным лабораторным анализом физических свойств угля на проницаемость, газоносность и сорбционную способность;
- бурение сети скважин в разрабатываемые угольные пласты;
- соединение пробуренных дегазационных скважин с транспортной трубопроводной сетью (дегазационным трубопроводом), подключенной к поверхностным установкам;
- подключение дегазационных трубопроводов к поверхностным дегазационным станциям, которые обеспечивают безопасное извлечение метана на поверхность с необходимыми техническими параметрами.

Извлечение метана (добыча метана) из пластов-спутников и породных межпластьев применимо для ограждения разрабатываемых угольных пластов от влияния газоносности близлежащих пластов, предварительной дегазации нескрытых запасов, подлежащих отработке, а также удаление метановоздушной смеси из купола обрушения. Такие технологические процессы чаще всего осуществимы бурением скважин с поверхности.

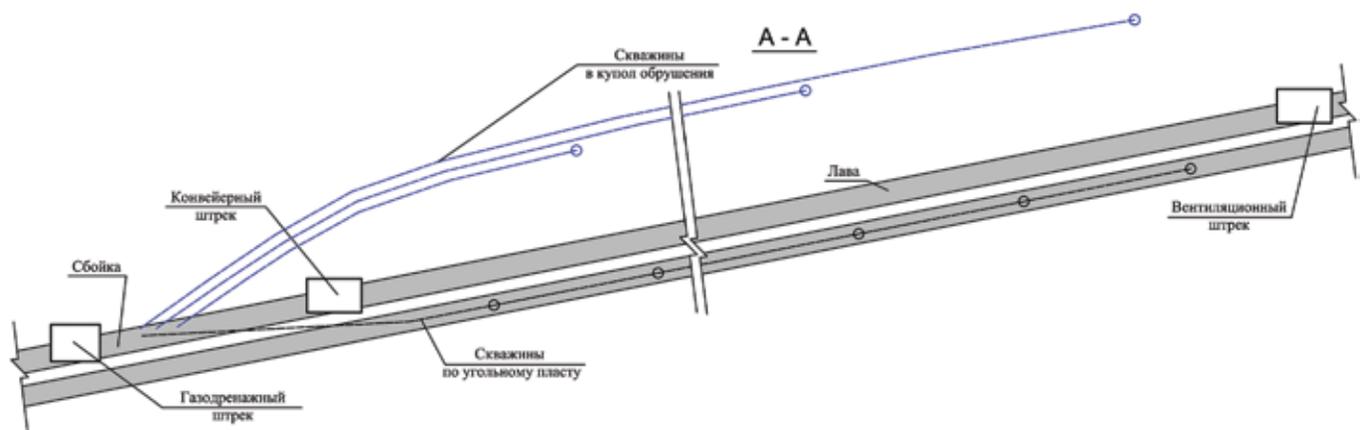


Рисунок 1 – Схема бурения скважин для проведения дегазации угольных пластов

Все эти технологические процессы уже применяются на угольных предприятиях. Но если коснуться анализа конкретно только бурения скважин под дегазацию, то подход к процессу бурения дегазационных скважин на угледобывающих предприятиях российских угольных бассейнов (в частности, в Кузбассе) в большинстве случаев остается пока достаточно консервативным, в результате этого сам процесс



**Рисунок 2 – Установка для направленного бурения скважин из шахтных выработок**

дегазации выглядит малоэффективным. Сегодня можно утверждать, что применение мирового опыта проведения предварительной дегазации угольных пластов с использованием технологии направленного бурения скважин, а также благодаря трансферу других технологий из нефтегазовой отрасли процесс дегазации можно поднять на новый уровень. Ведь именно такой технологический метод, как направленное бурение, давно уже используется ведущими угледобывающими странами, такими как Китай, Австралия, США и т.д.

Все больше и больше угледобывающих предприятий Кузбасса по мере увеличения глубины, на которой ведется отработка угольных пластов, испытывают сложности в получении необходимой эффективности дегазации с применением традиционных схем. Это в первую очередь связано с увеличением газоносности обрабатываемых угольных пластов и значительным усилением влияния газоносности пластов-спутников. Процессы десорбции газа имеют свой временной период газоотдачи, определенный физическими свойствами угля, в связи с чем необходима дегазация угольных пластов, занимающая от 6 месяцев и более.

Решением такой проблемы является применение технологии бурения направленных скважин из шахтных горных выработок.

Компания «ДМТехнологии» и Группа ФИД в 2014 году предложили на рынок Кузбасса и России новый технологический продукт, построенный на применении подземного

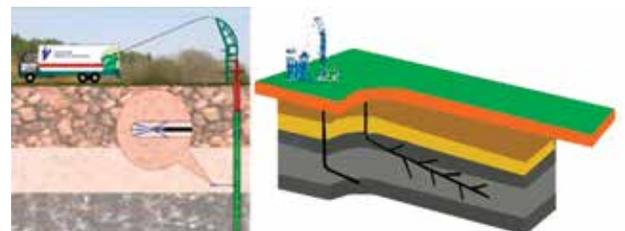
бурения (строительства) направленных скважин и позволяющий решать большинство проблем предварительной подготовки угольных пластов к дегазации. Эта технология позволяет не только бурить скважины глубиной более 1000 м по угольному пласту, но и обеспечивать локализацию влияния газоносности пластов-спутников путем строительства коллектора скважин над и под разрабатываемым пластом.



**Рисунок 3 – Комплекс для колтюбингового бурения**

При использовании разработанной технологии дегазации угольных пластов появляется возможность:

- предварительно дегазировать угольный пласт по створу проходки горных выработок;
- исключить необходимость применения неэффективной барьерной дегазации короткими скважинами, которая обеспечивается традиционным роторным бурением;
- обеспечить полноценную геологическую разведку угольных пластов, подлежащих отработке;



**Рисунок 4 – Гидромониторное бурение**

- заблаговременно устранить влияние внезапных выбросов при последующем проведении горных выработок, тем самым значительно увеличив скорость проходки. Не останавливаясь на достигнутом,

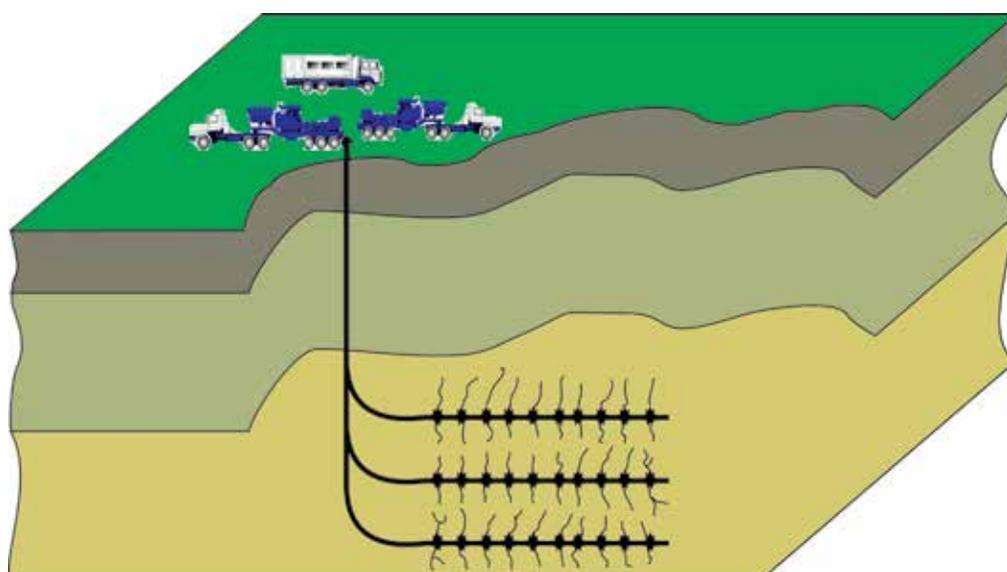


Рисунок 6 – Многостадийный гидроразрыв пласта

специалисты компании «ДМТехнологии» в настоящее время ведут проработку возможности трансфера и адаптации иных нефтегазовых технологий на базе оборудования Группы ФИД. Такие технологии, как колтюбинговое бурение горизонтально-направленных скважин, гидромониторное бурение и разрыв, гидравлический разрыв (гидрорасчленение), азотно-пенный гидравлический разрыв, а также их комплексное применение являются наиболее перспективными методами снижения газоносности пластов.

**Колтюбинговое бурение** имеет ряд неоспоримых преимуществ в применении бурения скважин с поверхности. В первую очередь потребитель выигрывает в скорости бурения, а также существенном сокращении непроизводительного времени. Дополнительно к указанному колтюбинговое бурение позволяет повысить эффективность работ за счет экономии технологических жидкостей, сокращения времени на мобилизационные и подготовительно-заключительные работы.

Значительное повышение эффективности работ по дегазации неразрабатываемых угольных пластов дает реализация технологии гидромониторного размыва пород. Данная технология используется для строительства скважин небольшого диаметра в заданном

направлении из основного ствола путем размыва пород высоким давлением, в том числе с применением колтюбингового оборудования. Реализация технологии гидромониторного размыва позволит существенно расширить зону фильтрации из пробуренной скважины, а также сократить количество вертикальных стволов при дегазации выработанного пространства, что в целом должно сократить расходы на строительство сети дегазационных скважин.

**Технологии гидравлического разрыва** (гидравлического расчленения) позволяют создать в угольном пласте техногенный коллектор с развитой системой трещин, соединяющихся через скважину с поверхностью. Наибольшую перспективность представляет многостадийный процесс, позволяющий охватить значительные площади, а также ГРП с применением в различных концентрациях инертного газа – азота (азотно-пенный).

Комплексные методы и подходы, разрабатываемые компанией «ДМТехнологии» на базе оборудования Группы ФИД, позволят вывести процессы дегазации, а также добычи метана из угольных пластов на новый уровень эффективности и перспективного развития. ©

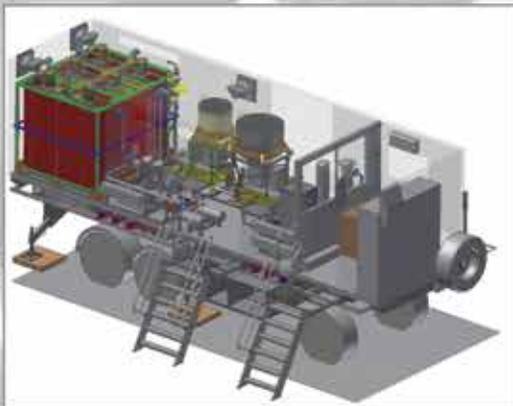
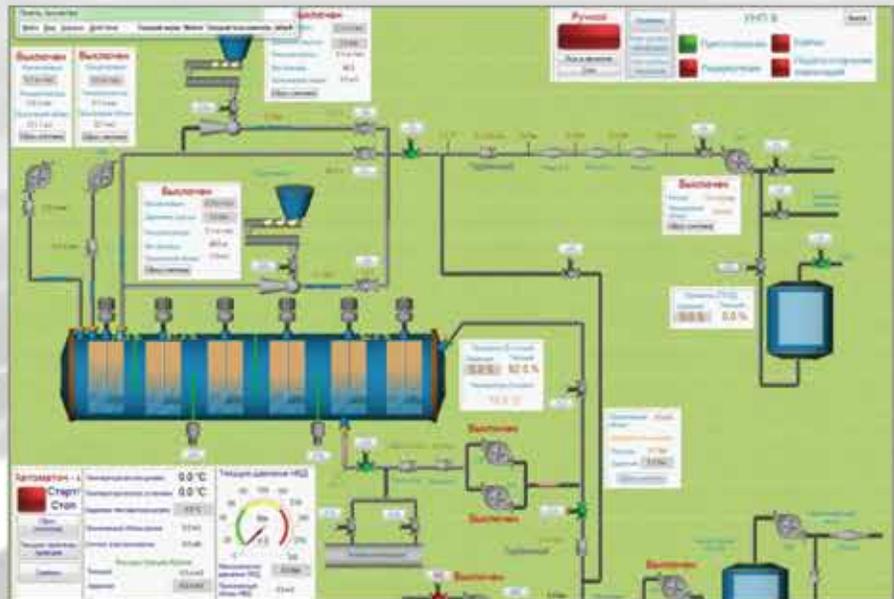
## КОМПЛЕКС НАСОСНЫЙ ПРИГОНАВЛИВАЮЩИЙ КНП1

Предназначен для непрерывного приготовления и закачки в скважину осадкогелеобразующих композиций с точным учётом расхода и дозировки сыпучих и жидких химреагентов.

Применяется при проведении работ с использованием потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки месторождений.

Все оборудование комплекса работает от трёхфазной сети 380V и смонтировано в двух изотермических фургонах, расположенных на отдельных прицепах.

Системы комплекса снабжены электроприводами.



Установка насосная приготавливающая УНП9

### Состав комплекса:

- установка насосная приготавливающая УНП9
  - система водоподготовки
  - система дозирования сыпучих химреагентов
  - система дозирования жидких химреагентов
  - гидратационная ёмкость
  - система отопления и вентиляции
  - отсек оператора
- установка насосная нагнетающая УНН2
  - система подачи ацетата хрома
  - насос высокого давления с электроприводом
  - силовой блок электросистемы в отдельном отсеке



Установка насосная нагнетающая УНН2

Производительность при давлении 30 МПа, не менее, м <sup>3</sup> /ч	9
Количество одновременно подаваемых химреагентов:	
- жидких химреагентов	3
- сыпучих химреагентов	2
Объём гидратационной ёмкости, м <sup>3</sup>	6

# Применение новых технологий с использованием колтубинговой установки

## Application of New Technologies Using Coiled Tubing

Материал предоставлен ООО «Урал-Дизайн-ПНП».  
The text was provided by Ural-Design-PNP.

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время область применения колтубинговых установок охватывает все больше смежных направлений в сфере нефтесервиса, объединяя работы по капитальному ремонту скважин (КРС), текущему ремонту скважин (ТРС), вызову притока из пласта, геофизическим исследованиям скважин. Эта область также включает опытно-промышленные работы с новым оборудованием и передовыми технологиями.

Набор операций, выполняемых на одной скважине при помощи колтубинговой установки, может быть следующим: глушение скважины; разбуривание фрак-портов в многостадийной компоновке гидравлический разрыв пласта (ГРП); промывка скважины с нормализацией забоя; кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП); геофизические исследования с последующим вызовом притока (освоением скважины).

Комплексный подход к выполнению работ на одном объекте приводит к сокращению сроков ремонта скважин и повышению качества выполненных работ.

### КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

#### НОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

В процессе строительства, эксплуатации, ремонта скважин и проведения ГРП возникает необходимость в удалении из ствола скважины и скважинного оборудования инородных фракций – песка, геля, продуктов химических реакций, проппанта.

Данный процесс характеризуется общим термином: «нормализация забоя скважины».

Нормализация забоя включает в себя промывку скважины гидромониторной насадкой на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ) с постоянной циркуляцией жидкости – до глубины, регламентируемой характером проводимых работ.

Вымыв твердых и рыхлых частиц происходит за счет постоянной циркуляции жидкости при условии, что скорость восходящего потока будет выше скорости оседания взвешенных частиц.

Экспериментальным путем установлено, что средняя скорость оседания песка и проппанта, находящегося в статичной жидкости, удельным весом  $1,0 \text{ г/см}^3$ , равна 5–8 м/мин в зависимости от удельного веса и размера частиц.

Минимальная скорость восходящего потока для

### INTRODUCTION

At present the area of application of coiled tubing rigs ever more increasingly covers adjacent oilfield services incorporating well workover operations (WO), well servicing, well stimulation, and production well logging. This area also includes field trials using new equipment and advanced technologies.

The set of operations performed at one well using a coiled tubing rig can be as follows: killing of a well; multistage drilling-out of frac-ports; hydraulic fracturing; cleanout and bottom-hole cleaning; bottom-hole acidizing; well logging followed by stimulation (well testing).

An integrated approach to the performance of operations at a site reduces the duration of workover and increases the quality of the operations.

### COILED TUBING TECHNOLOGIES

#### BOTTOM-HOLE CLEANING

During the construction, operation, workover and hydraulic fracturing a necessity arises to remove foreign particles from the bore hole and downhole equipment – sand, gel, chemical reaction products, proppant.

This process is commonly called bottom-hole cleaning.

Bottom-hole cleaning includes jet-nozzle cleanout using coiled tubing with continuous fluid circulation – to the operation-specific depth.

The wash-away of solid and loose particles is caused by the continuous circulation of fluid so long as the upward flow rate is higher than the sedimentation rate of the suspended particles.

It has been established by means of experiments that the average sedimentation rate of the sand and the proppant in the static fluid with a specific gravity of  $1.0 \text{ g/cm}^3$  equals 5–8 m/min depending on the specific gravity and size of the particles.

The minimum upward flow rate to ensure normal washover of the particles should be three

нормального выноса частиц на поверхность должна быть в 3 раза выше скорости оседания в вертикальных стволах скважин и в 10 раз выше скорости оседания в наклонно-направленных и горизонтальных стволах.

Таким образом, для вертикальных стволов скважин минимальная скорость восходящего потока должна составлять 15–20 м/мин, для наклонно-направленных и горизонтальных 50–80 м/мин.

Основными факторами, ухудшающими нормальный вынос частиц с забоя, являются низкие пластовые давления и недостаточный расход промывочной жидкости через ГНКТ.

Методы, применяемые ООО «Урал-Дизайн-ПНП» для повышения качества работ по нормализации, приведены ниже.

**Аэрация промывочной жидкости.** При аномально низком пластовом давлении (АНДП) рекомендуется перед проведением работ закрыть скважину на 3–4 суток для полного восстановления давления.

Одним из способов создания депрессии на пласт является снижение удельного веса промывочной жидкости до значений 0,8–0,9 г/см<sup>3</sup>. Достигается это методом нагнетания аэрированной жидкости либо пенных систем. Наиболее подходящим агентом для аэрации и пенообразования жидкости является газообразный азот (N<sub>2</sub>). Он не поддерживает горения и экономически эффективен в промышленных объемах.

Азот не совершает работы по выносу. Только жидкая фаза обеспечивает транспортировку твердых частиц на поверхность. Азот ускоряет поток жидкости и снижает гидростатическое давление.

При использовании жидкости, аэрированной азотом, скорость потока в малом затрубном пространстве будет увеличиваться при подходе к устью скважины из-за расширения азота при понижении гидростатического давления.

Степень аэрации жидкости – отношение объема газа к объему жидкости – зависит от условий работы скважины и величины необходимой депрессии на пласт.

Использование облегченной жидкости снижает риск формирования пробок из твердых частиц и прихвата гибкой НКТ.

**Применение понизителей трения.** Создание необходимого расхода промывочной жидкости через ГНКТ (3,5–7,0 л/сек) для нормального подъема частиц с забоя скважины сопровождается ростом давления на устье (в линии нагнетания высокого давления и насосном агрегате). Большой рост давления происходит вследствие гидравлических потерь на трение при движении жидкости по ГНКТ.

Для примера. Расчетные потери на трение для ГНКТ Ø38,1 мм, длиной 4000 м, расходом промывочной жидкости 3,5 л/сек с удельным весом 1,0 г/см<sup>3</sup> составляют 26 МПа. При аналогичных входных данных на ГНКТ Ø44,45 мм потери на трение составят 11 МПа.

С целью снижения потерь на трение в промывочную жидкость вводят понизители трения, такие как ASP-820 компании NALCO и пр. Средняя концентрация понизителей трения составляет 0,1–0,2% на 1,0 м<sup>3</sup> промывочной жидкости.

Использование подобной химии, по некоторым данным, снижает потери на трение до 30–40%, что

times higher than the rate of sedimentation in the vertical holes and ten times higher than the rate of sedimentation in the controlled directional holes and horizontal holes.

Therefore, in the case of vertical holes the minimum upward flow rate should be 15–20 m/min and 50–80 m/min in the case of controlled directional and horizontal holes.

The main factors impairing normal washover of the particles from the bottom hole include low formation pressure and insufficient flow rate of the washing fluid through coiled tubing.

The methods used by Ural-Design-PNP to improve the quality of bottom-hole cleaning are given below.

**Aeration of the washing fluid.** At an abnormally low formation pressure before the commencement of the work it is recommended to close down the well for 3 or 4 days to ensure full buildup of the pressure.

One of the ways to create pressure drawdown is to bring down the specific gravity of the washing fluid to 0.8–0.9 g/cm<sup>3</sup>. It is achieved by injecting aerated fluid or foam. Nitrogen gas (N<sub>2</sub>) is the most suitable agent for the aeration and foaming of the fluid. It does not sustain combustion and is cost effective in industrial-scale volumes.

Nitrogen is not used for washover. Only the liquid phase ensures carrying of the solids to the surface. Nitrogen speeds up the fluid flow and reduces the hydrostatic pressure.

If nitrogen-aerated fluid is used, the flow rate in the small annulus increases when approaching the well-head due to the expansion of nitrogen when the hydrostatic pressure drops.

The degree of fluid aeration – the correlation between the gas volume and the liquid volume – depends on the well operation conditions and the magnitude of the required pressure drawdown.

The use of lightweight fluid reduces the risk of blockage caused by solids and sticking of coiled tubing.

**Use of friction reducing agents.** Creation of the required flow rate of the flushing fluid through coiled tubing (3.5–7.0 l/sec) to ensure normal lift of the particles from the bottom hole is accompanied by the pressure growth at the well-head (in the pressure build-up line and the pumping unit). Considerable pressure boost occurs as a result of hydraulic frictional losses during the movement of the fluid moves through coiled tubing.

E.g.: Estimated frictional losses for coiled tubing with the diameter of 38.1 mm and a length of 4000 m at the 3.5 l/sec flow rate of the flushing fluid with the specific gravity of 1.0 g/cm<sup>3</sup> equals 26 MPa. With the same input data for Ø44.45 mm coiled tubing the frictional losses equal 11 MPa.

To reduce frictional losses the flushing fluid incorporates friction reducing agents, such as ASP-820 manufactured by NALCO and others. ▶

влечет за собой снижение давления закачки жидкости при постоянном расходе.

#### **РАЗБУРИВАНИЕ ФРАК-ПОРТОВ В КОМПОНОВКАХ ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП**

В настоящее время нефтяные компании активно применяют технологию многостадийного последовательного ГРП в горизонтальных стволах скважин (хвостовиках).

Компоновка многостадийного ГРП типа Stage FRAC компании Weatherford включает в себя ряд последовательных фрак-портов, изолируемых специальными муфтами с металлическими шарами. После окончания каждой стадии ГРП в насосно-компрессорную трубу (НКТ) запускают специальный шар, который садится в седло сдвижной муфты и изолирует отработанный интервал.

По окончании всех стадий ГРП производится операция по разбуриванию шаров и седел компоновки при помощи колтюбинговой установки.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» уделило особое внимание подбору конструктивных особенностей режущего инструмента, поскольку это имеет большое значение при работе в малых диаметрах труб НКТ, горизонтальных стволах и компенсирует отсутствие возможности создания значимой осевой нагрузки.

Чтобы исключить лишние спуско-подъемные операции (СПО), для смены компоновки оборудования, был разработан универсальный фрез, способный за один спуск фрезеровать как седло с шаром, так и тело сдвижной муфты. Конструкция фрезы позволяет фрезеровать фрак-порты с созданием минимальной нагрузки на инструмент, что минимизирует риски повреждения ГНКТ в горизонтальных участках ствола скважины.

