

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (047), Март / March 2014



**КРУГЛЫЙ СТОЛ «КОЛТЮБИНГ: СЕГОДНЯ,
ЗАВТРА И ВСЕГДА»**

**ROUNDTABLE DISCUSSION "COILED TUBING
TODAY, TOMORROW AND FOREVER"**

**КОНСТАНТИН БУРДИН: «КОЛТЮБИНГ
СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАН»**

**KONSTANTIN BURDIN: "DEMAND FOR COILED
TUBING TECHNOLOGIES IS RISING"**

**«БВТ-ВОСТОК»: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГА
НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

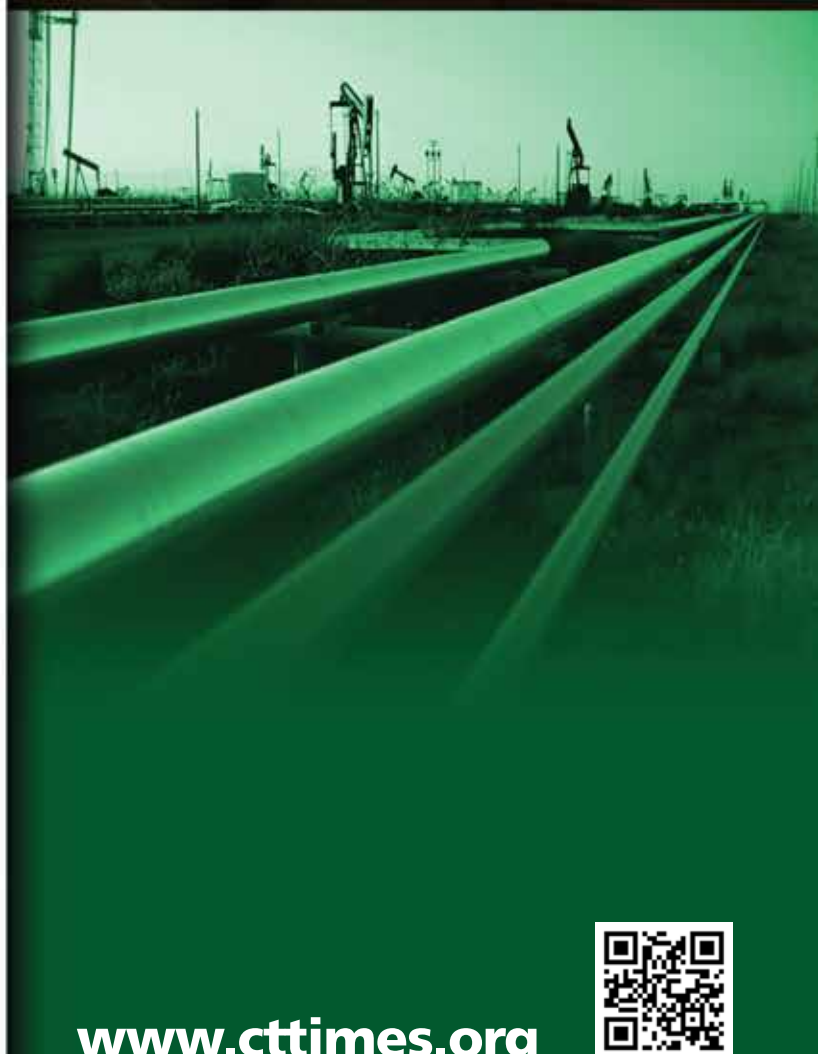
**APPLICATION OF COILED TUBING AT THE VANKOR
FIELD BY BVT-VOSTOK**

**ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ЗАЛЕЖИ
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ
РАЗРЫВОМ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГА**

**RESERVOIR STIMULATION BY THERMODYNAMIC
HYDRAULIC FRACTURING USING COILED TUBING**

ЦЕМЕНТИРОВЩИК ОТ СЗАО «ФИДМАШ»

NOV FIDMASH'S MOBILE CEMENTING UNIT



47

www.cttimes.org





В 2014 году **NAFTA SIBERIAN NITROGEN** запускает завод по производству азота в Западной Сибири

Самые современные технологии производства и контроля качества продукции.

Высочайшая производительность при минимальных затратах энергии.

Максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

Удобное расположение в районе г. Пыть-Ях и собственная железнодорожная ветка.