Также для данного вида работ был проведен подбор винтового забойного двигателя (ВЗД) с оптимальным соотношением крутящего момента и оборотов.

В целом операция по фрезерованию фрак-портов компоновки занимает непродолжительное время, в среднем до 24 ч, что обеспечивает скорейший ввод скважины в эксплуатацию.

#### **ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ ФРАК-ПОРТОВ В КОМПОНОВКАХ СЕЛЕКТИВНОГО МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП**

В 2014 году компанией ООО «Урал-Дизайн-ПНП» совместно с компанией Weatherford успешно проведены работы по переключению портов в компоновке многостадийного селективного ГРП “ZoneSelect” MONOBORE.

В отличие от последовательной изоляции одного порта от другого посредством сброса шаров компоновка MONOBORE имеет сдвижные порты, которые открывают и закрывают при помощи специального инструмента, спускаемого на ГНКТ, тем самым последовательность интервалов ГРП определяется Заказчиком.

Инструмент открытия/закрытия портов компоновки представляет собой гидравлический молот двустороннего действия. Рабочее давление нижнего направления удара составляет 3,2–4,5 МПа, рабочее давление верхнего направления удара составляет 10–12 МПа.

Данная технология позволяет проводить многостадийный ГРП в горизонтальных стволах без последующего фрезерования портов.

The average concentration of friction reducing agents is 0.1–0.2% per 1.0 m<sup>3</sup> of flushing fluid.

Reportedly, the use of such chemicals brings down the frictional losses to 30–40% which causes the fluid injection pressure to drop at a constant flow rate.

#### **DRILLING-OUT OF FRAC-PORTS AT MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING**

At present oil companies actively implement multistage fracturing in horizontal holes (tail pipes).

The multistage fracturing array of the Stage FRAC type produced by Weatherford consists of a set of serial frac-ports shut off by a special metal-ball coupling. At the end of each fracturing stage a special ball is dropped into the coiled tubing which gets into the seat of the sliding sleeve and shuts off the exhausted interval.

At the end of all stages of hydraulic fracturing, drilling-out of the balls and seats is performed using a coiled tubing rig.

Ural-Design-PNP put an increased focus on the selection of the design features of the cutting tool as it plays an important role when using small-diameter coiled tubing while working in horizontal holes and makes up for the lack of possibility to create considerable axial load.

To eliminate excessive round-trip operations to change the equipment configuration a universal mill has been developed capable to mill both the seat with the ball and the body of the sliding sleeve on a single trip. The design of the mill allows milling frac-ports creating minimum load on the tool which minimizes the risks of damaging the coiled tubing in the horizontal sections of the hole.

Additionally, for this type of operations bottom-hole motors have been selected with the best torque-speed ratio.

On the whole, milling of the frac-ports takes little times – 24 hours on average – which ensures fastest bringing-in of the well.

#### **SWITCHING OF FRAC-PORTS IN A SELECTIVE MULTISTAGE FRACING ARRAY**

In 2014 Ural-Design-PNP in association with Weatherford successfully switched ports in the ZoneSelect MONOBORE selective multistage fracturing system.

Unlike successive isolation of one port from another by dropping balls, the MONOBORE system has sliding ports which are opened and closed with a special tool lowered into the hole using coiled tubing; therefore, the sequence of fracturing intervals is determined by the Customer.

The tool for opening and closing of the ports is a two-way hydraulic hammer. The working pressure of the downward stroke of the hammer is 3.2–4.5 MPa while the working pressure of the upward stroke is 10–12 MPa.

This technology allows performing multistage fracturing in horizontal holes without subsequent milling of the ports.

### ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ

В последнее время широкое распространение получило бурение боковых горизонтальных стволов в эксплуатационных скважинах с целью увеличения охвата пласта зоной фильтрации и, как следствие, стимуляции притока скважинного флюида.

Протяженность горизонтального участка ствола скважины может достигать 800–1500 м. В этом случае провести качественный комплекс геофизики не представляется возможным. При работе геофизического подъемника с жестким каротажным кабелем максимально возможный транспорт геофизического прибора по горизонтальному участку составляет 250–350 м, оставшаяся часть горизонтального ствола остается неохваченной исследованиями.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» совместно с геофизическими компаниями активно применяет колтюбинговую установку для доставки приборов на забой скважин с горизонтальными стволами.

При работе используются автономные комплексные приборы, такие как «КарСар» серии горизонт и «ГЕО-6». Производимый ряд исследований включает: ГК, манометр, температура, СТИ, локатор муфт, влагомер, измерение удельного сопротивления.

В основном используется сборка комплексных приборов, включающая несколько модулей. Общая длина компоновки приборов может достигать 8–9 м.

При работе колтюбинговой установкой с автономным геофизическим прибором привязка данных прибора по глубине производится от станции контроля установки ГНКТ.

Наличие циркуляционного переводника над компоновкой геофизических приборов позволяет производить запись профиля притока при компрессировании скважины. В отличие от пусковых муфт, установленных на НКТ, компрессирование скважины через ГНКТ дает возможность подобрать наиболее эффективную глубину в зависимости от статического, динамического уровня столба жидкости и характеристик пласта.

### ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА «КРОТ-2»

На поздних стадиях разработки месторождений работа с пластами-коллекторами требует все более локального и грамотного подхода. В том числе это относится к вторичному вскрытию пласта.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» совместно с ПКТБ «Техпроект» занимаются разработкой комплекса оборудования и технологии для бурения глубоких радиальных каналов в продуктивных нефтяных пластах – «КРОТ-2».

Целью работы является разработка, изготовление и проведение приемочных испытаний комплекса, который по техническим параметрам не уступает существующим аналогам, превосходит их по экономической эффективности и имеет патентную защиту на территории РФ.

К области применения разработки относятся:

- нефтяные продуктивные залежи с близкорасположенными водонасыщенными или газонасыщенными интервалами;
- многопластовые залежи или нефтенасыщенные пласты с высокой степенью расчлененности; ▶

### WELL LOGGING IN HORIZONTAL HOLES

Lately it has become widespread to drill horizontal sidetracks in production wells in order to increase the coverage of the reservoir by the filtration zone and, hence, to stimulate the influx of the downhole fluid.

The horizontal section of the hole can be as long as 800–1500 m. In this case it is impossible to perform high-quality logging operations. A pulling unit with a stiff wireline can transport the logging tool along the horizontal section as far as 250–350 m with the remaining section of the horizontal hole being uncovered by the survey.

Ural-Design-PNP in cooperation with geophysical surveying companies makes active use of a coiled tubing rig to deliver the tools to the bottom-hole of the well with horizontal offshoots.

During operations stand-alone integrated units, such as KarSar of the horizon series and GEO-6 are used. Logging operations include gamma ray logging, pressure measuring, temperature measuring, use of a downhole thermal indicator, casing collar logging, humidity measuring, and specific resistance measuring.

Mainly an assembly of integrated units is used which consists of several modules. The assembly of units can have the total length of 8–9 m.

When operating a coiled tubing rig with a stand-alone logging unit the binding of the depth-related data is performed at the CT control station.

The circulating sub located over the logging assembly allows recording the fluid-movement profile when compressing the well. Unlike the gas-lift valves mounted on coiled tubing, compressing of the well through coiled tubing allows selecting the most efficient depth depending on the static, dynamic level of the fluid column and the reservoir characteristics.

### SECONDARY COMPLETION OF THE PRODUCING FORMATION USING KROT-2 SYSTEM

At late stages of field development operations in reservoir beds require more local and adequate approach including but not limited to secondary completion.

Ural-Design-PNP in cooperation with Perm Design and Engineering Bureau Tekhproekt are developing a system and a technology for drilling deep radial canals in producing oil reservoirs – KROT-2.

They intend to develop, to manufacture and to run acceptance trials of a system which would have the technical characteristics equal to the existing alternatives, would have higher cost efficiency and would have patent protection in the territory of the Russian Federation.

The areas of application for the development include:

- oil producing deposits with nearby water-saturated or gas-saturated intervals;
- multi-zone reservoirs or oil-saturated formations with a high stratification factor; ▶

- вновь разрабатываемые продуктивные пласты с пониженными фильтрационными свойствами из-за кольматации ПЗП в процессе бурения.
  - добывающие скважины с ухудшившимися фильтрационными свойствами призабойной зоны в процессе эксплуатации;
  - скважины, запланированные для гидроразрыва пласта, для которых по геологическому строению пласта и геофизическим данным целесообразна предварительная инициация трещины разрыва.
- После доработки комплекса предполагается за один спуск ГНКТ формировать до 20 радиальных каналов длиной 3000 мм и Ø32 мм.

#### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕКЦИОННОГО ЛУБРИКАТОРА СОВМЕСТНО С УСТАНОВКОЙ ГНКТ**

В последнее время использование колтюбинговой установки обретает комплексный подход. Оборудование низа колонны ГНКТ может достигать 10–12 м (для примера: длина полной сборки геофизического прибора «КарСар Горизонт» составляет 7,5–8 м), что при работе на фонтанирующих скважинах неизбежно приводит к предварительному глушению. Глушение скважин технической жидкостью и соевыми растворами негативно сказывается на фильтрационных свойствах пласта, а при низких пластовых давлениях – на последующем вызове притока из скважины и выводе ее на режим.

С 2014 года для спуска длинных компоновок инструмента в скважины с избыточным давлением на устье ООО «Урал-Дизайн-ПНП» применяет секционный лубрикатор. Общая длина сборных секций составляет 16 м, что позволяет беспрепятственно спускать существующие компоновки. Монтаж лубрикаторных секций, промывочного тройника и колтюбингового превентора осуществляется согласно утвержденной схеме с соблюдением всех правил, принятых в нефтяной и газовой промышленности.

Для удержания инжектора и лубрикатора, смонтированных на устье скважины, используется автокран и тросовые оттяжки.

#### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОНОМНОГО ТЕРМОМЕТРА – МАНОМЕТРА**

При проведении работ по вызову притока из пласта при помощи ГНКТ создаваемая депрессия на пласт рассчитывается эмпирическим путем. Фактическое забойное давление и температуру при проведении работ можно узнать только непосредственным измерением, для чего ООО «Урал-Дизайн-ПНП» использует автономный термометр – манометр «САФ.АММ».

Прибор «САФ.АММ» позволяет регистрировать скважинную температуру и давление с шагом записи 1 секунда и общим временем записи до 12 суток. Перед проведением работ термометр – манометр программируется, помещается в специальный контейнер и включается в компоновку низа ГНКТ, не препятствуя циркуляции жидкости и газа.

После проведения всех операций на скважине в приборе остаются фактические данные температуры и давления с возможностью вывода графиков и экспорта данных в различные форматы.

При проведении растепления гидрато-парафиновых

- newly developed producing formations with low filtration characteristics due to the calmatation of the bottom-hole formation zone during drilling;
- producing wells with deteriorated filtration characteristics of the bottom-hole zone during operation;
- wells intended for hydraulic fracturing for which due to the geological structure of the formation and the geophysical data it is feasible to initiate preliminary fracturing.

After the system is developed it is expected to create up to 20 radial canals with a length of 3000 m and a diameter of 32 mm on a single trip.

#### **USE OF A SECTIONAL LUBRICATOR IN CONJUNCTION WITH A COILED TUBING RIG**

Recently there has been observed an integrated approach to using a coiled tubing rig. The CT bottom-hole assembly can reach the length of 10–12 m (e.g.: the length of the full assembly of the logging tool KarSar Horizon is 7.5–8 m) which in case of natural flow wells inevitably leads to preliminary killing of the well. Killing a well with a process fluid and salting liquids has an adverse impact on the filtration characteristics of the reservoir and at low formation pressure it adversely affects the subsequent stimulation and bringing the well to stable production.

Since 2014 Ural-Design-PNP has used a sectional lubricator to lower long tool assemblies into wells with excess pressure at the wellhead. The total length of built-up sections is 16 m which ensures unobstructed running of the existing assemblies into the hole. Installation of the lubricator sections, the flushing three-way piece and the CT preventer is performed according to the prescribed diagram in conformity with all the regulations adopted in the oil and gas industry.

To retain the injector and the lubricator mounted at the wellhead a mobile crane and backstay cables are used.

#### **USE OF A STAND-ALONE TEMPERATURE AND PRESSURE GAUGE**

When performing CT-assisted well stimulation the created pressure drawdown is estimated empirically. The actual bottom-hole pressure and the temperature during the operations can be determined only by direct measuring for which purpose Ural-Design-PNP uses a stand-alone temperature and pressure gauge SAF.AMM.

SAF.AMM allows recording the downhole temperature and pressure at one-second intervals and has the total recording time of up to 12 days. Before commencing the operations the temperature and pressure gauge is programmed, put in a special container and incorporated into the CT bottom-hole assembly without obstructing fluid and gas circulation.

After performing all operations in the well the gauge retains the actual temperature and pressure data with the option of making graphs and

пробок в скважинах с различными пластовыми температурами (от 25 °С до 110 °С), имея фактические данные по температуре, можно подобрать оптимальную глубину спуска ГНКТ с теплоносителем.

#### **ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАВОДОМ ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ**

В районах с холодным климатом, большим содержанием в продукции скважин смол, асфальтенов, парафина и других тяжелых фракций возникает проблема их отложений на стенках трубопроводов в нефтесборных коллекторах.

Применение химии и растворителей негативно сказывается на качестве продукции. Внешнее тепловое воздействие малоэффективно. Очистка трубопроводов с помощью запуска торпед нередко влечет замену целых участков, что экономически нецелесообразно.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» совместно с компанией – производителем кабельной продукции провели операцию по заводу греющего кабеля в нефтесборный коллектор Ø168 мм. Длина участка с заведенным кабелем составила 800 м.

Для реализации проекта были сделаны две врезки в нефтепровод (входной и выходной участки), установлена необходимая арматура, изготовлена регулируемая эстакада для установки инжектора установки.

Общее время операции с учетом подготовительных работ составило менее четырех суток. После проведения заключительных работ нефтепровод был запущен в работу. При эксплуатации в зимний период рост давления в коллекторе не наблюдался.

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

ООО «Урал-Дизайн-ПНП», как и другие сервисные компании, уже давно применяет следующие виды работ на объектах Заказчика:

- промывки ствола скважин с применением водных растворов и растворителей;
- кислотные обработки призабойной зоны пласта различными химическими составами;
- вызов притока из пласта с использованием газообразного азота (освоение скважин);
- глушение скважин солевыми и полимерными растворами;
- растепление гидрато-парафиновых пробок и восстановление циркуляции;
- фрезерование стоп-колец в лифтах НКТ;
- ловильные работы в скважинах.

В целом спектр услуг, предлагаемый при работе с колтюбинговыми установками, расширяется с каждым годом. Разрабатываются новые технологии, вводится новое оборудование.

В настоящее время выполнение ряда операций перестало быть прерогативой одной компании. Повышение качества, сокращение сроков работ и рациональные решения достигаются за счет консолидации вокруг общей цели и обмена производственным опытом. ☉

exporting the data into various formats.

When thawing hydrate-wax plugs in the wells with various reservoir temperatures (from 25 °C to 110 °C), the availability of the actual temperature data allows choosing the best landing depth for coiled tubing with a heat-transfer medium.

#### **CLEANING OF THE PIPES BY BRINGING IN THE HEATING CABLE**

In cold regions where the products have high contents of resin, asphaltene, paraffin and other heavy fractions there is a problem of depositions on the walls of the pipes in the in-filed flow line. Use of chemicals and solvents have an adverse impact on the product quality. External heat exposure is inefficient. Cleaning of the pipes by launching torpedoes very often leads to the replacement of whole sections which is not feasible.

Ural-Design-PNP in cooperation with the cable producer brought the heating cable into the in-field flow line with the diameter of 168 mm. The length of the section with the brought-in cable equaled 800 m.

To implement the project two tie-ins (inlet and outlet sections) were made, the required fittings were installed and an adjustable rack was manufactured to mount the rig injector.

The total duration of the operations including the preparatory work was less than four days. After the final operations the oil pipeline was put into operation. During the operation in the winter period no pressure increase was observed.

#### **CONCLUSION**

Ural-Design-PNP like other oilfield service companies has long since been performing the following operations at the Customer's sites:

- Flushing of the hole using water solutions and solvents;
- Acid treatment of the bottom-hole formation zone with various chemical compounds;
- Stimulation using nitrogen gas (well development);
- Killing of wells with salting liquids and polymer solutions;
- Thawing of hydrate-wax plugs and restoration of circulation;
- Milling of stop rings in CT lifts;
- Fishing operations.

On the whole, the range of services offered when using coiled tubing rigs has expanded from year to year. New technologies are being developed and new equipment is being introduced.

At present a specific set of operations have ceased to be the exclusive domain of one company. Improvement of quality, schedule reduction and sustainable solutions are achieved by consolidating around a common goal and exchanging production experience. ☉

# Направление на высокотехнологичный колтюбинговый сервис

## Heading Towards High-Tech Coiled Tubing Service



*А.А. Ершов родился 21.01.1976 в городе Чернушка Пермской области. Окончил Пермский государственный технический университет по специальности «разработка нефтяных и газовых месторождений». До 2002 года работал в Чернушинском управлении по ремонту скважин. В ООО «Урал-Дизайн-ПНП» – с момента основания компании. В настоящее время занимает пост генерального директора.*

*Andrei Yershov was born on January 21, 1976, in Chernushka, Perm oblast, Russia. He graduated from Perm State Technical University majoring in Oil and Gas Field Development.*

*Until 2002 Yershov worked at Chernushka Well Workover Department. He has worked in Ural-Design-PNP since the establishment of the company and at present holds the position of the company's Managing Director.*



*В.П. Макаров родился 10.08.1970 в городе Кунгуре Пермской области. В 1992 году окончил Пермский политехнический институт по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин».*

*За двадцатилетний период трудовой деятельности работал в бурении (Кунгурское управление разведочного бурения); добыче нефти и газа (НГДУ «Кунгурнефть» в н. в. «Лукойл-Пермь»; подземном и капитальном ремонте скважин (Чернушинское управление по ремонту скважин, Республика Казахстан, ТОО ЮВСГ).*

*В 2014 году стал главным инженером ООО «Урал-Дизайн-ПНП».*

*Vadim Makarov was born on August 10, 1970, in Kungur, Perm oblast, Russia.*

*He graduated from Perm Polytechnic Institute majoring in Oil and Gas Well Drilling. During his twenty-year career he worked in the areas of drilling (Kungurian Department for Development Drilling), oil and gas production (Kungurneft at Lukoil-Perm), and well servicing and workover (Chernushka Well Workover Department; UVSG, Kazakhstan). In 2014 he was appointed as chief engineer at Ural-Design-PNP.*

**Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с генеральным директором ООО «Урал-Дизайн-ПНП» А.А. Ершовым и главным инженером этого предприятия В.П. Макаровым.**

**Время колтюбинга: В 45-м номере (сентябрь 2013 года) журнала «Время колтюбинга» возглавляемой Вами компанией была представлена статья о внедрении новой технологии – успешном выполнении работ по фрезерованию фрак-портов в трехстадийной компоновке Stage FRAC с применением колтюбинговой установки. Эта публикация вызвала большой интерес наших читателей –**

**Mr. A.A. Yershov, Managing Director of Ural-Design-PNP, and Mr. V.P. Makarov, the company's chief engineer, interviewed by the correspondent of Coiled Tubing Times.**

**Coiled Tubing Times: In the issue #45 (September 2013) of the magazine Coiled Tubing Times the company you are in charge of delivered an article about the implementation of a new technology – successful milling of frac ports with three-stage Stage Frac arrangement using a coiled tubing rig. The publication excited considerable interest among our readers – your counterparts from other oilfield service companies. Therefore, allow me to ask you, Andrei Alexandrovich,**

**ваших коллег из других сервисных компаний. Поэтому разрешите спросить, Андрей Александрович, в каких направлениях в настоящее время идет развитие ООО «Урал-Дизайн-ПНП»? Какие новые технологии на подходе?**

**Андрей Ершов:** В моем понимании новое – это то, что никто никогда не делал. В настоящее время мы освоили технологию работы с той же, по сути, компоновкой, но с другим принципом проведения самого ГРП. В частности, посредством колтюбинговой установки производится последовательное открытие и закрытие портов, а не сброс шаров и последующее разбуривание. Открывается нужный порт, на котором нужно делать ГРП, а все остальные в это время закрыты.

**ВК: Флот ГРП, как я понимаю, привлеченный?**

**А.Е.:** Да, в этих работах задействовано много подрядчиков. ГРП производит компания Trican Well Service. Также задействованы подрядчики по бурению и по капитальному ремонту скважин. Компоновку представляет компания Weatherford, работы с колтюбинговым комплексом производит наша компания.

**ВК: Какие еще прогрессивные технологии «Урал-Дизайн-ПНП» собирается освоить в обозримом будущем?**

**А.Е.:** Абсолютно новых технологий у нас пока нет. Мы совершенствуем те технологии, которые уже освоили: продолжаем внедрять различные методы работы, набираем больше объемов. Движемся в направлении высокотехнологичного колтюбингового сервиса. Освоили проведение геофизических исследований скважин с помощью колтюбинга. В тех скважинах, которые выполняем, мы привнесли элемент ПНП. При этом достигнут высокий технологический эффект, и заказчику само проведение работ, а также такая их организация и планирование очень понравились.

**ВК: В анкете нашего журнала, которую мы предлагаем в каждом номере, есть вопрос: «Как, по Вашему мнению, целесообразнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные стволы скважины: с помощью скважинного трактора или посредством ГНКТ?» Как бы ответили на него Вы?**

**А.Е.:** Опыта работы со скважинными тракторами у меня нет. И анализа как такового мы для себя пока не проводили. Трактора в России еще мало применяются, а потому, думаю, база для сравнения еще не создана. Но лично я, оценивая возможности, которые дает колтюбинг, и учитывая опыт, накопленный в наших работах, предпочтение отдаю бы однозначно колтюбингу. С ним мы можем сделать

**what are Ural-Design-PNP's current areas of development? What new technologies are on the way?**

**Andrei Yershov:** As far as I understand, a new thing is something that nobody has ever done before. At present we have successfully applied a technique with the same configuration but using a different fracing method. Specifically, a coiled tubing rig is used for consecutive opening and closing of ports instead of ball dropping and subsequent drilling-out. The port intended for fracing opens while all other ports are closed.

**CTT: I'm given to understand that the fracing fleet is contracted?**

**A.Y.:** Yes, it is. We engage a lot of contractors for those operations. Fracing is performed by Trican Well Service. We also engage drilling and workover contractors. The array is provided by Weatherford and the coiled tubing rig is operated by our company.

**CTT: What other cutting-edge technologies is Ural-Design-PNP going to implement in near future?**

**A.Y.:** We don't have any brand-new technologies right now. We are improving the technologies we have already implemented: we keep on introducing various techniques and scaling up. We are heading towards high-tech coiled tubing service. We have successfully implemented well logging using coiled tubing. We have introduced oil recovery improvement into our well operations and have achieved high technical performance – our customer appreciated both the way the operations had been performed and the way they had been organized and planned.

**CTT: In the questionnaire contained in each issue of our magazine there is a question: 'In your opinion, what is the most efficient method of delivering logging tools into horizontal holes: using a downhole tractor or coiled tubing?' What would be your answer?**

**A.Y.:** I don't have any experience in using downhole tractors. And we haven't yet conducted any analysis as such. Tractors are not widely used in Russia; therefore there is no ground for comparison at the moment. When assessing the possibilities offered by coiled tubing and taking into consideration our operational experience I would definitely give preference to coiled tubing. With the use of CT we can carry out a much greater range of auxiliary operations both at the well preparation stage and after well logging. We applied oil recovery improvement and then brought the well into flowing production which would have been impossible when operating a downhole tractor.

**CTT: What can you say about the available range and capabilities of auxiliary equipment for logging?**

на порядок больше сопутствующих операций и на этапе подготовки скважины, и после проведения геофизических исследований. Так, мы применяли элементы ПНП, а затем выводили скважину на режим фонтанирования освоением, что при работе со скважинным трактором, естественно, было бы невозможно.

**ВК: Что Вы можете сказать об ассортименте и возможностях дополнительного оборудования для геофизических работ, которое присутствует сегодня на рынке?**

**А.Е.:** При производстве геофизических работ дополнительное оборудование, конечно, необходимо. Неплохо было доработать и сами приборы – повысить их надежность. Хорошо бы также разработать оборудование для компоновки низа трубы, которое бы позволило одновременно выполнить и качественную промывку, и работать по закачке азота в скважину с тем, чтобы производить запись на притоке, когда проводятся геофизические исследования коллекторских свойств продуктивных пластов, и насыщению флюида. Хотелось бы также, чтобы геофизические кабели, которые заправлены в трубу, обладали повышенной антикоррозионной стойкостью, чтобы можно было прокачивать различные растворы. И, соответственно, нужна компоновка низа, которая позволит производить такие операции.

**ВК: В ООО «Урал-Дизайн-ПНП» недавно назначен новый главный инженер – Вадим Павлович Макаров. Какие надежды Вы связываете с этим назначением?**

**А.Е.:** Вадим Павлович пришел из капитального ремонта скважин, но он имеет огромный опыт не только в КРС, но и в управленческой деятельности. Он пришел на должность главного инженера со своим свежим взглядом, со своими планами: где и что улучшить, как сделать нашу работу более качественной, в каких направлениях компании развиваться дальше.

**ВК: Вадим Павлович, какие аспекты деятельности компании попали под Ваш свежий взгляд прежде всего?**

**Вадим Макаров:** Я долго работал в традиционном КРС, и теперь я смог оценить кольтюбинговые технологии, у которых, несомненно, большое будущее. В «Урал-Дизайн-ПНП» непрерывно внедряются высокие технологии нефтегазового сервиса, и эта сложная работа направлена на благо российской нефтяной промышленности, на благо добывающих компаний. О моих каких-то конкретных планах, думаю, пока рано говорить. Скажу только, что задумки есть, что и как сделать еще лучше.

**Если взять в комплексе плюсы КРС и плюсы кольтюбинга и реализовать этот комплексный подход, то это может быть очень перспективно.**

**If we combine the advantages of workover and those of coiled tubing and then implement this integrated approach, it can be very promising.**

**А.У.:** During well logging you definitely need auxiliary equipment. It would be great to improve the tools themselves – to increase their reliability. It would also be good to develop equipment for the bottomhole assembly which would enable high-grade flushing and nitrogen injection at the same time to ensure recording of production during the logging of the reservoir properties of productive formations and fluid saturation. We would also like the logging cables to have increased corrosion resistance to be able to inject various compounds. Naturally, we need a bottomhole assembly which would allow performing such operations.

**CTI: Ural-Design-PNP has recently appointed a new chief engineer – Vadim Petrovich Makarov. What expectations do you have in relation to that appointment?**

**А.У.:** Vadim Petrovich used to specialize in well workover but he has also extensive managerial experience. With his appointment he has brought along a new insight and new plans: what needs improving and where; how to ensure better quality of our work; what development course our company should take.

**CTI: Vadim Petrovich, what aspects of your company's activities have you given a fresh look at in the first place?**

**Vadim Makarov:** For many years I have worked in the area of conventional well workover and now I have received an opportunity to appreciate coiled tubing technologies which undoubtedly have great future ahead. Ural-Design-PNP is constantly implementing high-tech gas and oilfield services, and this sophisticated work is performed for the benefit of the Russian oil industry and oil producing companies. I think it is too early to talk about any specific plans of mine. I can only mention that we have some ideas what things can be improved even better and how to do so.

**CTI: Workover and coiled tubing technologies are considered to be in competition with each other and our magazine time after time writes about the advantages of using coiled tubing over conventional workover. Do you think coiled tubing is always preferable to workover?**

**ВК: КРС и колтюбинговые технологии считаются конкурентами, и наш журнал постоянно пишет о преимуществах работ с использованием гибкой трубы перед традиционным капитальным ремонтом. Как Вы считаете, всегда ли колтюбинг бывает предпочтительнее КРС?**

**В.М.:** Конечно, колтюбинг для большинства операций предпочтительнее, но без бригад КРС пока обойтись невозможно.

**А.Е.:** По ряду технологий колтюбинг уже обошел КРС. С гибкой трубой мы работаем быстрее, качественнее, и вообще, с колтюбингом технически возможно реализовать то, что с КРС сделать невозможно. Колтюбинговые технологии, развиваясь, будут уходить в еще больший отрыв. Нефтяные компании уже всерьез задумываются о сокращении своих затрат, следовательно, о бурении скважин малого диаметра. Значит, будет развиваться бурение с помощью колтюбинговых агрегатов. При обслуживании таких скважин приоритет в большой степени также будет отдаваться колтюбингу по сравнению со стандартным КРС.

**В.М.:** Но если взять в комплексе плюсы КРС и плюсы колтюбинга и реализовать этот комплексный подход, то это может быть очень перспективно. Я считаю, что это будет востребовано на рынке.

**А.Е.:** Да, конечно, нужно говорить о совместном применении и сочетании этих технологий. Уже сейчас колтюбинг и КРС успешно работают совместно в ряде компаний.

**ВК: Например, в компании «Татнефть-РемСервис», где разработан и применяется поточный метод обслуживания скважин.**

**А.Е.:** Когда в арсенале компании имеется и колтюбинг, и КРС, можно всё хорошо спланировать и произвести оптимальный ремонт, используя и КРС, и колтюбинг, – на тех операциях, где он особенно эффективен. Компания становится более гибкой, универсальной. Технологии КРС и ГНКТ должны дополнять друг друга, потому что в дальнейшем процесс ремонта скважин будет становиться все сложнее. В настоящее время в ООО «Урал-Дизайн-ПНП» данный подход активно применяется совместно с нашей дочерней компанией ООО «Урал-Дизайн-КРС».

**ВК: Желаем компании дальнейших успехов и осуществления всех планов!**

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

**Технологии КРС и ГНКТ должны дополнять друг друга, потому что в дальнейшем процесс ремонта скважин будет становиться все сложнее.**

**Well workover and coiled tubing technologies should complement each other because in future well maintenance will become ever more complex.**

**В.М.:** Undoubtedly, coiled tubing is preferable for most operations but you still can't do without workover crews.

**А.У.:** Coiled tubing has surpassed workover in terms of various technologies. With coiled tubing we work faster and at a higher quality level. Coiled tubing provides technical capabilities which workover cannot offer. As coiled tubing advances, the gap will become ever bigger. Oil companies are now giving serious thought to reducing their costs and therefore to drilling holes of smaller diameter. That means CT-assisted drilling will develop further. During maintenance of such wells priority also will be given to coiled tubing over conventional workover.

**В.М.:** But if we combine the advantages of workover and those of coiled tubing and then implement this integrated approach, it can be very promising. I believe it will be in great demand in the market.

**А.У.:** Yes, definitely, we should consider combined application of those technologies. Even now the combination of coiled tubing and workover is being successfully used by a number of companies.

**СТТ: For example, Tatneft-Rem-Servis – they have developed and carried out continuous well service operations.**

**А.У.:** When a company possesses both coiled tubing and workover rigs, it can think everything through and perform best maintenance using both workover and coiled tubing where they are most efficient. The company then becomes more flexible and versatile. Well workover and coiled tubing technologies should complement each other because in future well maintenance will become ever more complex. At present Ural-Design-PnP actively applies this approach together with our affiliated company – Ural-Design-KRS.

**СТТ: We wish your company further success and successful implementation of all your plans!**

The interview was conducted by Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФЕНОЛФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Р.Р. КАДЫРОВ, д. т. н., А.С. ЖИРКЕЕВ, к. т. н., А.К. САХАПОВА, к. х. н., А.В. ПАТЛАЙ, ТатНИПИнефть;  
Д.К. ХАСАНОВА, к. х. н., ООО «Наука»

**Б**орьба с выносом песка при эксплуатации скважин всегда считалась одной из важных проблем нефтедобывающей отрасли. В процессе эксплуатации месторождений, пласты которых сложены слабцементированными песчаниками, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление в скважину песка, что вызывает сокращение межремонтного периода работы скважины.

Основные методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы: с выносом песка на поверхность и с предотвращением выноса песка из пласта.

Для первой группы методов характерным является применение различных технологических решений по обеспечению подъема песка из скважины с потоком добываемой продукции и последующим отделением песка на поверхности. Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью для укрепления призабойной зоны скважины применяются механические методы, технологические, физико-химические, химические и их комбинации.

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции: гравийно-намывные, каркасногравийные, многослойные сетчатые и другие.

Сущность технологических методов заключается в ограничении депрессии на пласт или в ограничении водопритоков.

Однако эти методы недостаточно эффективны, особенно при работе в коллекторах, сложенных породами с большим содержанием тонкодисперсных фракций.

Физико-химические методы закрепления коллекторов основаны на применении

физических и химических методов – коксование нефти в призабойной зоне, обработка призабойной зоны пласта реагентами с последующей термической обработкой или на искусственном закреплении призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами, цементом с соответствующими наполнителями и т.д.

Наиболее распространены химические методы крепления ПЗП с использованием различных синтетических смол – карбамидоформальдегидных [1–4], фенолформальдегидных, эпоксидных [5, 6] и др.

Для создания проницаемого состава вводят различные добавки: газообразующие (вспененные составы), пористые, добавки, удаляемые при действии растворителей, температуры, давления и т.п. Все вышеперечисленные способы приводят к значительному снижению проницаемости. При закачивании консолидирующего состава для связывания между собой частиц проницаемость коллектора уменьшается на 60–80%, что резко снижает дебит скважины.

В связи с этим в институте «ТатНИПИнефть» для борьбы с пескопроявлениями разработан способ создания проницаемого фильтра на основе синтетической смолы [7].

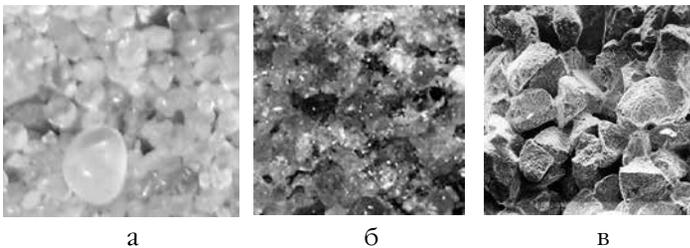
В этом случае достаточно, чтобы были созданы прочные связи между зернами или группой зерен, обеспечивающие требуемые физико-механические свойства породы.

Была изучена возможность закрепления песка смолой с неполным заполнением межзернового пространства путем последовательного закачивания изопропилового спирта, синтетической смолы и отвердителя. В качестве синтетических смол были исследованы технологичные, доступные и дешевые смолы: карбамидоформальдегидная смола КФЖ, ацетоноформальдегидная смола АЦФ и фенолформальдегидная смола Арзамит. В качестве

отвердителя карбамидоформальдегидной и фенолформальдегидной смол была 24%-я соляная кислота, а в качестве отвердителя ацетоноформальдегидной смолы 20%-й водный раствор едкого натра.

Проведенные исследования показали, что первоначальное закачивание изопропилового спирта независимо от типа смолы влияет на эффективность закрепления песка смолой. Изопропиловый спирт растворяет в себе содержащуюся в призабойной зоне скважины воду. За счет удаления воды из призабойной зоны и предотвращения разбавления смолы водой прочность отвердевшей смолы не снижается.

Установлено также, что закачивание отвердителя необходимо производить при максимальном расходе, чтобы до отверждения смолы выдвинуть ее основной объем из ПЗП. В данном случае будет отверждаться только смола, обволакивающая песчинки, поровое же пространство останется открытым для последующего притока нефти (рис. 1). Это наглядно иллюстрируется микроскопическими снимками, представленными на рис. 1.



**Рисунок 1 – Крепление песка синтетической смолой**

а – песчаная модель пласта без смолы; б – песчаная модель пласта после прокачивания смолы и вспенивания; в – модель пласта после прокачивания смолы и интенсивной прокачки отвердителя.

Технологический процесс включает следующие основные этапы:

- закачку изопропилового спирта;
- закачку синтетической смолы;
- закачку отвердителя при максимально возможном расходе, не приводящем к росту давления закачивания выше допустимого давления на эксплуатационную колонну скважины и пласты, находящиеся в призабойной зоне скважины.

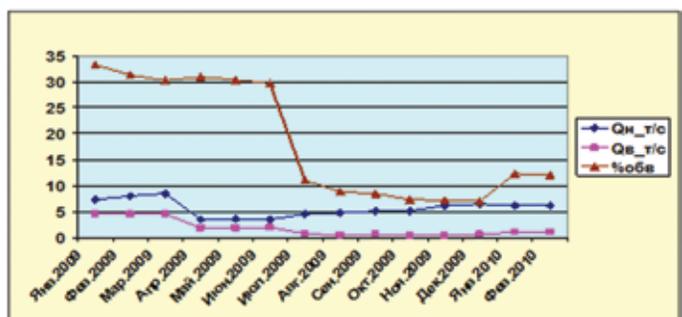
Закачивание каждого реагента происходит через 8 часов. Оптимальное время выдержки изопропилового спирта, фенолформальдегидной смолы не менее 8 часов, увеличение времени выдержки более 8 часов не влияет на эффективность технологии, но нецелесообразно из-за роста затрат времени. При уменьшении

времени выдержки менее 8 часов снижается эффективность крепления песка. Технология предотвращения выноса песка осуществляется с использованием стандартного оборудования и технических средств, применяемых при капитальном ремонте скважин.

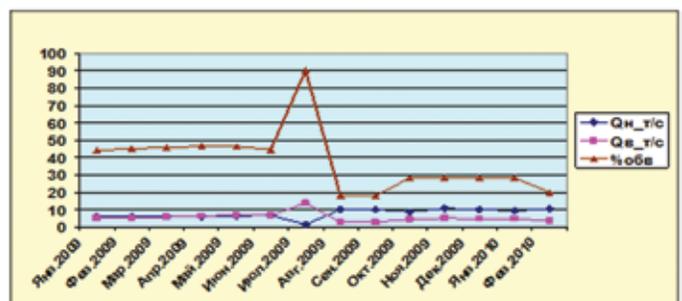
Модельные испытания проиллюстрируем на примере фенолформальдегидной смолы Арзамит.

Испытания проводились на насыпной модели пласта. Модель пласта готовили путем набивки металлической трубки длиной 100 мм с внутренним диаметром 60 мм кварцевым песком фракций размером 0,3 и 0,5 мм.

Первоначально через модель пласта, наполненную кварцевым песком, прокачивали минерализованную пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. В процессе прокачивания производили замер расхода воды и по формуле Дарси определяли исходную проницаемость модели. Затем в модель пласта закачивали изопропиловый спирт до его появления на выходе модели пласта и оставляли модель на 8 часов для совмещения изопропилового спирта с водой в модели пласта. После этого в модель закачивали фенолформальдегидную смолу (до появления на выходе модели пласта) и оставляли модель на 8 часов для пропитки песка. Далее выдвигали закачанную смесь из модели 24%-м водным раствором соляной кислоты. После закачивания раствора соляной кислоты модель оставляли на время отверждения смолы в течение 24 часов. После чего через модель пласта вновь



**Рисунок 2 – Динамика работы скв. 1175 за 2009–2010 гг.**



**Рисунок 3 – Динамика работы скв. 4837 А за 2009–2010 гг.**

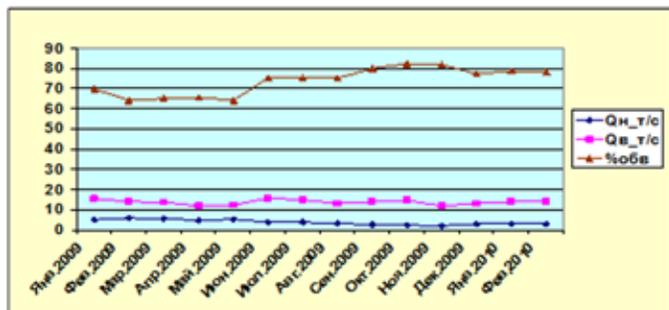


Рисунок 4 – Динамика работы скв. 2281 за 2009–2010 гг.

прокачивали минерализованную пластовую воду с определением проницаемости модели.

Исследования показали, что в среднем снижение проницаемости керна составило 5–10%.

Опытно-промысловые работы (ОПР) разработанной технологии ликвидации пескопроявлений в скважинах с фенолформальдегидной смолой были проведены на месторождениях ОАО «Татнефть» в трех скважинах. Результаты ОПР приведены в табл. 1 и на рис. 2–4.

Из рисунков 2–4 видно, что дебит по нефти после крепления песка не уменьшился. Как видно из таблицы, содержание механических примесей снизилось, скважина работает без осложнений, вызванных выносом песка.

Таблица 1 – Результаты применения технологии борьбы с пескопроявлениями на скважинах

№ скв., НГДУ	Параметры работы скважины до ремонта		Параметры работы скважины после ремонта	
	мех. примеси		мех. примеси	
		содержание, %	дата	содержание, %
2281, БН	16.03.05	0,399	16.06.09	0,08
	15.05.08	0,086	21.06.09	0,055
	27.03.09	0,11	30.06.09	0,081
			07.07.09	0,076
			31.07.09	0,024
			03.09.09	0,026
			10.09.09	0,048
			17.09.09	0,052
			23.09.09	0,048
			07.10.09	0,025
		15.10.09	0,033	
		21.10.09	0,028	
1175, НН	28.09.05	0,12	10.07.09	0,059
	15.04.07	0,115	28.07.09	0,044
	23.05.08	0,05	14.08.09	0,058
			24.08.09	0,041
		08.12.09	0,036	
4837а, НН	19.06.08	0,055	31.07.09	0,343
	15.01.09	0,019	10.08.09	0,098
	23.03.09	0,098	01.09.09	0,025
	24.04.09	0,028	08.12.09	0,016

Данная технология прошла приемочные испытания в ОАО «Татнефть» и рекомендуется к промышленному внедрению. Экономический эффект от применения данной технологии в расчете на одну скважину составляет 220,1 тыс. руб.

В настоящее время происходит усовершенствование способа с использованием кремнийорганических соединений, что существенно улучшит технологичность метода за счет сокращения ремонтных работ в 2 раза, повышения устойчивости реагента к резким температурным изменениям в зимнее и летнее время и позволит использовать метод в скважинах с температурой призабойной зоны до 120 °С. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Румянцева Е.А., Козупица Л.М., Акимов Н.И. Крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне скважины химическими методами//Интервал. – 2008. – № 4. – С. 27–31.
2. Крысин Н.И., Скороходова Т.А., Минаева Р.М., Носкова О.В., Вахромеев Р.В., Паклин А.М. Состав для создания фильтра, предотвращающего вынос песка из продуктивного пласта при добыче нефти и газа из скважины//Патент России 2029075, МПК Е 21 В 43/08, В 33/138. № 5054433/03; заявл. 14.07.1992; опубл. 20.02.1995. Бюл. № 5.
3. Пиньковский Г.С., Стыцин В.И. Полимерный состав для упрочнения пород, вмещающих горные выработки А.с. 636374, МПК Е 21 В 33/138. № 2359393; заявл. 05.05.1976; опубл. 05.12.1978. Бюл. № 45
4. Шерстяной М.Л., Еремеев Г.Ф., Панов Б.Д. и др. Состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта. А.с. 968334, МПК Е 21 В 33/138. № 2844369; заявл. 28.11.1976; опубл. 23.10.1982. Бюл. № 39.
5. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. – М.: Недра, 1986. – 176 с.
6. Патент России 2119041, МПК Е 21 В 33/138, Е 02Д3. № 97104326/03; заявл. 25.02.1997; опубл. 20.09.1998. Бюл. № 26.
7. Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Сахапова А.К. и др. Технология ликвидации пескопроявлений на скважинах// РД 153-39.0-646-09. – Бугульма, 2009. 16 с.

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

# НЕДРА ЯКУТИИ-2014



НЕФТЬ и ГАЗ  
УГОЛЬ МАЙНИНГ  
ЗОЛОТОДОБЫЧА

ГОРНОЕ ДЕЛО  
ЭКОЛОГИЯ  
СПЕЦТЕХНИКА

**11 - 13 ноября 2014г. г.ЯКУТСК**

Организаторы:

Министерство промышленности  
Республики САХА (Якутия)



Выставочная компания  
ООО "СахаЭкспоСервис"  
г. Якутск



Выставочная компания  
ООО "СибЭкспоСервис-Н"  
г. Новосибирск

тел: (383) 3356350  
e-mail: ses@avmail.ru  
www.ses.net.ru

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

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО  
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО  
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО  
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY  
NEWSLETTERS – WEEKLY  
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY  
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

# Скважинные фильтры – выбор конструкции и анализ рисков

Конечная цель сооружения нефтяных и газовых скважин – это достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все предусмотренные проектом задания работы на завершающем этапе бурения могут быть объединены термином «заканчивание скважин». Поэтому под заканчиванием скважин мы понимаем комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения как промышленного объекта.

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращать аварии и осложнения в процессе бурения, а также обеспечивать длительный и безаварийный процесс эксплуатации при оптимальном дебите.

В России и за рубежом большое внимание уделяется разработке конструкции забоев скважин, эксплуатирующих слабосцементированные коллекторы. Существующие методы эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями, можно условно разделить на две группы:

- 1) Эксплуатация скважин с выносом песка из пласта. Главный недостаток этого метода – разрушение призабойной зоны пласта.
- 2) Предотвращение выноса песка из пласта, где наиболее доступными и распространенными являются механические методы, предполагающие оборудование скважин противопоточными фильтрами различной конструкции, своего рода создание в призабойной зоне искусственных фильтрационных сооружений.

Анализ работы скважинных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью, показал, что они должны соответствовать следующим основным требованиям:

- обладать необходимой механической прочностью (это особенно актуально при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин);

О.Г. ДИДЕНКО,  
«Опора-пром-ойл»

- обеспечивать заявленную степень фильтрации (опять же это особенно актуально при строительстве горизонтальных и наклонно-направленных скважин);

- обеспечивать низкое гидравлическое сопротивление;
  - обладать устойчивостью к коррозии.
- Все перечисленные требования, по сути дела, являются основными свойствами скважинных фильтров:
- механическая прочность фильтра должна обеспечить спуск скважинного фильтра в скважины с высокой интенсивностью набора кривизны;
  - степень фильтрации определяется размером ячейки сетки или размером фильтрующего зазора, которые выбираются в зависимости от granulометрического состава породы и в зависимости от зазоров в подвижных частях нефтедобывающего оборудования;
  - низкое гидравлическое сопротивление фильтра достигается за счет большого количества фильтрующих зазоров в фильтрующем элементе, при этом снижается перепад давления на фильтре и увеличивается дебит скважины;
  - устойчивость к коррозии обеспечивается за счет используемых материалов из нержавеющей стали.