Сайт: www.sibirazot.ru

www.sibirazot.ru

info@sibirazot.ru

+7 (499) 400 13 91

**15-я Международная научно-практическая конференция
«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»**
**The 15th 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,
www.cttconference.ru



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., 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 «Шлюмбергер»; **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; **Е.Б. Лапотентова**, 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-АктюбинскРемСервис» – 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» ЮРГТУ (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. Груздилов

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, 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. 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, "RosTEKhnologii"; **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. Vydrlik**, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"; **R. Yaremiychuk**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; **S. Zagranichny**, Technical 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

Номер «Времени колтюбинга», который вы держите в руках, первый в этом году. Журнал верен своему тематическому полю. В его фокусе – самые актуальные аспекты высокотехнологичного нефтегазового сервиса, прежде всего колтюбинговые технологии, которые приобретают все большую популярность во всем мире.

Основной материал номера – заочный круглый стол «Колтюбинг сегодня, завтра и всегда». В нем приняли участие семь ведущих специалистов авторитетнейших сервисных компаний России и СНГ, и мне очень хочется сравнить их с семьей богатырями из сказки великого Пушкина. Эксперты обсуждают тенденции и проблемы развития колтюбинговых технологий, очерчивают критерии выбора оборудования, принятые в их компаниях, формулируют самые важные преимущества колтюбинговых технологий перед традиционными, дают прогноз развития колтюбинговых технологий в России и СНГ на ближайшие 5–10 лет.

Меня очень обрадовало, что мои собственные прогнозы в значительной степени совпадают с прогнозами коллег. Я тоже считаю, что в самом ближайшем будущем, поскольку сегмент колтюбинга напрямую связан с сегментом ГРП, интенсивное развитие получат ГПП при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, а также кислотный гидроразрыв пласта, исследование горизонтальных скважин, в том числе с использованием ГНКТ с оптоволоконным кабелем, стимуляция и изоляция вод в горизонтальных скважинах. Я верю в то, что на новый уровень выйдет и будет востребована, несмотря на все сложности и преграды, технология колтюбингового бурения. Я согласен с выводом, что с усложнением систем заканчивания горизонтальных скважин будет расти потребность в новых «интеллектуальных» методах проведения ремонтов, а значит, и в применении колтюбинга на различных этапах строительства и освоения скважин. Благодарю коллег за искренний и содержательный разговор за круглым столом и надеюсь, что такие обсуждения станут традицией.

«Время колтюбинга» является единственным в России изданием, которому предоставлено право представлять материалы Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA). Рад представить вам в качестве гостя старшего сопредседателя российского отделения ICoTA и члена редакционного совета «Времени колтюбинга» Константина Бурдина. Его прогноз по развитию российского нефтегазового рынка весьма оптимистичен: «Большинство российских компаний объявило свои планы по бурению, по вводу скважин в эксплуатацию, по интенсификации, по ГРП на 2014 год. И в среднем по сравнению с прошлым годом наблюдается прирост от 15 до 25%. А на некоторых месторождениях – и до 50%. На ряде месторождений потребность во флотах колтюбинга и флотах ГРП возрастет кратно». От себя добавлю: значит, возрастет и потребность в нашем журнале!

Прошу обратить внимание на рубрику «Технологии». Она включает статьи «Колтюбинг – от инновации до повседневности», обобщающую опыт компании «БВТ-Восток», «Проведение интенсификационных работ на скважинах с использованием колтюбинговой установки» от специалистов «ТюменНИИгипрогаз» и ООО «МЕГА», а также «Воздействие на нефтяные и газовые залежи термодинамическим гидравлическим разрывом пласта с помощью колтюбинга» д. т. н. Ю. А. Балакирова и материал о первой в России работе по применению системы заканчивания ZoneSelect™ для многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) компании Weatherford с циркуляционными клапанами.

Как всегда, вашему вниманию представлены «Практика», «Оборудование», «Анкета», «Красота месторождений»...

Последние две рубрики – это наша с вами обратная связь. Как, впрочем, и основные материалы журнала – круглый стол и «Гость номера». Мы работаем вместе с вами и для вас, дорогие читатели. И это обстоятельство, словно сказочная живая вода, придает «Времени колтюбинга» силы.

Рон Кларк

EDITORIAL

The issue of Coiled Tubing Times that you are holding in your hands is the first one in this year. The magazine keeps true to its subject matter. It focuses on priority aspects of high-tech oilfield service and above all things on coiled tubing technologies which become more and more popular around the world.