Существует несколько конструкций скважинных фильтров: сетчатые, проволочные (многие называют щелевыми), бескаркасные, перфорированная труба круглыми отверстиями, труба со щелевой перфорацией.

Сетчатый скважинный фильтр состоит из перфорированной обсадной трубы или НКТ (зависит от конструкции скважины), нескольких слоев фильтрующей сетки, одного или двух слоев дренажной сетки и защитного кожуха. Степень фильтрации определяется размером ячейки фильтрующей сетки. Осевые и поперечные нагрузки определяются характеристиками несущей обсадной трубы. Защитный кожух предохраняет фильтрующую сетку на стадии спуска фильтров в скважину. Весь фильтрующий элемент выполнен из нержавеющей стали. Защитные кожухи бывают 3-х исполнений:

- 1) с применением сварки, состоящий из листов металла длиной 1 метр (рис. 1).



**Рисунок 1 – Защитный кожух с применением сварки, состоящий из листов металла длиной 1 метр**

Количество метровых листов меняется в зависимости от длины фильтроэлемента. Основные недостатки: возможность раскрытия кожуха в скважине в интервале набора кривизны. Металл при изготовлении кожухов применяется толщиной до 1 мм, по этой причине сварка сплошным швом невозможна, а потому применяется сварка прерывистыми швами.

2) витой кожух с применением механического замка, перфорированный круглыми отверстиями диаметром 5 мм. Это следующий шаг конструкторской мысли в разработке сетчатых фильтров. (рис. 2).



**Рисунок 2 – Витой кожух с применением механического замка, перфорированный круглыми отверстиями диаметром 5 мм**

За счет своей конструкции легко принимает форму ствола скважины, обладает высокой надежностью.

3) Витой просечновытяжной с вытяжкой вовнутрь кожух (рис. 3).



**Рисунок 3 – Витой просечновытяжной с вытяжкой вовнутрь кожух**

Фильтры с таким кожухом являются наиболее универсальными, идеально подходят как для жидкого флюида, так и для газа. Рекомендуются для применения в газовых и газоконденсатных скважинах. Конструкция кожуха способствует изменению вектора направления движения флюида, обеспечивая продолжительный срок службы фильтроэлемента.

Проволочные фильтры изготавливаются путем навивки V-образной нержавеющей проволоки на стрингеры с применением контактной сварки во всех местах пересечения (рис. 4).

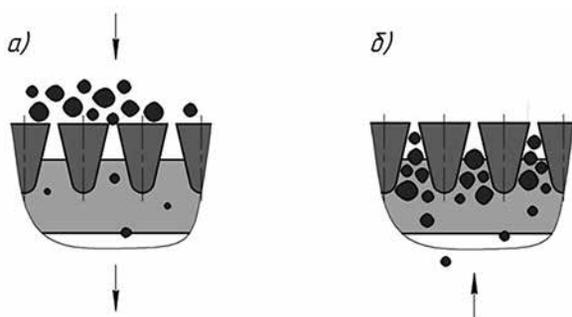


**Рисунок 4 – Проволочные фильтры, изготовленные путем навивки V-образной нержавеющей проволоки на стрингеры с применением контактной сварки во всех местах пересечения**

Степень фильтрации определяется зазором между витками проволоки. Готовый фильтрующий элемент крепится на обсадную трубу. Максимальные значения осевых и поперечных нагрузок ограничиваются характеристиками несущей обсадной трубы.



Основные недостатки: низкая скважинность фильтрующего элемента, невозможность перевести скважину, оборудованную проволочными фильтрами, из добывающей в нагнетательную, так как движение флюида возможно только со стороны основания «треугольника» (рис. 5, а), в противном случае происходит интенсивная кольматация (рис. 5, б).



**Рисунок 5 – Движение флюида со стороны основания «треугольника»**

Данные фильтры нежелательно спускать в наклонно-направленные, горизонтальные скважины, а также в боковые стволы, так как зазор между витками фильтрующего элементами увеличивается с внешней стороны угла, а с внутренней полностью исчезает. Таким образом, средства, потраченные на фильтры, не окупаются.

Бескаркасные фильтры изготавливаются тем же способом, что и проволочные, но без применения несущей обсадной трубы. Размер наматываемой V-образной нержавеющей проволоки и стрингеров также отличается в большую сторону и составляет от 5 мм и выше. К готовому фильтроэлементу встык приваривается муфтовая часть, с другой стороны – ниппельная. Таким образом, фильтр полностью состоит из нержавеющей стали.

Основные недостатки: высокие риски разрушения фильтра в скважине, так как торцевое сварное соединение – это слабое звено во всей конструкции. Не рекомендуются также к спуску в горизонтальные и наклонно-направленные скважины по причине нарушения степени фильтрации и разрушения сварных соединений.

Перфорированная труба – это обсадная труба с отверстиями без фильтрующего элемента. Применяется для поддержания ствола скважины с твердосцементированным коллектором (рис. 6).



**Рисунок 6 – Обсадная труба с отверстиями без фильтрующего элемента**

Перфорированная труба щелью (рис. 7). Перфорация выполняется плазменной установкой либо лазерной. Степень фильтрации определяется шириной щели. Основные недостатки: высокие требования к группе прочности трубы, высокая степень эрозии в процессе эксплуатации.



**Рисунок 7 – Перфорированная труба щелью**

Скважинные фильтры – оборудование, напрямую влияющее на дальнейшую эксплуатацию скважины, на ее долговечность. Необходимо тщательно проводить анализ скважинных условий для правильного подбора конструкции фильтров. В противном случае средства, вложенные в строительство скважины, «возвращаются» в разы дольше запланированного, так как через короткий срок эксплуатации скважины приходится проводить дополнительные мероприятия. ©



*Только оригинальные запчасти!  
Только профессиональные услуги!*

## **СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ**

**Компания «МашОйл»** (Российская Федерация) — официальный представитель по сервисному обслуживанию оборудования СЗАО "ФИДМАШ" (Республика Беларусь).

### **Основные наши услуги это:**

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования
- Поставка безмуфтовой длинномерной трубы
- Поставка оригинальных запасных частей и импортной комплектации, в том числе с регионального склада в г. Сургут

На площадях склада имеется **широкий ассортимент оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП.**

**Мы постоянно расширяем ассортимент продукции, что в ближайшее время позволит удовлетворять любые Ваши запросы.**

**Мы готовы организовать доставку комплектации со склада в любое удобное для Вас место в кратчайшие сроки!**

**[www.mashoil.ru](http://www.mashoil.ru)**

СКЛАД в г. Сургут  
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.  
Тел. +7 (922) 256-59-89  
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва  
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224  
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04  
+7 (916) 965-81-01  
E-mail: [sales@mashoil.ru](mailto:sales@mashoil.ru)  
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (44) 775-06-75  
+7 (987) 478-42-26  
E-mail: [dmitriy.klimovich@mashoil.ru](mailto:dmitriy.klimovich@mashoil.ru)

## Компания «МашОйл»: обслуживание и модернизация нефтесервисного оборудования. Комплексные решения из одних рук

Общество с ограниченной ответственностью «МашОйл» было создано в 2011 году. Являясь официальным представителем по сервисному обслуживанию СЗАО «ФИДМАШ», на сегодняшний момент времени мы предлагаем полный спектр услуг:

- сервисное обслуживание как в гарантийный период времени, так и в послегарантийный;
- поставку запасных частей;
- капитальный ремонт и модернизацию оборудования.

Статус официального представителя позволяет эффективно взаимодействовать с заводом-производителем: обмениваться информацией о работе оборудования, получать информацию о последних изменениях в конструкции отдельных машин, организовывать стажировки и курсы обучения сервисных инженеров и т.д.

Компания развивается в соответствии с требованиями сегодняшнего дня. Штат отдела сервиса состоит из квалифицированных инженеров-механиков с высшим образованием, готовых в любое время оказать техническую поддержку. Все специалисты проходят регулярные стажировки и курсы обучения на заводе-изготовителе. За время работы отделом сервиса накоплен большой опыт, позволяющий грамотно и качественно решать любые проблемы, связанные с эксплуатацией оборудования, а также проводить обучение специалистов Заказчика правилам эксплуатации оборудования и особенностям его устройства. Оперативность оказания технической помощи, наличие средств и приборов диагностики, гибкость в принятии решений во взаимоотношениях с потребителем, индивидуальный подход к каждому потребителю, гарантия качества выполненных работ – вот основные принципы деятельности сервисной службы ООО «МашОйл».

Отметим также, что наши услуги – это не только проведение сервисных работ, но и предоставление Заказчику полного спектра запасных частей.

Специалисты отдела продаж запасных частей – квалифицированные инженеры, досконально знающие оборудование, способны технически обработать заявку в кратчайшие сроки. Отдел логистики оптимальным способом организует доставку необходимой Вам комплектации. Создан централизованный склад запчастей на базе завода-производителя, позволяющий до 1–2 дней сократить сроки поставки комплектующих потребителю. Ведутся работы по созданию региональных складов. С июня 2014 года действует склад запчастей в Сургуте, по ул. Буровая, д. 6. На площадях склада имеется широкий ассортимент оригинальных запасных частей и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП.

## ВТОРАЯ ЖИЗНЬ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ



**Дмитрий КЛИМОВИЧ, начальник отдела сервиса ООО «МашОйл»**

При длительной эксплуатации оборудования неизбежно возникают повреждения или нарушения работоспособности его элементов по истечении ресурса узлов и деталей даже при соблюдении правил эксплуатации. Это обусловлено особенностями эксплуатации и факторами, влияющими на оборудование в течение длительного времени: высокой коррозионной активностью технологических сред, температурой, давлением и скоростью технологических потоков, наличием переменных температурных деформаций и сложного напряженного состояния металла оборудования, износом гидропривода. Всё перечисленное в полной мере относится и к колтюбинговым установкам, которые эксплуатируются порой в достаточно тяжелых условиях. Период непрерывной работы на скважине иногда достигает 3–5 суток, а невозможность остановки технологического процесса не позволяет провести регламентное техническое обслуживание или своевременный ремонт, в связи с чем и наблюдается значительный износ оборудования. Технический срок службы колтюбинговой установки – не менее десяти лет. В течение этого периода допускается замена узлов агрегатов, ресурс которых установлен в технической документации предприятий-изготовителей меньше ресурса изделия.

Особое внимание уделяется оборудованию первых лет выпуска СЗАО «ФИДМАШ». В частности, предлагаем капитальный ремонт, основанный на восстановлении и замене сборочных узлов и деталей, включая базовые, позволяющий продлить срок службы как



*Рисунок 1 – Инжектор М20 2000 года выпуска до и после капитального ремонта*



минимум на пять лет, а также модернизацию, в результате которой Заказчик получает обновленное оборудование, отвечающее современному уровню и требованиям промышленной безопасности. Такие мероприятия восстанавливают полный либо близкий к полному ресурс оборудования.

За период работы компанией «МашОйл» выполнено десять крупномасштабных капитальных ремонтов колтюбинговых установок класса М10 и М20, выпущенных в период с 1999 по 2003 год и работавших в таких компаниях, как ООО «Газпром подземремонт Уренгой» и ООО «Уфимское УПКРС ОАО «Башнефть».

По требованию Заказчиков работы проводились непосредственно на месте нахождения оборудования, а именно на территориях, предоставленных его собственниками. Это было обусловлено как максимально сжатыми сроками выполнения работ, установленными Заказчиком, так и пожеланиями собственников оборудования контролировать ход выполнения работ. Все капитальные ремонты были выполнены в срок, оборудование выводилось из эксплуатации не более чем на 3–4 недели с момента начала ремонта. При этом мы выполняли работы в любое время года.

За четырнадцать лет, в течение которых Группа ФИД и ее основное предприятие СЗАО «ФИДМАШ» производит колтюбинговые установки, их модельный ряд претерпел глобальные изменения. К настоящему времени требования, предъявляемые к колтюбинговым установкам, выросли в разы, и производитель с

каждой последующей единицей оборудования накапливал опыт, непрерывно проводя конструкторские усовершенствования существующих моделей, создавались новые модификации и, понятно, было бы неверно дублировать при капитальном ремонте устаревшие решения прошлых лет.

Совместно с производителем оборудования СЗАО «ФИДМАШ» была разработана специальная программа по модернизации ранее выпущенного оборудования, а именно внедрение современных разработок в оборудование первых лет выпуска. Возможна как комплексная модернизация всей установки, так и ремонт отдельных ее узлов.

### **1. Модернизация гидравлической системы**

- Применение в конструкции комплектующих лучших мировых производителей;
- Внедрение безредукторной схемы привода насосов, направленное на улучшение ресурса и безотказности, снижение вибрации и шума;
- Изменение гидравлической схемы с целью обеспечения безотказной работы;
- Замена теплообменника на более эффективный;
- Применение жидкостной системы предпускового подогрева масла.

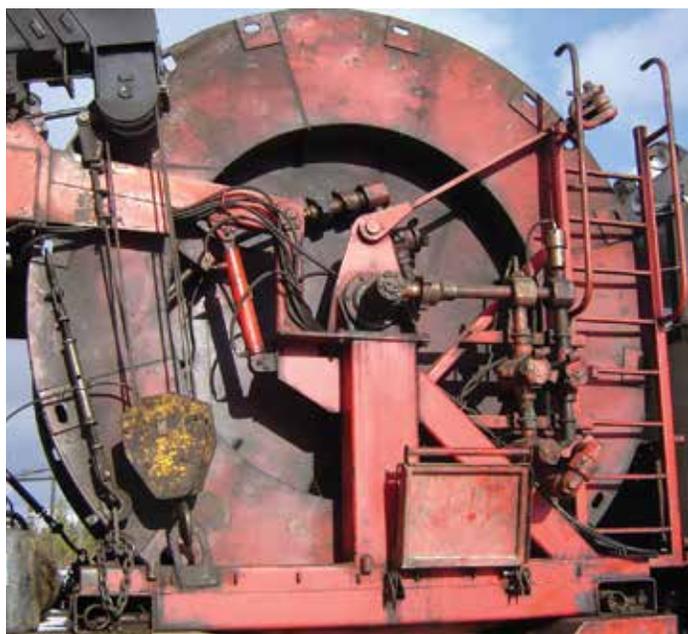


Рисунок 2 – Узел намотки ГТ до и после капитального ремонта

## 2. Ремонт и модернизация инжекторов

- Улучшенная конструкция тяговых цепей (специальные подшипники, закаленные вкладыши, импортные звенья цепи) – все это обеспечивает большой срок службы и надежность, повышает тяговое усилие инжектора;
- Автономная система смазки цепей, увеличивающая срок их службы;
- Мембранные гидравлические двойные датчики нагрузки (веса), обеспечивающие точный

## 3. Ремонт и модернизация узлов намотки ГТ

- Установка более надежного механического счетчика глубины спуска;
- Установка вертлюга нового типа В45-70 для повышения безопасности и увеличения срока службы;
- Замена манифольдов на отвечающие требованиям промышленной безопасности;
- Замена талрепов фиксации барабана;
- Применение импортной гидроаппаратуры;
- Внедрение централизованной системы смазки;
- Защита всех движущихся элементов.



Рисунок 3 – В кабине оператора колтюбинговой установки М20 (2002 г.в.) до и после капитального ремонта

контроль тягового усилия, а при установке электронных датчиков – еще и возможность получения точных данных даже при экстремально низких температурах;

- Усовершенствованная конструкция привода, в том числе полная замена гидравлической схемы.

## 4. Противовыбросовое оборудование

Мы предлагаем адаптацию противовыбросового оборудования нового поколения, Блок превенторов БП80-70 и герметизатор ГТ80-70, способные работать под давлением до 70 МПа и в среде, содержащей сероводород.



Рисунок 4 – Колтюбинговая установка М10 (2000 г.в.) до и после капитального ремонта

### 5. Модернизация кабины оператора с механизмом подъема

- Механизм подъема кабины типа «ножницы», кабина из сэндвич-панелей со стеклопакетами;
- Панели из нержавеющей стали с лазерной гравировкой;
- Возможность управления дополнительным превентором или задвижкой;
- Полностью измененная гидравлическая схема;
- Локальная подсветка пульта в ночное время;
- Электромеханическое управление двигателем;
- Раздельные системы индикации нагрузки;

- Новая система контроля и регистрации данных с программным обеспечением.

### 6. Прочее

Возможна также замена установщика оборудования на импортный производства НИАВ, замена надрамника усиленной конструкции, обеспечивающего крепление новых узлов и систем, замена лестниц и площадок на облегченные, соответствующие нормативам, замена ДВС шасси, восстановление лакокрасочного покрытия.



*Компания «МашОйл» будет счастлива подарить новую жизнь Вашей колтюбинговой установке, модернизировать ее по последнему слову техники. Вы получите фактически новую современную установку при значительной экономии финансовых средств.*

*Будем рады видеть Вашу компанию в числе наших Заказчиков!*

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

СКЛАД в г. Сургут  
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.  
Тел. +7 (922) 256-59-89  
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва  
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224

ОТДЕЛ ПРОДАЖ  
Тел. +375 (29) 664-74-04  
+7 (916) 965-81-01  
E-mail: sales@mashoil.ru

ОТДЕЛ СЕРВИСА  
Тел. +375 (44) 775-06-75  
+7 (987) 478-42-26  
E-mail: dmitriy.klimovich@mashoil.ru



# ГРП – «РУКАМИ» САМОЙ СКВАЖИНЫ. ЭКСКЛЮЗИВ – НА ГРАНИ ФАНТАСТИКИ

*Где это видано, где это слыхано – добывающая нефтяная или газовая скважина сама, так сказать, своими «руками» производит гидравлический разрыв пласта!*

*Да, всё так. Подобная возможность появится, если в скважину с целью повышения или восстановления производительности спустить на гибкой трубе на глубину эксплуатационного объекта гидроимпульсное устройство (ГИУ).*

*Но обо всем по порядку. Известно, что для производства ГРП необходим целый ансамбль энергонасыщенных агрегатов или, как говорят сами специалисты, «флот ГРП». Это передвижные насосные агрегаты, блендеры, протантовоы, машины манифольдов и всякое прочее оборудование, необходимое для ремонта и стимуляции скважины.*

*Я уверен, что в значительной степени можно упростить с технологической и удешевить с экономической точки зрения сам процесс ГРП, переложив часть проблем на плечи самой скважины. Для этой цели мной и моим коллегой был разработан ряд конструкторских решений, в осуществлении которых главную роль призвана играть Ее величество колтюбинговая установка.*

*Прежде всего было разработано спускаемое на гибкой трубе гидроимпульсное устройство, которое позволит на глубине пласта плавно повысить давление до горного и создать, таким образом, горизонтальную и вертикальную трещину.*

*Это устройство можно также применить и после получения трещины, для очистки ПЗП от частичек протанта и других смесей, чтобы в результате вызвать приток углеводородных флюидов с ПЗП до устья скважины (между прочим, снова без применения внешней мобильной арманды).*

*Второе конструкторское решение предназначено для очистки перфорационных каналов от смоло-асфальтных, сольватных и гидратных отложений (опять-таки, используя только гидроимпульсное устройство, которое, как часовой, продолжает находиться в зоне пластовой системы).*

*И наконец, третье конструкторское устройство для гибкой трубы предназначено для очистки НКТ чередованием последовательно возникающих импульсов, создаваемых гидроимпульсным устройством, спущенным в зону пластовой системы от отложений различного рода чуждых пластовой системе веществ (назовем их иронически «пришельцами»), которые приводят к уменьшению производительности скважины вплоть до ее отключения из фонда действующих скважин.*

*Все это кажется фантастикой, но я предупреждал, что ГРП «руками» самой скважины вполне реален. Хотите – верьте, хотите – нет, но лучше проверьте в работе.*

*Ваши Ю.А. Балакиров*

## ПРИНЦИП РАБОТЫ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО УСТРОЙСТВА

**Ю.А. Балакиров, д. т. н., профессор, академик, заместитель директора по науке и технике ООО «Юг-Нефтегаз»; Ф.С. Мамедов, к. т. н., с. н. с. ООО Эридан», главный инженер-технолог**

После сборки системы, на конце гибкой трубы 1, через центратор 2 (центратор подбирают по диаметру эксплуатационной колонны или лифта

в зависимости от проводимой технологической операции) закрепляют гидроимпульсное устройство 4, спускают в скважину на необходимую глубину. В зависимости от проводимого процесса предварительно в гибкую трубу может быть пропущена возбуждающая пусковая напорная труба 3. Гидроимпульсное устройство 4 работает при подаче жидкости (газа) в напорную трубу, возбуждая рабочий клапан 5, который совершает колебательно-ударное действие между седлом, создавая гидроудары по жидкости в заполненной камере. От этого действия ударная волна жидкости устремляется вверх (показано стрелками), так как нижние клапаны запирают выход жидкости, а после мгновенного пропуска через верхние клапаны срабатывают нижние клапаны, заполняя объем камеры. Импульсируя, рабочий клапан подает частично продукцию скважины совместно с напорной жидкостью на устье. Для промывки перфорационных отверстий колонны и проведения «мягкого» гидроразрыва пласта дополнительную напорную трубу не вставляют в гибкую трубу, так как она является напорной трубой. Гидроимпульсное устройство работает с применением компрессированного воздуха от промышленного компрессора. Воздух, попадая на рабочий клапан, приводит его в колебательное состояние и при предварительной закачке пенообразователя (предпочтительно ТЭАС) образует пенную систему, которая энергично выносит пластовую жидкость на поверхность в виде пены.

Для закачки реагента или специальной жидкости в пласт необходимо открыть пробку 15 и закрыть камерную пробку 16, тогда поджатые клапаны сильфоном пропустят реагент в пласт.

Таким образом, гидроимпульсное устройство является многофункциональным прибором для проведения ряда технологических процессов одновременно в одной скважине без извлечения этого прибора.

## УНИВЕРСАЛЬНОЕ ГИДРОИМПУЛЬСНОЕ УСТРОЙСТВО

Устройство может быть использовано при рабочем агенте как жидкости, так и газа (смеси газа – воздуха) при давлении от промышленного передвижного компрессора до 80 кгс/см<sup>2</sup> продавкой порции воздуха жидкостью.

Устройство отдельной конструкцией крепят через муфту к концу гибкой трубы, снабженной центратором 2, по диаметру эксплуатационной колонны (140 или 168 мм), предварительно продвинутой напорной трубой 3 в зависимости от проводимой технологической операции, соединенной через внутреннюю муфту 4, входящую в корпус устройства 5.

Как видно из схематического рис. 1, продольный

разрез устройства снабжен выкидными клапанами 6, рабочим клапаном 7, импульсивность движения которого регулируют поворотом гайки 8 и зафиксированной контргайкой 9. Отрегулированный рабочий клапан закрывают герметизирующей пробкой 10 и изолирующей крышкой 11. Устройство также снабжено перепускными клапанами 12 и продавочными клапанами 13, которые используются для других технологических операций, например, для «мягкого» гидроразрыва пласта давлением, превосходящим горное, эти клапаны прижаты к седлу сифонными толкателями 14. Причем силу прижатия клапанов можно регулировать при помощи винтов с нижней части (на рисунке не показано). Устройство имеет герметизирующую пробку 15 и камерную пробку 16. На рисунке 2 показано сечение поперек рабочего клапана 7. На рисунке 3 показаны напорные форсуночные насадки двух типоразмеров для промывки перфорационных отверстий эксплуатационных колонн диаметром 140 и 168 мм. На рисунке 3.1 в дополнение к рис. 1 показана кинематическая схема перемещения потоков жидкости или газа в камере гидроимпульсного устройства. На рисунке 5 показано миниатюрное устройство для промывки лифтов из насосно-компрессорных труб диаметрами 2" и 2,5" от отложений парафина и асфальто-смолистых выделений из нефти, а также карбонатных образований от пластовых вод. При необходимости закачки реагента в пласт герметизируют камеру пробкой 16 при открытой пробке 15 (рис. 1).

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО УСТРОЙСТВА

При помощи устройства можно проводить технологические операции:

1. «Мягкий» и «жесткий» (обычный по стандарту) гидроразрыв пласта медленным поднятием жидкости (продавочной) до преодоления горного давления в зоне пласта. При этом пробки 15 и 16 отвернуты и отсутствует напорная труба, которой является гибкой трубой.
2. Закачка реагента в пласт. При этом закрыта пробка 16, открыта пробка 15 через колтюбинг.
3. Промывка перфорационных отверстий. При этом открыта камерная пробка 16, а вместо пробки 15 установлен (рис. 3) хвостовик с косым направлением струи промывочной жидкости через колтюбинг.
4. Промывка лифта из насосно-компрессорных труб (рис. 4, 5). При этом пропускают напорную трубу в гибкую трубу. Пробки 15 и 16 отсутствуют, вместо пробки 15 устанавливают хвостовик (рис. 3) необходимого диаметра с косым направлением струи промывочной жидкости. Откачка отложений от внутренних стенок НКТ происходит через устройство по пространству устройства (рис. 5) (стрелками показаны потоки отработанной жидкости с отложениями и через колтюбинг выбрасывается в емкость на устье скважины).

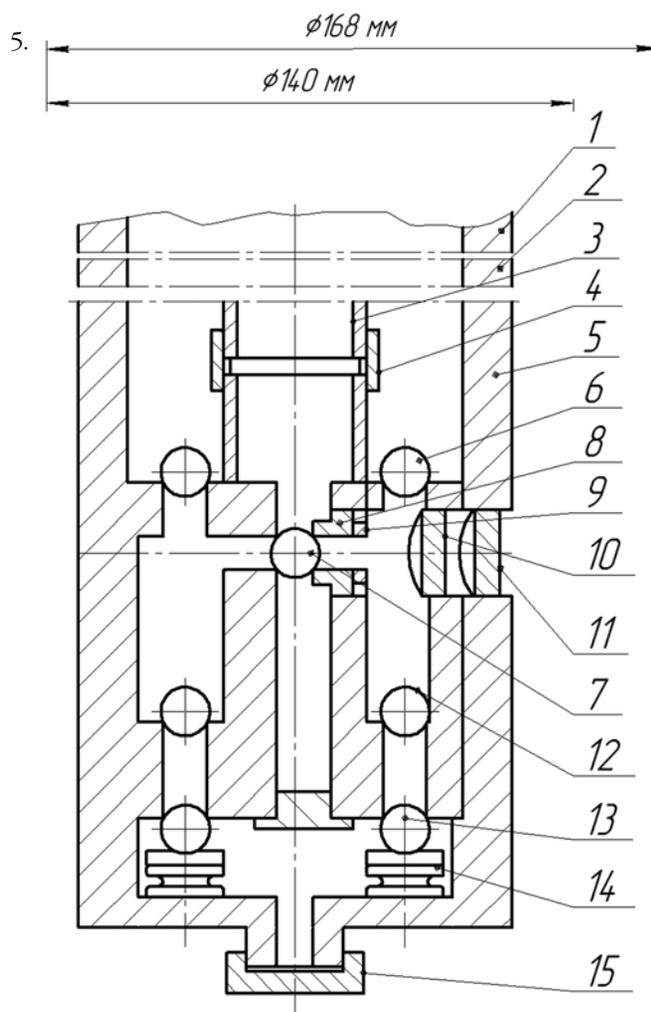


Рисунок 1 – Продольный разрез устройства

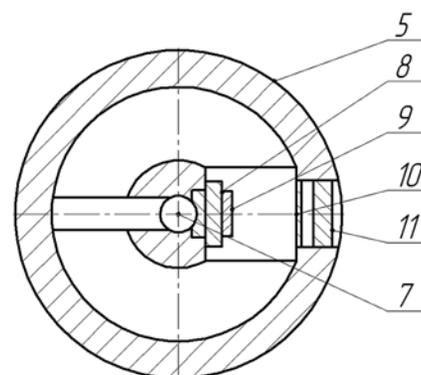


Рисунок 2 – Сечение поперек рабочего клапана

При технологическом процессе ограничения водопритока в скважину отсутствуют пробки 15 и 16. Жидкости первой и второй закачки проводят через колтюбинг поочередно (рис. 5).

6. Откачка пластовой жидкости до 30% от применяемой напорной жидкости (газа) при закрытой пробке 16 и открытой 15 (рис. 1). При использовании газа (воздуха) в забой закачивают пенообразователь, который реагирует с поступающей пластовой жидкостью и от сжатого воздуха при вибрации рабочего клапана образует пенную систему.

С использованием воздуха увеличивают производительность устройства. В любом случае воздух способствует подъему жидкости с НКТ.

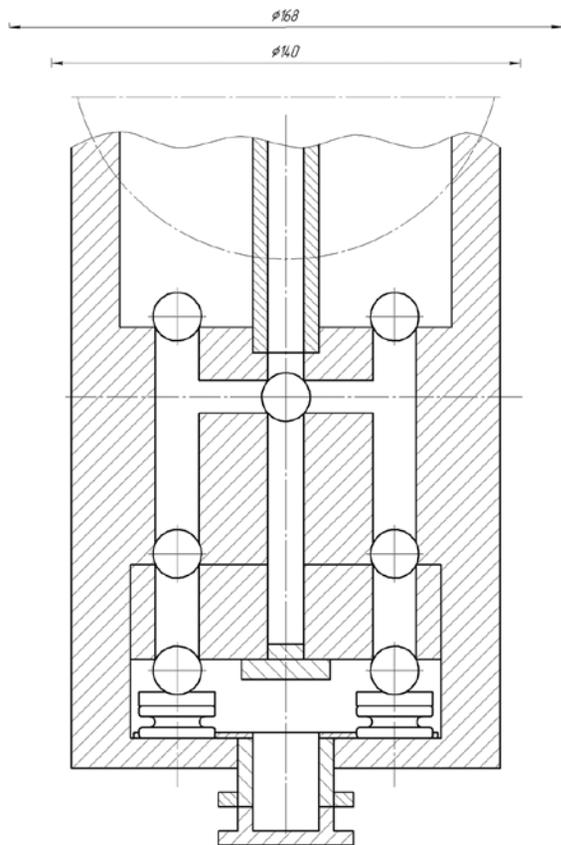


Рисунок 3 – Напорные форсуночные насадки двух типоразмеров для промывки перфорационных отверстий эксплуатационных колонн диаметром 140 и 168 мм

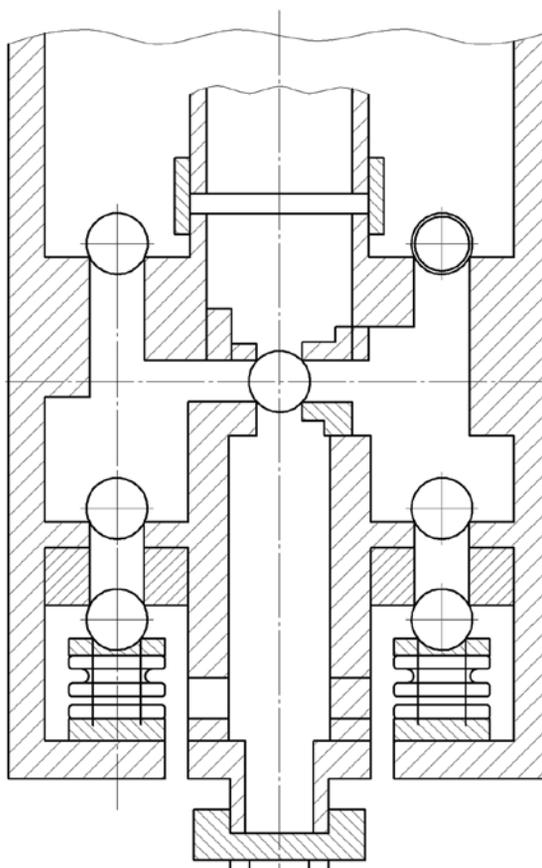


Рисунок 4 – Промывка лифта из насосно-компрессорных труб

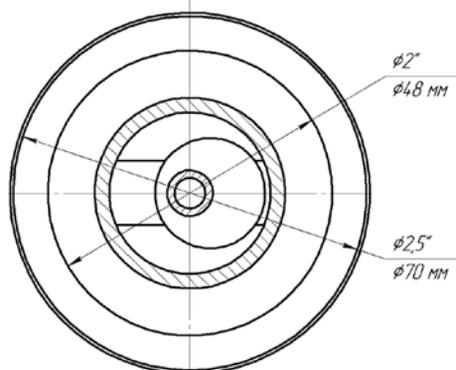
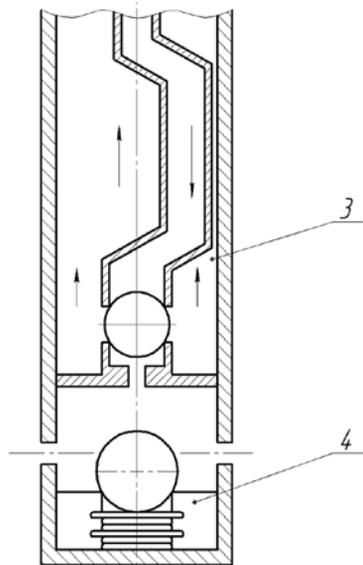


Рисунок 3.1 – Кинематическая схема перемещения потоков жидкости или газа в камере гидромпульсного устройства

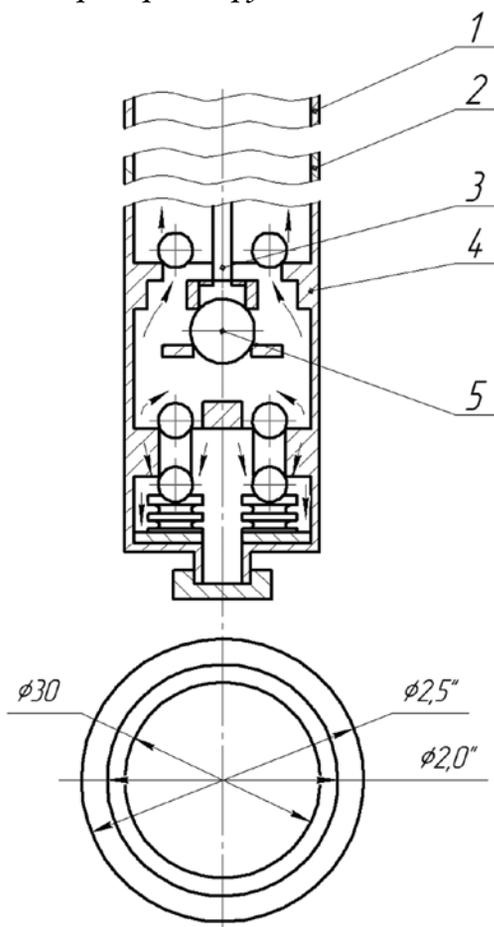


Рисунок 5 – Миниатюрное устройство для промывки лифтов из насосно-компрессорных труб диаметрами 2" и 2,5" от отложений парафина и асфальто-смолистых выделений из нефти, а также карбонатных образований от пластовых вод



Society of Petroleum Engineers

# Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE

12-14 Ноября 2014 | Выставочный центр «Корме» | Астана, Казахстан

Устойчивая энергетика – управление развитием  
с помощью инноваций и сотрудничества

## Регистрируйтесь на конференцию и выставку сейчас!

Официальная поддержка - генеральный спонсор **Shell**.  
Партнеры проекта: Министерство Энергетики Республики Казахстан и Ассоциация **KAZENERGY**. Каспийская техническая конференция предоставит возможности для совместного обсуждения конкретных вопросов добычи нефти и газа в Казахстане и Каспийском регионе.

Со-председатель проекта Кэмпбелл Кейр – Генеральный директор и Председатель консерна «Shell» в Казахстане, а также Узакбай Карабалин – Первый Вице-Министр Министерства Энергетики Республики Казахстан.

Для просмотра технической программы конференции и регистрации на выставку перейдите по ссылке [www.spe.org/go/CTCE14Reg4](http://www.spe.org/go/CTCE14Reg4).

Принимающая сторона



Платиновый спонсор

**ExxonMobil**

О мероприятии



Министерство Энергетики  
Республики Казахстан



# TGC 2014

Turkmenistan Gas Congress

## 5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

20-21 мая 2014

Аваза, Туркменбаши, Туркменистан

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

Организатор



Госконцерн «Туркменгаз»

# OGT 2014

## 19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

18-20 ноября 2014

Ашхабад, Туркменистан

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

Организатор



Министерство нефтегазовой промышленности  
и минеральных ресурсов Туркменистана



**ITE MOSCOW**

T +7 495 935 7350

E [oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)

W [www.mloge.ru](http://www.mloge.ru)

**ITE GROUP PLC**

T +44 (0) 207 596 5000

E [oilgas@ite-exhibitions.com](mailto:oilgas@ite-exhibitions.com)

W [www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)





# ВЫСТАВКА

## 9-11 декабря

## 2014

### Волгоград

# ОБОРУДОВАНИЕ - НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

## ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ

17-я специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой промышленности, нефтеперерабатывающего комплекса.

## БИОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

## ЭКО-ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Волгоградский Выставочный Центр "Регион"  
400007, Волгоград, а/я 3400  
тел/факс: (8442) 26-61-70, 24-26-02, 26-51-86  
e-mail: ngch@regionex.ru www.regionex.ru



# 15-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2014»

Выставка проходила с 26 по 29 мая 2014 года в ЦВК «Экспоцентр» на Красной пресне и стала резонансным событием не только для отечественной, но и для мировой нефтегазовой отрасли.

«Нефтегаз» – проект с 35-летней историей, признанный самой крупной выставкой нефтегазовой тематики в России и входящий в десятку крупнейших нефтегазовых смотров мира. Сегодня выставка вышла на высокий качественный уровень, она вызывает интерес у федеральной и региональной власти, к ней приковано внимание профессионалов отрасли, главных участников нефтегазового рынка. Международный статус и авторитет выставки подтверждены знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI) и Российского союза выставок и ярмарок (РСВЯ).

Организаторами выставки «Нефтегаз-2014» стали ЗАО «Экспоцентр» и немецкая выставочная компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ». Выставка прошла при поддержке Совета Федерации ФС РФ, Министерства энергетики РФ, правительства Москвы, а также под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

В этом году впервые в истории проекта «Нефтегаз» оргкомитет выставки возглавили первый заместитель председателя Совета Федерации ФС РФ Александр Торшин и председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник.

В открытии выставки и форума приняли участие первый заместитель председателя Совета Федерации ФС РФ Александр Торшин, заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов, заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ Денис Храмов, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, директор Департамента зарубежных выставок компании «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» Эрхард Винкамп, генеральный директор ЗАО «Экспоцентр» Сергей Беднов.

Для нефтегазового сообщества смотр «Нефтегаз-2014» стал ожидаемым событием, которое позволило оценить ситуацию на российском и мировом нефтегазовых рынках, заострить внимание на проблемах отечественного

нефтегазового комплекса, приоритетах и возможностях, определяющих сегодня развитие ТЭК России. Выставка получила высокую экспертную оценку. По мнению президента ОАО «НК «Роснефть» Игоря Сечина, она нацелена на решение главной задачи – «сделать нефтегазовую отрасль инновационной, высокотехнологичной, безопасной. В выставке традиционно принимают участие ведущие компании из России и многих стран, происходит обмен опытом, укрепляются партнерские отношения. Для всех, кто работает в нефтегазовой отрасли, выставка «Нефтегаз-2014» – это прекрасная возможность заглянуть в будущее топливно-энергетического комплекса, познакомиться с новейшими технологиями добычи, транспортировки и переработки углеводородов, с экологическими и энергосберегающими программами».

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник также считает, что площадка выставки «Нефтегаз» остается основной для обмена мнениями, показа достижений отрасли. «Форум и выставка позволят рассмотреть такие важные для отрасли темы, как эффективность использования недр, эффективность деятельности нефтегазовых компаний, внедрение современных технологий бурения, а также передового оборудования и услуг», – отметил Юрий Шафраник.

Алексей Миллер, глава компании «Газпром», традиционно участвующей в работе выставки «Нефтегаз», выразил уверенность, что «новые идеи и знания, полученные на этой выставке, будут способствовать динамичному развитию мировой и отечественной энергетики».

Президент компании «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов также отметил значение выставки «Нефтегаз-2014» как «важной дискуссионной и демонстрационной площадки страны». По его словам, вопросы развития нефтегазового комплекса России, которым посвящена выставка, в равной степени волнуют государство и бизнес, представляют интерес для специалистов, зарубежных партнеров и крупнейших отечественных компаний.

«Форум «Нефтегаз-2014», являясь традиционной площадкой для обмена мнениями, будет еще одним стимулом для активного развития совместных усилий», – уверен заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов.

В адрес участников, гостей и организаторов «Нефтегаз-2014» поступили приветствия от председателя правительства России, спикера Госдумы, первого вице-спикера Совета Федерации, президентов Татарстана и Башкортостана, глав профильных министерств, мэра Москвы, руководителей Торгово-промышленной палаты РФ.

На этот раз выставка собрала в ЦВК «Экспоцентр» **795 ведущих компаний из 33 стран мира.** Представленные в экспозиции **на общей площади 56 648 кв. м** оборудование и разработки привлекли внимание **20 090 специалистов** нефтегазовой индустрии и смежных с ней отраслей. Поток посетителей не ослабевал все дни работы выставки, на стендах участников шли интенсивные деловые переговоры, в конгресс-залах – оживленные и порой жаркие дискуссии.

Динамичное развитие в этом году на выставке получили тематические разделы автоматизации, нефтегазохимии, а также представляющие газовые, сервисные, инжиниринговые и транспортные компании.

Свои новейшие достижения в экспозиции «Нефтегаз-2014» демонстрировали ведущие производители и поставщики мирового нефтегазового рынка, среди которых China Petroleum Technology and Development, Gardner Denver, JUMO, Kanex Krohne, Man Turbo, Mokveld Valves BV, MTU, Pentair, R&B Industrial Supply, Siemens, VEGA, National Oilwell Varco, Aksa Power Generation, концерн «АББ».

Пять стран – Германия, Китай, Норвегия, Финляндия, Чехия – организовали в рамках выставки национальные экспозиции, демонстрируя тем самым высокий интерес к российскому нефтегазовому рынку и развитию партнерских

отношений с российскими компаниями.

Россию на выставке представляли 469 экспонентов практически из всех субъектов Российской Федерации. Среди них такие гиганты отечественной энергетики и машиностроения, как «Газпром», «Татнефть», «Зарубежнефть», «Уралмаш», «Росатом», «Президент-Нева», «Пакер», Трубная металлургическая компания, «Газпром автоматизация» и другие компании. Устойчивый рост интереса к выставке российских компаний – главный показатель успеха и залог дальнейшего развития сектора «Нефтегаз».

Масштаб главного отраслевого выставочного проекта «Нефтегаз» позволил оценить состояние и перспективы современной нефтегазовой индустрии. Выставка акцентирована на новых технологиях, технике и оборудовании, на проблемах, актуальных для российского ТЭК. Ее разделы посвящены автоматизации, нефтегазохимии, актуальным разработкам газовых, сервисных, инжиниринговых, транспортных и других компаний, представляющих все сегменты нефтегазового рынка.

«Нефтегаз-2014» не только предложила новейшие технологии и оборудование для предприятий ТЭК, она предоставила возможность поговорить об актуальных проблемах отечественного и мирового нефтегазового комплекса.

Центральным событием деловой программы «Нефтегаз-2014» стал **5-й Международный топливно-энергетический форум «ЭНЕРКОН»**. Он прошел под девизом – «От современных нефтегазовых технологий к стабильному отраслевому развитию».

Форум организовали ТПП РФ и ЗАО «Экспоцентр» при поддержке Совета Федерации ФС РФ,

## НА ВЫСТАВКЕ СЗАО «ФИДМАШ» ПРЕДСТАВИЛО СВОЮ НОВУЮ РАЗРАБОТКУ В ОБЛАСТИ ГЛУБОКОГО ПРОНИКАЮЩЕГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА – УСТАНОВКУ АЗОТНУЮ А300 (испарительного типа).

Установка азотная А300 предназначена для безопасного преобразования в газообразное состояние жидкого азота и закачки его под высоким давлением в скважину при работе в составе мобильного комплекса для глубокопроникающего разрыва пласта. Установка выпускается в климатическом исполнении У1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С.



Габаритные размеры, не более (без тягача), мм	
длина	15 200
ширина	2 500
высота	4 000
масса полная не более, кг	39 000

Транспортная база	полуприцеп
Максимальное рабочее давление, МПа	100
Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /мин	300
Мощность приводного двигателя, кВт (л.с.)	783 (1050)
Чистота производимого газообразного азота	99,9

Министерства энергетики РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Комитета государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии, Комитета Государственной Думы по энергетике, ведущих отраслевых союзов и ассоциаций.

Как отметил возглавивший программный комитет форума «ЭНЕРКОН-2014» председатель Совета Союза нефтепромышленников России Юрий Шафраник, форум «ЭНЕРКОН» наряду с выставкой «Нефтегаз» является одним из важнейших мероприятий, проводимых в стране, которые играют серьезную роль в распространении новейших технологий, научных достижений и передового опыта для нефтегазового комплекса.

Участники форума – видные российские эксперты, представители ведущих нефтегазовых компаний, профильных министерств, отраслевых организаций, научно-исследовательских институтов и их зарубежные коллеги дали оценку нынешнему состоянию отрасли и обсудили перспективы развития ТЭК, обменялись мнениями по энергетической стратегии России до 2035 года.

На пленарной сессии форума выступили: советник генерального директора ОАО «Зарубежнефть» Аркадий Боксерман, профессор МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Александр Хавкин, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль и другие эксперты отрасли.

Большой интерес вызвало прошедшее в рамках «ЭНЕРКОН-2014» заседание **научно-практической секции «Трудноизвлекаемые и альтернативные ресурсы России. Освоение российского Арктического шельфа»**. Последние

исследования по данной теме представили видные российские ученые, представители отраслевой науки: заместитель генерального директора по нефти и газу ОАО «ВНИИ ЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ» Владимир Высоцкий, профессор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Александр Дроздов, директор Института химии нефти СО РАН, профессор Любовь Алтунина, заведующий сектором отдела экономики ТатНИПИнефть Амур Яртиева, директор по НИОКР и Инжиниринг Weatherford Россия Михаил Гельфгат, вице-президент Мирового нефтяного совета, профессор Анатолий Золотухин.

Плодотворно прошли дискуссии по таким темам, как: методы повышения энергоэффективности нефтедобычи; освоение российского Арктического шельфа; трудноизвлекаемые и альтернативные ресурсы России (сланцы, баженовская свита, потенциал и перспективы добычи в России, роль регионов, международное сотрудничество); транспортировка углеводородного сырья и эксплуатация трубопроводов.

Выставка «Нефтегаз-2014» и форум «ЭНЕРКОН-2014» предоставили уникальную возможность в течение нескольких дней на одной площадке увидеть, каким в настоящее время является топливно-энергетический комплекс России и каким он может и должен стать в ближайшее время и в обозримой перспективе. По общему мнению участников, эти мероприятия послужат скорейшему внедрению инновационных технологий в области разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, динамичной модернизации всего топливно-энергетического комплекса России.

Группа СИТ (Современные инновационные технологии – группа российских и белорусских компаний) совместно с Группой ФИД реализует проект по разработке и производству инновационного оборудования для повышения эффективности добычи углеводородного сырья.

На стенде была представлена информация о следующих видах выпускаемого оборудования:

- установки и оборудование флота ГРП;
- нагнетательное оборудование;
- оборудование для приготовления и закачки цементного раствора;
- комплекс для приготовления и закачки химреагентов в пласт;
- оборудование для гидромониторного бурения;
- система направленного бурения с кабельным каналом связи;
- комплекс оборудования для направленного бурения на депрессии с применением колтюбинговых установок МК10Т, МК20Т и МК30Т.



# 21-й Мировой нефтяной конгресс

**В** Москве в МВЦ «Крокус Экспо» с 16 по 19 июня 2014 года проходил 21-й Мировой нефтяной конгресс. Торжественное открытие конгресса состоялось 15 июня в Кремле, на главной площадке России, в Государственном Кремлевском дворце.

Начиная с 1933 года конгресс проводится раз в три года. Предыдущий состоялся в 2011 году в Катаре. Организатором конгресса выступает Мировой нефтяной совет со штаб-квартирой в Лондоне, членами которого являются 69 стран мира. Осенью прошлого года новым членом организации стала Украина.

Постоянными участниками конгресса являются такие крупные компании, как Chevron, ExxonMobil, General Electric, Siemens, BP, Total, Saudi Aramco, Petrobras. Среди участников конгресса в Москве: исполнительный директор компании BP Роберт Дадли, генеральный секретарь ОПЕК Абдулла Салем аль-Бадри, президент компании Petrobras Мария де Грасиас Фостер, исполнительный директор Международного энергетического агентства Мария ван дер Хевен, руководители норвежской компании Statoil, председатель и управляющий директор индийской нефтегазовой корпорации ONGC, председатель совета директоров Exxon Mobil Corporation Рекс Тилерстон.

По данным Мирового нефтяного совета, в московском конгрессе приняли участие свыше 4 тыс. делегатов, включая 30 министров и 400 топ-менеджеров и глав отраслевых организаций более чем из 80 стран мира.

Несмотря на санкции в отношении России из-за присоединения Крыма, западные компании не стали бойкотировать конгресс в Москве. От участия отказалась лишь канадская провинция Альберта (основной нефтедобывающий регион Канады). Также не присутствовала украинская делегация, поскольку единственный член этой делегации сказался больным.

«Нефтяная отрасль является одним из самых динамично развивающихся секторов мировой экономики, и конгресс предоставляет прекрасную возможность для специалистов из разных стран поделиться передовым опытом и получить экспертную оценку по самым острым проблемам современной нефтегазовой промышленности», – так оценил значимость конгресса министр энергетики РФ Александр Новак.

Основная тема форума – «Ответственное обеспечение энергоресурсами развивающегося мира». На пленарных заседаниях были рассмотрены такие вопросы, как традиционные и нетрадиционные ресурсы нефти и газа, финансирование отрасли, отношения между производителями и потребителями нефтепродуктов, обеспечение экологической безопасности, гарантии энергетической устойчивости.

21-й Мировой нефтяной конгресс стал событием мирового значения, реализовано масштабное мероприятие, объединившее страны, людей,

континенты. Налажены новые связи, подписаны новые контракты. Участники признали высокий уровень организации конгресса. Многие делегаты и гости подметили, что в России, которая является общепризнанной энергетической сверхдержавой, по сути, отсутствуют подобные события конгрессного формата. Нефтяных и газовых выставок в стране проводится очень много, а столь представительный тематический форум, который бы собрал топ-менеджеров отрасли такого высокого уровня, фактически был организован впервые.

Конгресс публично доказал, что бизнес далеко не всегда и не везде идет на поводу у политики. Выступления главы Exxon Mobil Рекса Тиллерсона, президента «BP» Боба Дадли и других топ-менеджеров стали ярким примером публичной дипломатии и наглядно продемонстрировали направленность на ограждение инвестпроектов в нефтяной отрасли от происходящих в мире политических процессов.

Выступление президента «Роснефти» Игоря Сечина, в свою очередь, обозначило позицию российского бизнеса в сложившемся политическом контексте. Он отметил, что: «Складывается ситуация, когда санкции, политические риски начинают увеличивать риски ведения бизнеса. Основой стабильности и предсказуемости коммерции являются контрактные отношения. Выполнение коммерческих контрактов не должно быть инструментом политического давления или угроз. Это потребует создания арбитражной практики и корпоративной культуры, исключающих возможность односторонней приостановки проектов на основании каких бы то ни было политических решений».

Новые технологии скоро помогут добывать не только сланцевый газ, но и такую же нефть. Такое заявление 16 июня сделал премьер-министр РФ Дмитрий Медведев во время выступления на конгрессе. По его словам, в Западной Сибири к 2020 году будет добываться до 50 млн т, в более поздней перспективе – до 100–120 млн т. К 2035 году в России будет добываться 500–550 млн т сланцевых углеводородов, что составит 10% мирового рынка. Россия обладает отличным и самым большим бурильным флотом, который к тому же будут увеличивать на 50–70%, уточнил Дмитрий Медведев. К 2020 году будет завершено строительство ряда заводов по нефтепереработке, добавил премьер-министр.

Вице-премьер РФ Аркадий Дворкович принял участие в пленарной сессии конгресса «Ответственное обеспечение энергоресурсами развивающегося (растущего) мира». В ходе своего выступления Дворкович отметил, что за последнее время был принят ряд важных решений, оказывающих влияние на развитие топливно-энергетического комплекса. Во-первых, это проведенная комплексная налоговая реформа,

которая позволила снизить налоговую нагрузку на компании, ведущие освоение труднодоступных месторождений в сложных климатических условиях и на шельфе, осваивающем трудноизвлекаемые запасы. Во-вторых, была проведена частичная либерализация экспорта СПГ. Благодаря этому расширился круг компаний, заинтересованных в строительстве СПГ-заводов. В-третьих, была введена новая система экспортных пошлин на нефть (60–66–90) и новый технический регламент по качеству топлива. Эти нововведения стали стимулом для реализации масштабной программы модернизации перерабатывающих отраслей, отметил Аркадий Дворкович. Кроме того, замглавы Кабмина сообщил, что сейчас уже подготовлен исходный проект энергетической стратегии России до 2035 года. Сегодня у России, по словам Дворковича, появляются новые возможности на азиатских рынках. Так, инвестиции в нефтяную отрасль на востоке до 2035 года превысят 1 трлн долларов. «Мы ожидаем, что наш ТЭК будет развиваться динамично, чему будут способствовать принимаемые правительством меры. Общий объем потребления энергоресурсов увеличился на 20–30% внутри страны. Ожидается рост добычи и поставок нефти в восточных регионах страны», – подчеркнул заместитель премьер-министра.

Россия продолжает оставаться мировым лидером в области добычи и экспорта углеводородов и планирует дальше развивать нефтегазовую отрасль, оставаясь крупнейшим и надежным поставщиком энергоресурсов для своих зарубежных партнеров.

«Инвестиции в нефтяную отрасль на востоке РФ до 2035 года превысят \$1 трлн», – заявил вице-премьер правительства РФ, председатель оргкомитета 21-го Мирового нефтяного конгресса Аркадий Дворкович. В этом контексте глава ОПЕК Абдулла аль-Бадри добавил, что «в лице России ОПЕК видит энергетический мост между Европой и Азией», а президент «BP» Боб Дадли подчеркнул, что «тот факт, что Европа зависит от российского газа, а Россия зависит от доходов из Европы, создает важную связь, и я считаю, что энергетика может стать таким мостом».

21-й Мировой нефтяной конгресс опроверг политические спекуляции о том, что существуют различные способы замещения российского газа в Европе. К примеру, директор норвежской компании Statoil Хельге Лунд отметил, что Statoil не сможет заменить российские поставки газа в Европу в случае дальнейшей эскалации конфликта между «Газпромом» и «Нафтогазом» Украины».

Напротив, западные нефтяные компании настроены на широкое и всестороннее сотрудничество с Россией. Руководители германской Wintershall подчеркнули, что немецкие технологии очень востребованы в России. Их компания является партнером «Газпрома» по «Северному потоку» и морскому участку «Южного потока», создала совместное с российским концерном предприятие «Ачимгаз», осваивающее наиболее сложные участки Уренгойского месторождения, имеет в

той же Западной Сибири долю в Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении, а также вот уже более 20 лет добывает вместе с «Лукойлом» нефть в Волгоградской области».

В процессе конгресса были заключены многие долгосрочные и многосторонние контракты. К примеру, Соглашение о создании совместного предприятия для целей реализации проектов по строительству и проектированию судов, буровых платформ и морской техники в рамках XXI Мирового нефтяного конгресса подписали ОАО «НК «Роснефть», Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, ОАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК», «Газпромбанк», ОАО «Совкомфлот», ОАО «Объединенная судостроительная корпорация».

Церемония подписания прошла в присутствии заместителя председателя правительства Аркадия Дворковича. Подписи под документом поставили президент, председатель правления ОАО «НК «Роснефть» Игорь Сечин, министр промышленности и торговли РФ Денис Мантуров, заместитель председателя правления ОАО «Газпром» Виталий Маркелов, председатель правления ОАО «НОВАТЭК» Леонид Михельсон, председатель правления ОАО «Газпромбанк» Андрей Акимов, генеральный директор и председатель правления ОАО «Совкомфлот» Сергей Франк, президент ОАО «Объединенная судостроительная корпорация» Алексей Рахманов. В развитие предложения президента России Владимира Путина и с учетом требований применимого законодательства стороны согласились привлекать ОАО «Дальневосточный центр судостроения и судоремонта» (ДЦСС) в качестве единого центра размещения заказов при отборе подрядчиков и заключении всех контрактов на проектирование и строительство морской техники с российскими и иностранными подрядчиками. В рамках реализации данной программы стороны сформируют рабочую группу, координация которой будет осуществляться Минпромторгом России.

«Роснефть» также заключила стратегические компании с компаниями из Индии, Мозамбика и других стран, расширив сферы своего влияния.

Отдельной строкой следует отметить и Молодежную сессию, которая была неотъемлемой частью конгресса, и объединила будущее нефтегазовой отрасли – студентов, аспирантов, молодых ученых из многих стран мира.

В рамках Мирового нефтяного конгресса прошла крупнейшая выставка нефтегазовых медиа, в которой принял участие и журнал «Время колтюбинга».

Завершился конгресс символической церемонией передачи прав Стамбулу на проведение следующего, уже 22-го Мирового нефтяного конгресса, в которой участвовали министр энергетики РФ Александр Новак и его турецкий коллега Танер Йылдыз. Турция пообещала, что новый конгресс не уступит по масштабности российскому, хотя представители министерства Турции признали, что планка российскими организаторами поднята очень высоко.

# I Международная (IX Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»



Научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», которая регулярно проводится в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, широко известна специалистам как всероссийская. В этом году конференция впервые прошла в новом статусе – как международная. Отныне ее официальное название: Международная научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия».

I Международная (IX Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» прошла 26 июня 2014 года. В мероприятии приняли участие 70 человек, представляющих 22 учебных, научных и производственных объединения и организации, среди которых: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ОАО «Газпром нефть», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, Югорский государственный университет и др. Журнал «Время колтюбинга» выступил в качестве информационного партнера конференции.

С приветствием к участникам конференции обратился проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессор М.А. Силин.

Участники конференции заслушали и обсудили 18 пленарных докладов, посвященных проблемам в области производства и технологий применения реагентов для бурения, заканчивания и ремонта скважин; в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти; борьбы

с осложнениями (коррозия, солеотложения, парафиноотложения), вопросам, связанным с экологическими аспектами производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности, физико-химическими исследованиями нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа. Конференция прошла в живой и конструктивной атмосфере.

Начальник управления ПНП ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Н.А. Веремко рассказал о требованиях к химическим реагентам в области повышения нефтеотдачи пластов.

Заместитель генерального директора ООО «РН-УфаНИПИнефть», к. х. н., чл.-корр. РАЕН А.Г. Телин выступил с докладом «Совместное воздействие переменными электромагнитными полями низкой частоты и деэмульгаторами на водоуглеводородные эмульсии», посвященным вопросам планирования и проведения фильтрационных экспериментов с целью получения исходных данных для построения дизайна РИР, в первую очередь выбору эффективного тампонажного состава (ТС). Докладчиком были отмечены общие принципы планирования и проведения фильтрационного тестирования для оценки эффективности ТС, приведены основные определяемые параметры, необходимые для построения дизайна РИР, а также указаны отличительные особенности экспериментов с ТС, предназначенных для применения в условиях горизонтальных скважин и трещиноватых коллекторов. Приведены примеры проведения экспериментов в соответствии с указанными особенностями, рассмотрено практическое применение полученных результатов. Отмечен эффект неравномерного снижения проницаемости

элементов призабойной зоны пласта (пористая среда, трещина) тампонажными составами как положительное явление при проектировании РИР.

Старший научный сотрудник ООО «Уфимский научно-технический центр» Е.И. Коптяева озвучила доклад «Получение новых шитых полимерных составов на основе частично гидролизованного полиакриламида для выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока». Были рассмотрены преимущества полимерных составов с параформом и резорцином в качестве шшивателя и сделан вывод, что использование параформа и резорцина для сшивки ПАА позволяет повысить эффективность и технологичность гелеобразующего состава за счет упрощения его приготовления при высокой механической и термической стойкости.

О «Технологии повышения нефтеотдачи за счет использования очищенной на флотационной установке сточной воды, обогащенной реагентом ФМ-1» рассказала Л.В. Закшевская, старший научный сотрудник филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». Это одна из новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

С.В. Нехорошев, заведующий лабораторией Югорского государственного университета, выступил с докладом «Перспективы применения химических маркеров на предприятиях добычи и переработки нефти».

Младший научный сотрудник Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина Н.А. Медведева рассказала о «Применении ингибиторов солеотложения при добыче сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения». В качестве реагентов, предотвращающих отложения солей, прошли лабораторное тестирование ингибиторы: СНПХ 5313Н (НИИНефтепромхим), ЕС – 6145А, ЕС – 6359А (компания NALCO), ACCENT 1100, ACCENT 1105, ACCENT 1123 (компания DOWOil&Gas), реагент «Катол 22А» (компания «МИРРИКО»), а также ингибированная соляная кислота. Для оценки технологических свойств исследуемых ингибиторов солеотложения применялась ранговая система классификации, где наихудшим величинам присваивался нулевой ранг, наилучшим – пятый. Был сделан вывод, что СНПХ 5313Н и многофункциональный реагент «Катол 22А» имеют средние значения. Наиболее результативным реагентом в борьбе с солеотложением является ингибитор ACCENT 1123 (10 баллов), немного ему уступают ACCENT 1100, ЕС – 6145А, ЕС – 6359А (9 баллов), что, безусловно, свидетельствует о потенциальных возможностях данных ингибиторов в борьбе с выпадением солей.

С докладом «Повышение тиксотропных свойств растворов магнезиальных тампонажных



материалов» выступила А.В. Анисимова, младший научный сотрудник Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Ведущий инженер РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина К.А. Довгий озвучил доклад «Исследование и разработка безводного состава на полимерной основе для водоизоляции пласта». Одной из сложных задач РИР является изоляция воды в условиях низкопроницаемых коллекторов. Такие операции, как устранение негерметичности обсадной колонны, изоляция обводненного пласта, ликвидация межпластовых перетоков, а также восстановление цементного камня за обсадной колонной в данных условиях являются весьма трудоемкими. Они часто отличаются низкой эффективностью и требуют более тщательного подбора изолирующих составов. Большинство из распространенных технологий РИР не в силах справиться с этими проблемами

полностью. Это усугубляется в том числе возрастающими требованиями к безопасности реагентов как для человека, так и для окружающей среды. Актуальной химической задачей является также разработка водоизолирующего состава для скважин, обводнившихся в результате неудачного ГРП, и обводненных скважин с горизонтальным окончанием при соблюдении условий селективности изоляции, высокой проникающей способности в пласт и устойчивости образуемого водоизолирующего экрана в различных условиях пласта.

Сотрудниками научно-образовательного центра «Промысловая химия» при Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина разработан селективный безводный состав на полимерной основе для водоизоляции скважин, способный создать эффективный водоизолирующий экран. Данный эффект достигается введением в композицию дисперсного полиакриламида и сшивателя, не контактирующих между собой до момента встречи состава с водой в пласте. В ходе разработки состава подобрана композиция ПАВ, способная диспергировать и стабилизировать сшиватель в объеме, а также улучшать распускание и сшивку полиакриламида при контакте состава с водой. Разработанный безводный состав на полимерной основе со сшивателем для водоизоляционных работ обладает высокими тампонирующими свойствами и селективностью.

«Направлениями развития и задачами нефтепромышленной химии в ОАО «Газпром нефть» поделился главный специалист Управления добычи нефти и газа Департамента добычи нефти и газа ОАО «Газпром нефть» С.А. Шадымухамедов.

Профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина В.Н. Хлебников выступил с докладом «Определение смесимости между нефтью и газом (растворителем) с использованием slim-моделей пласта (slim tube)». Добиться высокой степени вытеснения нефти из пласта можно при использовании смешивающегося вытеснения. Смесимость между нефтью и растворителем (газом) может достигаться сразу (смесимость при первом контакте) или в результате динамического массообмена между нефтью и газом (многоконтатная смесимость). Общепринятым методом экспериментальной оценки уровня смесимости между нефтью и газом является методика с использованием насыпных моделей пласта малого диаметра и значительной длины (7–25 м), т.е. slim-моделей пласта (slim tube). Данная методика широко распространена за рубежом, но практически не применяется в России. Целью работы было показать возможность использования распространенного в стране фильтрационного оборудования (установок) в исследовании смесимости нефти и газа по методике slim tube, что должно



облегчить внедрение в практику отечественных лабораторий данного метода исследования.

Заместитель начальника Заполярной геологической службы ООО «Газпром добыча Ямбург» Д.В. Носов ознакомил присутствующих с «Оценкой перспектив разработки ТИЗ нефти пластов ПК (на примере Тазовского месторождения)».

«О моделировании процессов РИР при проведении фильтрационных экспериментов» рассказал старший научный сотрудник ООО «РН-УфаНИПИнефть» Т.Э. Нигматуллин. Успешность ремонтно-изоляционных работ во многом зависит от правильного выбора тампонажного состава (ТС). Выбор ТС и обоснование его оптимальной рецептуры для условий конкретного объекта изоляции производится на основании тестирования в лабораторных условиях. Проведение комплекса физико-химических и реологических исследований позволяет определить общие условия применимости ТС, но оценка эффективности его невозможна без фильтрационных исследований. Были отмечены

общие принципы планирования и проведения фильтрационного тестирования для оценки эффективности ТС, приведены основные определяемые параметры, необходимые для построения дизайна РИР, а также указаны отличительные особенности экспериментов с ТС, предназначенными для применения в условиях горизонтальных скважин и трещиноватых коллекторов. Приведены примеры проведения экспериментов в соответствии с указанными особенностями, рассмотрено практическое применение полученных результатов. Отмечен эффект неравномерного снижения проницаемости элементов призабойной зоны пласта (пористая среда, трещина) тампонажными составами как положительное явление при проектировании РИР.

Инженер 1-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» И.П. Солдатов рассказал о «Применении магнитной обработки флюида на скважинах осложненного фонда».

«Конструктивный подход к маркетинговому управлению процессами и производством на нефтехимических предприятиях» осветила ассистент Сибирского федерального университета, Института нефти и газа М.А. Гуторова.

«Исследование влияния скорости закачки кислотных составов на образование высокопроницаемого канала в карбонатном керне Пермского края» – так назывался доклад ассистента Пермского национального исследовательского политехнического университета А.М. Амирова. Для обеспечения лучшей гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости ПЗП и снижения скин-фактора применяются различные методы интенсификации добычи. В настоящее время большое распространение получили обработки скважин различными кислотными композициями. Для оценки эффективности применения кислотных составов для обработки ПЗП в добывающих скважинах были проведены лабораторные тесты на реальных образцах карбонатного керна продуктивных отложений месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». На основе проведенных лабораторных тестов на керне подтверждено наличие оптимальной скорости закачки кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта. Для каждого кислотного состава имеется своя оптимальная скорость закачки. Для месторождений Пермского края она составляет в среднем  $12,5 \cdot 10^{-5}$  м/с. Определенные в ходе тестов на керне оптимальные скорости закачки позволят в дальнейшем пересчитать их для условий закачки в скважину.

О «Разработке отмывающей буферной жидкости, предназначенной для крепления скважин, пробуренных на РУО» рассказала инженер 2-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-

Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в Тюмени А.В. Чудновская.

«Физико-химические аспекты смачиваемости и гидрофобизации пласта» осветила К.А. Моторова, аспирант РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Любое воздействие на коллектор приводит к изменению смачиваемости, а способы ее регулирования являются важным вопросом в решении задач интенсификации добычи нефти. Были проведены экспериментальные исследования по изучению природной гидрофобизации порового пространства пород-коллекторов, которые показали, что этот параметр изменяется в широких пределах и зависит от многих факторов: типа коллектора, вида и свойств насыщающих углеводородов, порометрической характеристики. Данная зависимость имеет разную тенденцию. Поэтому при разработке месторождений с применением методов интенсификации добычи углеводородов надо учитывать состояние поверхности порового пространства коллекторов.

Практически все выступления вызвали живой интерес аудитории и сопровождались активным обсуждением, свидетельствующим об актуальности обсуждаемых тем.

По итогам конференции принято решение, в котором отмечена своевременность проведения подобного мероприятия и необходимость продолжения сотрудничества в области разработки, производства, исследования и практического использования химических реагентов, создания многофункциональных и экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов. Высказано пожелание о проведении тематических семинаров по проблемам нефтепромышленной химии.

В рамках I Международной научно-практической конференции «Нефтепромышленная химия» были проведены конкурсы.

Лучшим докладом конференции был признан «О требованиях к химическим реагентам в области повышения нефтеотдачи пластов», озвученный Н.А. Веремко, начальником управления ПНП ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

В номинации «Лучший доклад среди молодых специалистов» победителем стал Т.Э. Нигматуллин, старший научный сотрудник ООО «РН-УфаНИПИнефть», доложивший «О моделировании процессов РИР при проведении фильтрационных экспериментов».

Традиционно проводился конкурс фотографий «Красота месторождений». Такое название дала ему несколько лет назад профессор Л.А. Магадова. В этом году победителем конкурса был признан А.В. Стрелков, инженер НОЦ «Промышленная химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Наш журнал обязательно познакомит своих читателей с лучшими работами конкурсантов в одноименной рубрике!

II Международную научно-практическую конференцию решено провести в июне 2015 года.

# «БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ – 2014»

26 мая состоялась 3-я Международная конференция «Буровая и промысловая химия – 2014», организованная CREON Energy. Партнером мероприятия выступила Evonik Industries. Генеральным информационным партнером – журнал «Нефть России».

Ситуация на российском нефтесервисном рынке очень неоднозначна, отметил в приветственном слове генеральный директор CREON Energy Санджар Тургунов. Иностранцы занимают все большую долю рынка, вытесняя отечественных поставщиков. Однако политическая ситуация ставит под вопрос расширение активности зарубежных фирм в нашей стране. «Санкции Запада в отношении РФ вроде бы дают шанс российским компаниям, но готовы ли они им воспользоваться? Способны ли полностью заместить импортные товары и услуги в области нефтесервиса?» Г-н Тургунов также отметил, что в ходе недавнего визита президента Владимира Путина в Китай партнерство между странами вышло на новый уровень. А это значит, что конкуренция с китайскими коллегами усилится.

Обзор нефтяного сектора России за 2013 год представил директор департамента углеводородного сырья CREON Energy Анастас Гатунок. По итогам 2013 года добыча нефти и газового конденсата в России составила 523,3 млн т, это на 1% (5,3 млн т) больше показателя 2012 года. Лидерами по росту добычи стали компании «Роснефть» (+2,7 млн т, без учета добычи предприятиями бывшей «ТНК-ВР»), «ЛУКОЙЛ» (+2 млн т), «Газпром» (+1,8 млн т) и независимые производители, которые суммарно увеличили добычу на 1,8 млн т (без учета предприятий, входящих в НК «Нефтиса»). Снизил добычу «Славнефть» (–1,1 млн т) и «Руснефть» (–0,3 млн т).

Проходка в бурении за 2013 год составила 21,7 млн м (рост на 5,5% по сравнению с 2012 годом). Основную долю составляет эксплуатационное бурение. Лидером среди регионов является Западная Сибирь. Лидерами по проходке в бурении по итогам 2013 года являются «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл» и «Газпром нефть». При этом наибольший рост относительно 2012 года среди ВИНКов наблюдался у компаний «Башнефть» (+83,3%), «Славнефть» (+50,2%), «Роснефть» (+44,3%) и «Газпром нефть» (+18,9%), а также операторов СРП, увеличивших бурение более чем в два раза. Падение продемонстрировали «Новатэк»

(–40,3%), «Татнефть» (–13,2%) и независимые производители (–8,8%). Столь сильный отрицательный показатель «Новатэка» объясняется тем, что в презентации учитывались лишь нефтяные скважины, у компании же основной объем буровых работ приходится на скважины по добыче газа.

На 1 января 2014 года эксплуатационный фонд скважин увеличился по сравнению с 1 января 2013 года на 2,3 тыс. единиц (+1,5%) до 152 тыс. скважин. Неработающий фонд скважин составил 12,9% от эксплуатационного.

В 2013 году фонд скважин, дающих продукцию, увеличился на 4,7 тыс. скважин (+3,3%) по сравнению с декабрем 2012 года, что опережает темп роста эксплуатационного фонда на 1,8%. В 2013 году на новых месторождениях введено 553 добывающих скважины, добыто 37,2 млн т нефти. Проходка в эксплуатационном бурении составила 1,7 млн м. Наибольшую долю в общем объеме добытой на новых месторождениях нефти занимает «Роснефть», лидером по проходке в эксплуатационном бурении и вводу добывающих скважин является «Сургутнефтегаз».

Таким образом, подвел итог г-н Гатунок, для поддержания уровня добычи нефтяные компании вынуждены разрабатывать новые месторождения, в связи с чем объем буровых работ в ближайшие годы будет расти. Ввиду того что разработка новых месторождений обходится достаточно дорого, нефтяные компании повышают эффективность использования действующих месторождений.

Исламнур Фатхутдинов, старший специалист отдела химических реагентов для бурения компании «Промышленная химия» (входит в ГК «Миррико»), рассказал о решениях для предотвращения осложнений в виде осыпей и обвалов. Решение компании – применение систем буровых растворов Alguro, разработанных ГК «Миррико» при участии ведущих научно-исследовательских и образовательных институтов России.

Партнером компании является «АзТекДриллинг», закупающий у «Промышленной химии» около 80% от общего объема продукции. Остальные 20% составляют утяжелители и глинопоршки, которые поставляются непосредственно с заводов-изготовителей, рассказал Анатолий Фирсов, начальник департамента по буровым растворам «АзТекДриллинг».

Подбор химических продуктов для использования в технологиях нефтеотдачи пластов – важная и ответственная часть процесса нефтедобычи. По словам начальника отдела увеличения нефтеотдачи пластов института

«ТатНИПИнефть» компании «Татнефть» Марата Амерханова, большая часть крупных нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется постепенным снижением добычи нефти, поэтому разработка и расширение применения методов увеличения нефтеотдачи является важной составляющей для стабилизации добычи нефти. Химические методы в зарубежной литературе, как правило, делятся на несколько групп по характеру применяемого агента: полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), щелочное заводнение, закачка эмульсий, комбинированные методы с использованием комплекса реагентов и др. В компании «Татнефть» существуют различные по направлению воздействия на пласт методы увеличения нефтеотдачи, в которых используются данные реагенты.

Г-н Амерханов озвучил итоги применения физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения на месторождениях «Татнефти». За более чем 40 лет реализовано 63 тыс. мероприятий, за счет которых получено более 95 млн т нефти. Применение методов увеличения нефтеизвлечения способствовало удержанию обводненности отбираемой продукции на уровне около 85% и сохранению дебита нефти на уровне свыше 4 т/сутки. Доля дополнительной добычи нефти за счет применения физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения от всей добычи нефти компании «Татнефть» составляет более 23% (текущая).

О продукции немецкой компании Evonik Industries для нефтедобычи и нефтепромышленной химии рассказал Аркадий Майзельс, технический скаут (регион Европа). Компания активно выходит на российский рынок, предлагая множество решений в области бурения, в частности, буровые растворы на органической основе (имеют улучшенные смазочные и реологические свойства и повышенную термическую стабильность). Также компания производит ингибиторы отложений парафинов и газовых гидратов, компоненты для ингибиторов коррозии, эмульгаторов и добавки для повышения отдачи пласта.

Представитель «Газпром ВНИИГАЗ» Азамат Гайдаров рассказал об опыте применения катионного бурового раствора на скважине № 939 Астраханского ГМК.

Отработанные нефтепродукты вошли в приоритетный перечень товаров, согласно которому будут формироваться нормативы утилизации. Об этом сообщил Владимир Аленцин, член комитета природопользования и экологии Московской торгово-промышленной палаты.

На современном этапе одна из основных задач нефтегазовой отрасли – поддержание

достигнутого уровня добычи нефти. По словам Антона Шишкина, менеджера по продвижению продуктов для нефтегазового сектора ОХК «Уралхим», эта задача решается за счет бурения новых скважин и интенсификации работы старого фонда. Последнее обстоятельство ведет к увеличению числа текущих и капитальных ремонтов скважин. Наиболее важную роль в процессе ремонтных работ играют жидкости глушения. Их научно обоснованный подбор обеспечивает предупреждение таких осложнений, как поглощения, нефтегазопроявления, агрессивное коррозионное воздействие на внутрискважинное оборудование. Особое место среди жидкостей глушения занимают тяжелые рассолы без твердой фазы.

Их широкое применение обусловлено стремлением обеспечить максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов, характеризующихся высокими давлениями. В 2013 году на Кирово-Чепецком химическом комбинате ОХК «Уралхим» начала производство безводного нитрата кальция для нефтегазовой сферы. Нитрат кальция является компонентом технологических жидкостей глушения при заканчивании и капитальном ремонте скважин, компонентом для приготовления буровых растворов на водной и углеводородной основе. Он также является дешевым и эффективным восстановителем плотности рассолов хлоридов, бромидов, в тампонажных растворах используется как ускоритель схватывания цемента и ингибитор коррозии. Низкий процент нерастворимого остатка гарантирует сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Благодаря невысокому содержанию нитрата аммония достигается низкая коррозионная активность раствора нитрата кальция. Раствор нитрата кальция имеет низкую температуру застывания, что дает возможность использовать его в условиях Крайнего Севера. Ингибирующие свойства кальция по отношению к глинистым породам, хорошая растворимость в холодной воде, экологическая безопасность – эти свойства положительно характеризуют нитрат кальция как компонент жидкостей глушения, буровых растворов.

Эффективные реагенты для борьбы с набуханием глин и глинистых сланцев представил технический специалист «БПН Интернэшнл» Павел Ларионов. Хлорид триметиламония – продукт химической реакции соляной кислоты, триметиламина и окиси этилена. Является стабилизатором глин при бурении и глушении скважин, а также применяется как компонент жидкости, используемой

при гидравлическом разрыве пласта. Его преимущества – высокая эффективность при использовании, нетоксичность, экологичность и биоразлагаемость, совместимость с большинством добавок к буровым растворам. Хлорид триметиламмония является активным веществом, может применяться в любых окружающих условиях и не кристаллизуется при использовании в рассолах при низких температурах (не замерзает при  $T < -30^{\circ}\text{C}$ ). Также г-н Ларионов рассказал про сульфированный асфальт, который может использоваться в буровых растворах как на водной, так и на углеводородной основе.

Начальник отдела продаж неорганической химии Химического завода им. Л.Я. Карпова Ирина Гагарина рассказала о применении продукции компании в нефтесервисе. Предприятие выпускает более 40 наименований химической продукции технической, реактивной и фармакопейной квалификаций, ингибиторы коррозии и солеотложений водооборотных циклов, биоцидное средство. Компания производит такие реагенты для нефтегазодобывающей промышленности, как хлористый кальций, сульфит и тиосульфат натрия, силикагели, сульфат натрия, сульфат магния, пиросульфит натрия (метабисульфит натрия), биоцид и алюмосиликатный адсорбент АС-230Ш для регенерации отработанных масел.

По итогам прошлогодней конференции стало очевидно, что российская нефтедобыча серьезно зависит от иностранных нефтесервисных компаний, комментирует Анастас Гатунок. Уже тогда компания CREON Energy обратила внимание участников рынка на недопустимость подобной ситуации. Особенно это касается разработки новых месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока и Арктического шельфа. «В свете всего происходящего мы призываем российские нефтяные и нефтедобывающие компании уделить особое внимание развитию технологий, использующихся при разработке месторождений и добыче углеводородного сырья, – резюмирует г-н Гатунок. – Развитие отечественного нефтесервиса и производство необходимых для него продуктов на данный момент невозможно без комплексной поддержки государства. Необходимо на высшем уровне увеличить объемы финансирования НИОКР в этой области, а также стимулировать нефтегазовые компании использовать преимущественно российские технологии. В противном случае возможно общее снижение добычи нефтеконденсатного сырья и, как следствие, – стремительный спад в экономике в целом».

## 9-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

9-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» проходила с 12 по 17 мая в городе-курорте Геленджике. Она состоялась в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции», организатором которого является научно-производственная фирма «Нитпо».

В отеле «Приморье» собрались руководители и ведущие специалисты нефтегазодобывающих и сервисных компаний, предприятия – производители продукции для нефтегазовой отрасли, а также научно-исследовательские и проектные организации России. Спонсором кофе-брейков на этом форуме выступило ООО «Зиракс».

Повестка дня рабочих заседаний форума включала в себя доклады, круглые столы, а также презентации технологий, нового оборудования, материалов и химических реагентов. Рабочая атмосфера форума способствовала коллективному решению целого ряда актуальных задач нефтегазовой отрасли.

Состав участников конференции был представлен такими нефтегазодобывающими компаниями, как ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО АНК «Башнефть», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Оренбургнефть», ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «РН-Юганскнефтегаз» и др. В работе форума принимали участие ведущие специалисты М-И SWACO, «Шлюмберже», ООО «Зиракс-Нефтесервис», ООО «Нефтесервис», ООО «ПИТЦ Нефтеотдача», ООО «УК «Татбурнефть» и других сервисных компаний. Научно-исследовательские и проектные организации были представлены специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «Тюменский нефтяной

научный центр», ОАО «СевкавНИПИгаз» и др. Большой интерес к форуму проявили компании-производители оборудования и химической продукции ООО «НПФ «Пакер», ООО «Зиракс», ЗАО «ОМК», ООО «ЧТПЗ Инжиниринг», ООО «ГД «БКО», ООО «Металл Ван Рус», ЗАО «ТЕККНОУ» и др.

**В номинации «Лучший доклад дня» отмечены следующие выступления:**

- Технологии РИР/ОВП, применяемые в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Докладчик Павел Шмелев, начальник сектора оптимизации резервуаров Управления повышения производительности резервуаров и ГТМ ООО «РН-Юганскнефтегаз».
- Новейшие технологии блокирующих составов при проведении ТКРС. Докладчик Евгений Чумаков, руководитель направления «Продуктивность скважин» M-I SWACO A Schlumberger Company.
- Определение оптимального насыпного веса пропанта. Подбор фракционного состава пропантовой пачки исходя из геологических условий скважины. Докладчик Максим Егоров, ведущий специалист по реализации пропантов, ООО «Торговый Дом «БКО».

Активное участие в работе конференции принял известный в нефтегазовой отрасли специалист – профессор, доктор технических наук Анатолий Булатов.

Профессиональный интерес аудитории вызвал доклад, подготовленный экспертами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Андреем Лыткиным и Юрием Земцовым. В нем были подробно рассмотрены различные методы ограничения водопритоков в скважинах, а также степени их эффективности. Не менее содержательным было выступление инженера филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» Елены Агуреевой. Темой ее доклада стали технологии ГРП для различных геолого-промысловых условий крупных нефтяных объектов, находящихся на поздней стадии разработки, рассмотренные на примере пласта БВ8 Повховского месторождения. Высокую оценку участников получил доклад Анны Каленковой, посвященный разработке ингибиторов высокотемпературной коррозии для низкоуглеродистых сталей в солянокислотных средах.

В рамках конференции состоялось открытое заседание круглого стола. Его основной темой стали критерии и методы оценки эффективности работ по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов. Модераторами данного мероприятия были эксперт по повышению нефтеотдачи пластов ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Андрей Лыткин и генеральный директор ООО «НПФ «Нитпо» Вячеслав Строганов. В рамках заседания круглого стола выступил инженер ООО «НПФ «Нитпо» Дмитрий Строганов, который предложил свой взгляд на проблему формирования себестоимости работ подрядчика и ее зависимость от конечного результата.

В свободное от рабочих заседаний время традиционно состоялись турниры по мини-футболу, бильярду и боулингу. Результатом этих встреч стали хорошее настроение и заряд энергии для будущей работы.

## В Уфимском государственном нефтяном техническом университете прошла первая конференция по нефтесервису

Научно-техническая конференция, проведенная 16 апреля 2014 года совместно нефтесервисным холдингом «Башнефть-Сервисные Активы» и учеными УГНТУ, стала значимым событием нефтегазовой отрасли Республики Башкортостан. В сборник докладов было представлено порядка 170 работ, которые можно было обсудить на четырех секциях в рамках мероприятия.

Открывая конференцию, ректор УГНТУ А.М. Шаммазов сказал: «Мы обсудили программу совместной работы. Эта конференция – важный шаг в решении насущных проблем общими усилиями».

Гости отметили высокий уровень подготовки мероприятия. «Отрадно, что в конференции приняли участие все руководители нефтесервисного холдинга и нефтяного университета, включая ректора, причем не только в церемонии открытия, – поделился впечатлениями директор департамента обеспечения нефтесервисными услугами ОАО АНК «Башнефть» Юрий Некипелов. – Конференция была многоуровневой и интересной как для студентов, аспирантов, так и для производственников, профессиональных нефтяников. Есть пожелание следующую конференцию провести совместно, ведь у нас единая цель – выявление лучших специалистов и разработок».

Большую пользу для себя извлекли организаторы. Комментирует заместитель генерального директора холдинга «БНСА» по производству Игорь Мальцев: «Конференция показала, что есть молодые светлые головы как среди студентов, так и среди наших сотрудников. Они активно участвуют, спорят с профессорами, доказывают свою правоту. Значит, российский нефтесервис будет развиваться. А наши сотрудники через год должны будут показать, каких результатов добились в результате внедрения своих идей».

Оценив востребованность конференции и результаты ее работы, организаторы решили сделать мероприятие регулярным.

# Анкета «Времени колтюбинга»

## Coiled Tubing Times Questionnaire

### Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз, другое).
2. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»?
3. «Время колтюбинга» позиционируется как журнал о высокотехнологичном нефтегазовом сервисе. Под высокими технологиями нефтегазового сервиса принято понимать как минимум колтюбинг и ГРП. Какие еще технологии нефтегазового сервиса Вы бы отнесли к категории высоких?
4. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
5. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?
6. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
8. Интересна ли Вам технология колтюбингового бурения?
9. Интересна ли Вам гидроджетная перфорация?
10. Интересно ли Вам радиальное вскрытие пласта?
11. Как, по Вашему мнению, целесообразнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные скважины: с помощью скважинного трактора или посредством ГНКТ?
12. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
14. Какие технологии ПНП будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

### The following questions were asked:

1. Business profile of your Company (oil and gas producing, oil and gas servicing, equipment manufacturing company, research and development company, university/institute, other variant).
2. How long have you known Coiled Tubing Times Journal?
3. Coiled Tubing Times positions itself as a Journal about high-tech oil and gas service. High-tech oil and gas service technologies include at least coiled tubing and hydraulic fracturing technologies. What else can be considered as high-tech oil and gas service technologies?
4. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
5. Which high-tech oilfield service technologies are used in your Company?
6. Which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
7. Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Are you interested in coiled tubing drilling technology?
9. Are you interested in hydraulic jet perforation technology?
10. Are you interested in radial drilling technology?
11. In your opinion, what is the rational technique of logging tools conveyance into horizontal wells: with the use of downhole tractors or coiled tubing?
12. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
13. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
14. Which EOR technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?

**Михаил Ракитин**, ведущий геофизик  
отдела мониторинга, ООО «ЛУКОЙЛ-  
Нижневожскнефть»

1. Нефтегазодобывающая.
2. С 2013 года.
3. Каротаж бурения (LWD).
4. О каротаже бурения (LWD) и ПГИ горизонтальных скважин.
5. Каротаж бурения (LWD), ПГИ горизонтальных

**Michael Rakitin**, Lead Geophysicist, Monitoring  
Department, Lukoil-Nizhnevolzhskneft, LLC

1. Oil and gas producing.
2. Since 2013.
3. Logging-while-drilling (LWD) technologies.
4. About LWD technologies and production logging in horizontal wells.
5. LWD technologies, production logging in horizontal wells, fiber optic technologies, etc.

- стволов, оптоволокну и др.
6. Нет информации.
  7. С колтюбингом пока опыта работы нет.
  8. Интересна.
  9. Интересна.
  10. Интересна.
  11. В зависимости от разного рода условий.
  12. Пока к эксплуатационным скважинам не применяли.
  13. Нет достаточной информации.
  14. Нет достаточной информации.

**Андрей Ершов, генеральный директор,  
ООО «Урал-Дизайн-ПНП»**

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2003 года.
3. Бурение, БОПЗ, радиальное бурение (сверлящая перфорация).
4. КРС с ГНКТ в скважинах малого диаметра, ГИС с ГНКТ, щелевая перфорация с ГНКТ, технологии с ГНКТ в условиях АНПД и БГС (разбуривание портов МГРП, вымыв проппанта, освоение).
5. Разбуривание портов МГРП, вымыв проппанта, освоение с азотом, ГИС с ГНКТ, ОПЗ с ГНКТ.
6. Ликвидация гидратно-парафиновых пробок, разбуривание портов МГРП, освоение скважин азотом, вымыв проппанта, ГИС с ГНКТ.
7. Разбуривание шарового крана на глубине менее 1,5 метров. Все остальные технологии и работы схожи с теми, что выполняют в данном сегменте наши коллеги.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Мы анализировали работу скважинных тракторов, но я считаю, что колтюбинг целесообразнее, т.к. позволяет попутно решить еще ряд задач, которые возникают при проведении ГИС.
12. Нет.
13. ГРП, КНРП, БОПЗ, пенокислотные обработки, потокоотклоняющие технологии ОПЗ, технологии ГНКТ (бурение портов МГРП, переключение портов МГРП, освоение азотом, ГИС), бурение горизонтальных скважин, радиальное бурение, щелевая перфорация.
14. См. п. 13.

**Андрей Аверьянов, начальник участка,  
ОАО «Когалымнефтегеофизика»**

1. Нефтегазосервисная (геофизические исследования скважин).
2. С 2008 года.
3. Геофизические системы передачи данных.
4. О технологиях струйных насосов с ГНКТ.
5. Исследования с ГНКТ с включением в компоновку струйных насосов.
6. Различные.
7. Без комментариев.
8. Да.

6. I have no such information.
7. We haven't used coiled tubing yet.
8. I'm interested in it.
9. I'm interested in it.
10. I'm interested in it.
11. It depends on the downhole conditions.
12. We haven't used hydraulic fracturing in production wells so far.
13. I don't have enough information to derive a conclusion.
14. I don't have enough information to derive a conclusion.

**Andrey Ershov, General Director of Ural-Design-PNP, LLC**

1. Oil and gas service.
2. Since 2003.
3. Drilling, large-volume bottomhole zone treatments, radial drilling (perforation).
4. About coiled tubing workover operations in slim-holes, coiled tubing logging, CT-conveyed slotted perforation, coiled tubing technologies application in horizontal sidetracks and under conditions of abnormally high formation pressure (milling of multi-stage fracturing ports/sleeves, proppant removal, completion).
5. Milling of multi-stage frac ports, proppant removal, nitrogen lift, CT logging, bottomhole zone treatments using CT.
6. Hydrate-wax plugs removal, milling of multi-stage frac ports, nitrogen lift, proppant removal, CT logging.
7. Drilling out of a ball valve at the depth of less than 5 ft. All other technologies are similar to those used by our colleagues in this market segment.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. We have analyzed the operation of downhole tractors. In my opinion, it is more rational to use coiled tubing for that because of the possibility to solve a number of other well logging tasks at the same time.
12. No.
13. Hydraulic fracturing, acid fracturing, large-volume bottomhole zone treatments, foam-acid treatments, flow deviation technologies, CT technologies (milling of multi-stage frac ports and their switchover, nitrogen lift, well logging), horizontal drilling, radial drilling, slotted perforation.
14. See the previous item.

**Andrey Averjanov, Section Manager,  
Kogalymneftegeofizika, JSC**

1. Oil and gas service (well logging operations).
2. Since 2008.
3. Geophysical data communication systems.
4. About CT jet pumps technologies.
5. CT logging with utilization of jet pumps in the assembly.

9. Да.
10. Нет.
11. Оптимальное чередование применительно к условиям.
12. Пока нет.
13. Без комментариев.
14. Без комментариев.

**Андрей Накрайников**, менеджер по управлению ОПР, ОАО «Варьеганнефтегаз» НК «Роснефть»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 5 лет.
3. –
4. –
5. Разбуривание фрак-портов, освоение скважин.
6. –
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Посредством ГНКТ.
12. МГРП.
13. МГРП.
14. МГРП.

**Евгений Лукьянов**, руководитель группы ремонта скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

1. Нефтегазодобывающая.
2. Узнал совсем недавно.
3. –
4. О методах водоизоляции притоков из обводнившихся портов ГРП в горизонтальных скважинах.
5. Промывки забоев, разбуривание портов МГРП.
6. ОПЗ, освоение скважин после ГРП с азотом, промывки горизонтальных скважин.
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Нужен индивидуальный подход к скважине.
12. Да. ГРП применяется.
13. ОПЗ.
14. Кислотные ГРП – недорогие в сравнении со стандартными ГРП.

**Алексей Смирнов**, гл. специалист, ОАО «СММ»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2006 года.
3. –
4. Применение азотных установок, расчет закачки.
5. –
6. Соляно-кислотные обработки.
7. Извлечение оборванной ГНКТ при помощи перемоточного устройства.
8. Интересна.
9. Да.
10. Да.

6. Various.
7. No comments.
8. Yes.
9. Yes.
10. No.
11. It is better to interlace these technologies depending on the specific conditions.
12. Not yet.
13. No comments.
14. No comments.

**Andrey Nakraynikov**, Pilot Projects Manager, Varjeganneftegas, JSC, NK Rosneft

1. Oil and gas producing.
2. For 5 years.
3. –
4. –
5. Milling of frac ports, completion of wells.
6. –
7. –
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. Multi-stage hydraulic fracturing.
13. Multi-stage hydraulic fracturing.
14. Multi-stage hydraulic fracturing.

**Eugene Lukjanov**, Head of Well Workover Team, Lukoil-Western Siberia, LLC

1. Oil and gas producing.
2. I have just recently discovered your Journal.
3. –
4. About the methods of water shutoff in horizontal wells (where the sources of water are watered frac ports).
5. Bottomhole flushing, milling of multi-stage frac ports.
6. Bottomhole zone treatments, post-frac nitrogen lifting, cleanout of horizontal wells.
7. –
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. Each well should be treated on a case-by-case basis.
12. Yes. We use hydraulic fracturing.
13. Bottomhole zone treatments.
14. Acid fracturing, since this technology is cheaper in comparison with conventional hydraulic fracturing.

**Alexey Smirnov**, Chief Officer, SMM, JSC

1. Oil and gas service.
2. Since 2006.
3. –
4. About the application of nitrogen units and calculation of pumped volumes.
5. –
6. Acid treatments.
7. Removal of parted CT string with the help of a

11. При помощи ГНКТ.
12. Применяется. Проппантный ГРП.
13. –
14. –

**Алмас Хамидуллин, генеральный директор,  
ООО «Койлтюбинг-Сервис»**

1. Нефтегазосервисная.
2. С момента основания.
3. –
4. О колтюбинговом бурении скважин.
5. По желанию заказчика выполняются все технологии.
6. Интенсификация притока, исследование скважин.
7. Нет.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Зависит от скважинных условий.
12. Нет.
13. Пенно-кислотные ГРП.
14. –

**Виктор Романец, начальник отдела  
супервайзерского контроля ТКРС,  
ООО «Башнефть-Добыча»**

1. Нефтегазодобывающая.
2. 5 лет.
3. Альтернативные методы повышения нефтеотдачи.
4. Об ультразвуковом и вибровоздействии на залежь.
5. ГНКТ, ГРП, ОПЗ.
6. Освоение скважин.
7. МГРП.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. С помощью ГНКТ.
12. Проппантный ГРП.
13. ГРП, ОПЗ (СКВ) и др.
14. ГРП.

**Денис Степанов, заместитель руководителя  
проекта ГНКТ, ООО «Ветеран»**

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. –
4. О цементировании на ГНКТ.
5. Направленные кислотные обработки.
6. Промывка после ГРП и освоение скважины.
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ.
12. Нет.
13. ОВП.
14. –

spooling reel.

8. I'm interested in it.
9. Yes!
10. Yes!
11. With the help of coiled tubing
12. Yes, it does. We use conventional hydraulic fracturing.
13. –
14. –

**Almas Khamidullin, General Director, Coiled  
Tubing Service, LLC**

1. Oil and gas service.
2. Since its foundation.
3. –
4. About coiled tubing drilling.
5. According to the desires of our customers, we can use a wide range of such technologies.
6. Flow stimulation and well logging operations.
7. No.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. It depends on downhole conditions.
12. No.
13. Foam-acid fracturing.
14. –

**Viktor Romanec, Head of Supervision  
Department, Well Workover and Servicing, Bashneft-  
Dobycha, LLC**

1. Oil and gas producing.
2. For 5 years.
3. Alternative enhanced oil recovery methods.
4. About ultrasound and vibrowave formation stimulation.
5. Coiled tubing, hydraulic fracturing and bottomhole zone treatments.
6. Well completion.
7. Multi-stage hydraulic fracturing.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With coiled tubing utilization.
12. We use conventional hydraulic fracturing.
13. Hydraulic fracturing, bottomhole zone treatments (hydrochloric bath), etc.
14. Hydraulic fracturing.

**Denis Stepanov, Deputy Head of CT Project,  
Veteran, LLC**

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. –
4. About cementing operations with coiled tubing application.
5. Directional acid treatments.
6. Post-frac well cleanout and completion.
7. –
8. Yes.
9. Yes.

**Андрей Бычков**, начальник Ванкорского производственного участка, ЗАО «БВТ-Восток»

1. Нефтегазосервисная.
2. 5 лет.
3. Все основные и сопутствующие технологии, необходимые для качественного проведения работ.
4. В журнале всегда предлагается актуальная информация.
5. Все передовые и современные технологии.
6. ГИС.
7. Аварийные, ловильные работы; ГИС с использованием видеокамеры.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ.
12. Нет.
13. ГРП, фрезерование, промывки и ГИС.
14. Бурение с использованием ГНКТ.

**Владимир Печенкин**, заместитель начальника Касимовского участка, ООО «Газпром ПХГ»

1. Нефтегазодобывающая.
2. Давно.
3. ГРП, наклонно-направленное бурение.
4. О ГРП, о наклонно-направленном бурении.
5. ГНКТ. У нас работает установка МК10Т, ГТ диаметром 44,45 мм, БП 100/70. Больше никто такой гибкой трубой не работает на МК10Т.
6. Промывки глинисто-песчаных и гидратных пробок.
7. Ловильные работы оборванной ГТ.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ.
12. Нет.
13. –
14. –

**Павел Ревяков**, инженер-технолог, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная.
2. 7 лет.
3. Бурение боковых стволов, бурение многоствольных скважин IV и V уровня сложности TAML, бурение разветвленных скважин, МГРП.
4. ГИС в горизонтальных скважинах, МГРП, бурение на депрессии, ГПП на колтюбинге, радиальное вскрытие пласта, применение колтюбинга на морских платформах.
5. Колтюбинговое бурение на депрессии, радиальное вскрытие пласта, бурение боковых стволов, нормализация забоя (освоение скважин) на ГНКТ, кислотные обработки призабойной зоны, водоизоляционные работы.
6. ГРП, МГРП, бурение на депрессии, бурение боковых стволов, бурение многоствольных

10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. Water shutoff operations.
14. –

**Andrey Bychkov**, Head of Vankorskiy Production Department, BVT-Vostok, CJSC

1. Oil and gas service.
2. For 5 years.
3. All basic and accompanying technologies needed for high-quality wellbore intervention.
4. Your journal always presents only the most up-to-date information.
5. All advanced and state-of-the-art technologies.
6. Well logging.
7. Emergency and fishing operations, well logging with application of downhole camera.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. Hydraulic fracturing, milling operations, washover and well logging operations.
14. CT drilling.

**Vladimir Pechenkin**, Deputy Head of Kasimovskiy Production Department, Gazprom PHG, LLC

1. Oil and gas producing.
2. For a long time.
3. Hydraulic fracturing and directional drilling.
4. About hydraulic fracturing and directional drilling.
5. With the use of coiled tubing. We have a МК10Т coiled tubing unit equipped with 1-3/4" CT. There are no other companies that operate МК10Т unit equipped with coiled tubing of such diameter.
6. Removal of clay, sand and hydrate plugs.
7. Fishing operations with a parted CT string.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. –
14. –

**Pavel Revyakov**, Process Engineer, RUP PO Belarusneft

1. Oil and gas producing and service company.
2. For 7 years.
3. Sidetracking, drilling of TAML Level IV and V multilateral wells, drilling of multibranch wells, multi-stage hydraulic fracturing.
4. About logging operations in horizontal wells, multi-stage fracturing, underbalanced drilling, CT-conveyed hydraulic jet perforation, radial drilling, CT applications at offshore platforms.
5. Underbalanced CT drilling, radial drilling, sidetracking operations, bottomhole cleaning

- разветвленных скважин, радиальное вскрытие пласта, бурение сверхглубоких скважин.
7. Создание глубокопроникающих каналов фильтрации, колтюбинговое бурение на депрессии, МГРП, бурение сверхглубоких скважин и скважин IV и V уровня сложности TAML.
  8. Да. Эту технологию мы развиваем и будем развивать.
  9. Да.
  10. Да.
  11. С помощью ГНКТ.
  12. Да. Азотно-пенный ГРП, ГРП с применением гелевых составов, информационный мини-ГРП с применением ньютоновских жидкостей и гелей, поинтервальный ГРП-КГРП.
  13. МГРП, закачка потокоотклоняющих жидкостей, все виды ГРП, бурение на депрессии.
  14. МГРП, информационный мини-ГРП, поинтервальный ГРП-КГРП.

**Павел Демакин**, начальник цеха технологических работ, ООО «Татнефть-РемСервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. Бурение скважин малого диаметра, применение установок для наклонного бурения.
4. Технология ГРП «Мангуст»; ГРП: десять операций одновременно за один проход.
5. ГРП, многозонные ГРП, колтюбинг, ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация), ОРиЗ, ОРЭиЗ.
6. –
7. Многозонный КГРП; ГРП на пластовой воде (без применения геля).
8. –
9. Да.
10. Да.
11. –
12. Да. Локальный ГРП (10–15 т проппанта); технология ограничения высоты трещины; технология улучшения остаточной проводимости трещины; ГРП сразу после бурения.
13. Применение маркированного проппанта при ГРП.
14. Проведение ГРП в горизонтальных стволах скважин.

**Редакция благодарит участников опроса!**

Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) или [halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org)

- (well development) with CT application, bottomhole zone acid treatments, water shutoff operations.
6. Hydraulic and multi-stage fracturing, underbalanced drilling, sidetracking, multilateral drilling, radial drilling, drilling of ultra-deep wells.
  7. Creation of interpenetrating filtration channels, underbalanced CT drilling, multi-stage fracturing, drilling of ultra-deep and TAML Level IV and V multilateral wells.
  8. Yes. We are currently developing this technology and will develop it in the future.
  9. Yes.
  10. Yes.
  11. With the help of coiled tubing.
  12. Yes. Nitrogen-foam fracturing, hydraulic fracturing with application of gelling compositions, mini-fracturing with application of gels and normal fluids, interval hydraulic-acid fracturing.
  13. Multi-stage fracturing, pumping of water diverting agents, all types of fracturing, underbalanced drilling.
  14. Multi-stage fracturing, mini-fracturing, interval hydraulic-acid fracturing.

**Pavel Demakin**, Head of Technological Operations Unit, Tatneft-RemService, LLC

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. Slim-hole drilling, application of directional drilling units.
4. About Mongoose Frac System; hydraulic fracturing with ten frac stages per trip.
5. Hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, CT, dual completion, dual injection and dual completion and production.
6. –
7. Multi-stage acid fracturing; hydraulic fracturing with utilization of formation water (without gelling agents).
8. –
9. Yes.
10. Yes.
11. –
12. Yes. Local hydraulic fracturing (10–15 tons of proppant); the technology of fracture height limitation; fracture retained conductivity improvement technology; hydraulic fracturing performed straight after drilling operations.
13. Application of marked proppant during hydraulic fracturing.
14. Hydraulic fracturing in horizontal wells.

**The editors would like to thank our responders!**

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) or [halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org)



Дорогие друзья!

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*

ЖУРНАЛ «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» ПРОСИТ ВАС ОТВЕТИТЬ НА НЕСКОЛЬКО ВОПРОСОВ

1. Ф.И.О. \_\_\_\_\_
2. Компания/организация \_\_\_\_\_
3. Должность \_\_\_\_\_
4. Профиль деятельности компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз) (Нужное подчеркнуть) Другое \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
5. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»? \_\_\_\_\_
6. Как бы Вы оценили его содержание по 5-балльной шкале? \_\_\_\_\_
7. Помогает ли журнал Вам в профессиональной деятельности? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
8. «Время колтюбинга» позиционируется как журнал о высокотехнологичном нефтегазовом сервисе. Под высокими технологиями нефтегазового сервиса принято понимать как минимум колтюбинг и ГРП. Какие еще технологии нефтегазового сервиса Вы бы отнесли к категории высоких? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
9. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
10. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
11. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_





12. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
13. Интересна ли Вам технология колтюбингового бурения? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
14. Интересна ли Вам гидropескоструйная перфорация? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
15. Интересно ли Вам радиальное вскрытие пласта? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
16. Как, по Вашему мнению, целесообразнее доставлять геофизические приборы в горизонтальные скважины: с помощью скважинного трактора или посредством ГНКТ? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
17. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
18. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
19. Какие технологии ПНП будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
20. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
21. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес. \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**СПАСИБО, ЧТО НАШЛИ ВРЕМЯ ДЛЯ ОТВЕТА НА НАШИ ВОПРОСЫ!**





**Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа.  
Проектирование, строительство и эксплуатация - 2015**

23 - 28 марта 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО "НПФ "Нитро"

**Инновационные решения в области средств измерения и контроля  
теплотехнических параметров. Автоматизация объектов  
нефтегазовой отрасли и энергетики - 2015**

6 - 10 апреля 2015 года / Сочи



ООО "НПФ "Нитро"



ООО НПФ «ИУМАС»

**Современные технологии капитального ремонта скважин и  
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**

18 - 23 мая 2015 года / Геленджик



ООО "НПФ "Нитро"

**Строительство и ремонт скважин - 2015**

сентябрь / Анапа



ООО "НПФ "Нитро"



ООО "Нефтегазовая вертикаль"

**Интеллектуальное месторождение: инновационные  
технологии от скважины до магистральной трубы - 2015**

октябрь / Сочи



ООО "НПФ "Нитро"



ООО "Редакция журнала Нефть. Газ. Новации"

По вопросам участия в Конференциях, пожалуйста, обращайтесь в Оргкомитет:  
тел.: (861) 248-94-54, 248-94-51; факс: (861) 216-83-65, e-mail: [info@oilgasconference.ru](mailto:info@oilgasconference.ru)

информационные партнеры

информационные партнеры

информационные партнеры



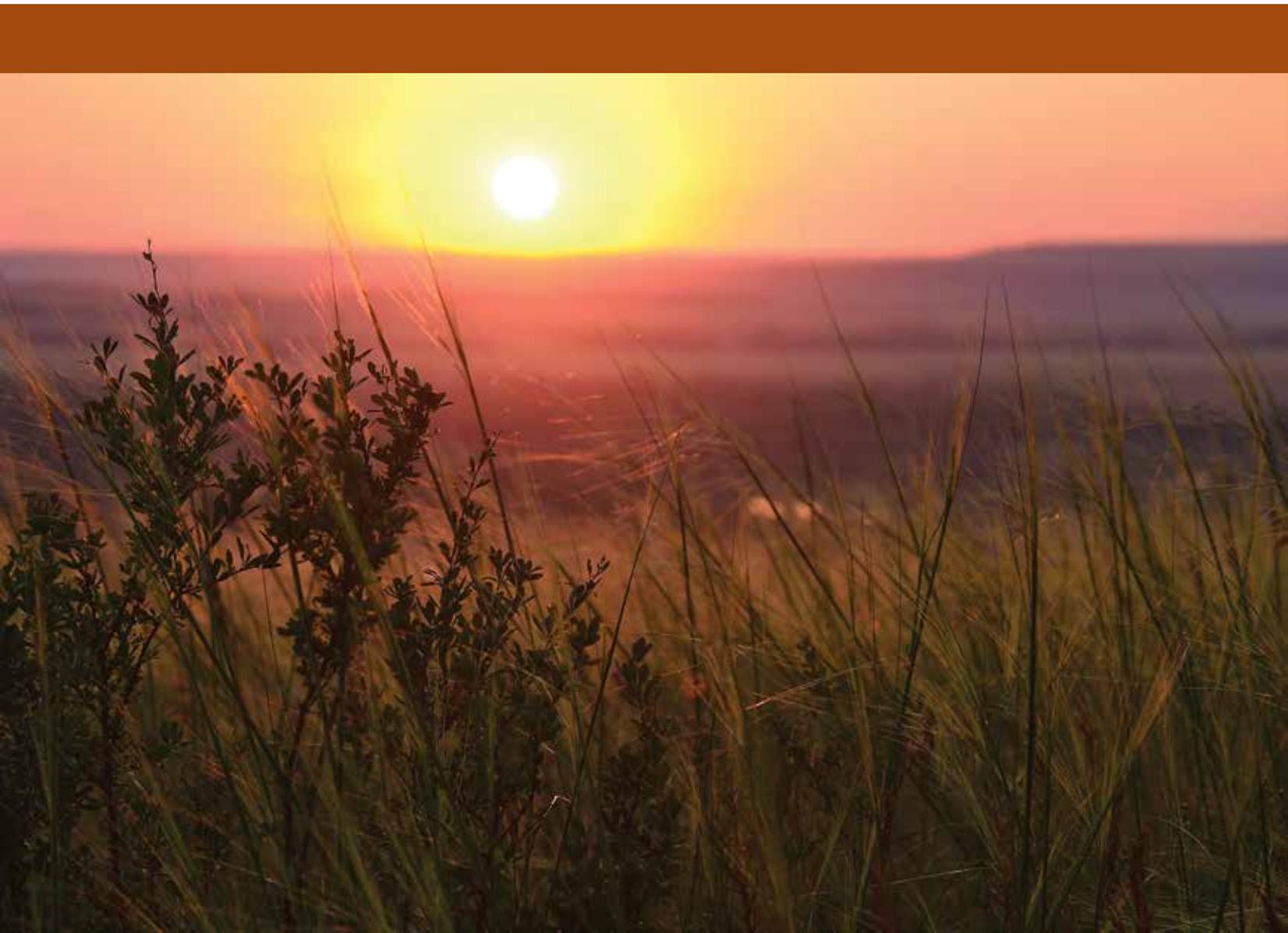


Фотографии предоставлены  
ООО НПФ «Пакер»  
Автор: Низамов Ильгиз Рашитович  
(ilgizonn@mail.ru)

Pictures courtesy of Paker HPF LLC.  
Author: Ilgiz Nizamov (ilgizonn@mail.ru)

# КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ







# КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ





# Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224  
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.  
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;  
E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама –  
advert@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2015 год – 4000 рублей.

Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2015 год – 2500 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 2015 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)

**Subscription to Coiled Tubing Times Journal for 2015**

**Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$80,00.**

**E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)**

«Время колтюбинга» – единственное издание, которому предоставлено право представлять в России и СНГ материалы ICoTA.

Coiled Tubing Times is the only periodical in Russia and CIS countries that has a right to present ICoTA materials.



### НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА Андрей Николаевич Коротченко

Окончил Нижневартковский нефтяной техникум (2001 год). В 2001 году поступил в Тюменский государственный нефтегазовый университет, специальность «эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» со специализацией «ремонт и восстановление скважин», окончил с отличием (2006 год).

Проходил стажировку в научно-исследовательском институте США по программе обмена студентами между вузами РФ и США в области подготовки специалистов по направлению «Нефтегазовое дело». В 2006 году поступил в очную аспирантуру при ТюмГНУ по специальности «технология бурения и освоения скважин».

С 2006 по 2008 год прошел обучение по программе MBA Master of Business Administration в Тюменском государственном нефтегазовом университете.

На производстве трудовую деятельность начал в качестве помощника бурового мастера в Самотлорском УПНП и КРС.

Реализовал несколько проектов как внутри страны, так и за ее пределами. Область интересов – консалтинг в строительстве и ремонте скважин.

В настоящее время А.Н. Коротченко является директором ООО «ИнТех».

### NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD Andrei Korotchenko

Andrei Korotchenko finished Nizhnevartovsk Oil Technical School in 2001. He entered Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU) in 2001 and graduated from it with honors in 2006 majoring in Development of Oil and Gas Fields and specializing in Well Workover and Recovery. He took an internship at a US research institute within a program of oil-and-gas student exchange between Russia and the US. In 2006 Korotchenko went on to full-time postgraduate study of Well Drilling and Development Techniques at TSOGU. In 2006–2008 he took MBA (Master of Business Administration) courses at Tyumen State Oil and Gas University.

Korotchenko started his working career as a driller's assistant at Samotlor Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover.

He carried out several projects both in the country and abroad. His area of interest includes well construction and workover consulting. At the present time Andrei Korotchenko is the head of InTech, LLC.



**РЕЗЦЫ HELIOS™ INFERNO™**  
ТЕРМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВЫЕ

## Новая технология резцов для бурения в условиях высоких температур

Компания NOV рада представить последнюю технологию резцов, позволяющую достичь непревзойденных результатов в условиях высоких температур. Резцы технологии Helios™ Inferno™ компании NOV ReedHycalog™ отличаются особой стойкостью к термическому разрушению и абразивному износу. Свойства резцов Helios™ Inferno™ подходят для бурения сложных породобразований. Резцы Helios™ Inferno™ способны обеспечить:

- лучшую в своем классе производительность бурения,
- высокую стабильность и управляемость долота,
- повышенную прочность к истиранию,
- высокую механическую скорость проходки,
- непревзойденную ударопрочность.

Посетите наш сайт [www.nov.com/downhole](http://www.nov.com/downhole) или свяжитесь с Вашим региональным представителем NOV Downhole для получения более детальной информации

partnering **you**  
with

**NOV** NATIONAL OILWELL VARCO

Email: [DH-RUS-Sales@nov.com](mailto:DH-RUS-Sales@nov.com)  
Tel: +7 (495) 287 26 00

# ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИЗ БЕЛАРУСИ

## КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА



220033, Беларусь, г. Минск, ул. Рыбалко, 26  
Тел.: +375 17 298-40-81 +375 17 298-24-17  
Факс: +375 17 368-30-93 +375 17 368-30-26  
[www.fid.by](http://www.fid.by) [www.fidmashnov.by](http://www.fidmashnov.by)