The issue is primarily dedicated to the virtual round table 'Coiled tubing: today, tomorrow and forever'. It has been attended by seven leading specialists from reputable oilfield service companies in Russia and CIS and I would very much like to compare them with the seven mighty warriors from great Pushkin's fairy tale. The experts discuss the trends and challenges of the development of coiled tubing technologies, outline the equipment selection criteria adopted by the companies, describe the main advantages of coiled tubing technologies over conventional techniques, make forecasts for the development of CT technologies in Russia and CIS for the next 5 to 10 years.

I was very pleased to learn that my own forecasts coincide to a significant extent with the forecasts made by my counterparts. I also think that in the near future due to the direct relation of the coiled tubing segment to the hydraulic fracturing segment, we will witness intensive development of multi-stage hydraulic fracturing, multi-stage HF port drilling-out as well as acid hydraulic fracturing, horizontal bore-hole surveying including using coiled tubing with a fiber optic cable, stimulation and isolation of water in horizontal holes. I believe that despite all the difficulties and obstacles CT drilling technique will rise up to a new level and will be in demand. I agree with the opinion that with the increase of the complexity of horizontal well completion systems there will be more need for new 'smart' methods of workover and consequently for coiled tubing technologies at various stages of construction and testing of wells. I am thankful to my colleagues for the sincere and informative discussion at the round table and I am hopeful that such discussions will become a tradition.

Coiled Tubing Times is the only publication in Russia that is entitled to present the materials of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). I am glad to welcome our guest Mr. Konstantin Burdin, senior co-chairperson of the Russian office of ICoTA and a member of Coiled Tubing Times' editorial board. His forecast of the development of the Russian oil and gas field services market is quite optimistic, "Most Russian companies have already announced their 2014 plans for well drilling, putting wells into production, stimulation and fracturing. On average, compared with last year, there is an increase of 10% to 15%, and up to 50% at certain fields. At a number of fields the need for coiled tubing and hydraulic fracturing fleet will increase several times." On my behalf I would add that it means the demand for our magazine will increase!

I would like to draw your attention to the section named 'Technologies.' It contains such articles as Coiled Tubing: From Innovation to Day-to-Day Usage, which sums up the experience of the company BVT-Vostok, Well Stimulation Using Coiled Tubing authored by the specialists from TyumenNIIGiprogaz and MEGA, as well as Oil and Gas Reservoir Stimulation by Thermodynamic Hydraulic Fracturing Using Coiled Tubing by Yu. A. Balakirov, Doctor of Engineering and the article about the first application in Russia of Monobore sliding sleeves Weatherford ZoneSelect™ frac and completion system with Monobore sliding sleeves.

As always, for your consideration there are such sections as Practice, Equipment, Coiled Tubing Times Questionnaire, The Beauty of Oilfields.

The last two sections are there to ensure your feedback as is the core of the magazine – the round table and Guest of the Issue. We work with you and for you, dear readers. And this, like the magic life-giving water, gives strength to Coiled Tubing Times.

Ron Clarke

ГОСТЬ НОМЕРА

Колтбюбинг становится все
больше востребован

(Корреспондент «ВК» беседует с главным технологом Департамента капитального ремонта скважин, «Шлюмберже», Россия и Центральная Азия, К.В. Бурдиным)7

ПЕРСПЕКТИВЫ

Колтбюбинг: сегодня, завтра и всегда

(Заочный круглый стол по проблемам развития колтбюбинговых технологий в России и СНГ с участием ведущих специалистов авторитетных сервисных компаний)14

Российский нефтегазовый сервис
получит государственную поддержку

(Круглый стол «О состоянии и мерах государственной поддержки отечественного нефтегазового сервисного сектора»)34

ТЕХНОЛОГИИ

А. Новичков, А. Овчаров, Р. Гильманов

Колтбюбинг – от инновации
до повседневности40

Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев,
Ю.В. Карачарова, В.Н. Никифоров

Проведение интенсификационных
работ на скважинах с использованием
колтбюбинговой установки44

Ю.А. Балакиров, В.Н. Бровчук

Воздействие на нефтяные и газовые
залежи термодинамическим
гидравлическим разрывом пласта
с помощью колтбюбинга50

Первые в России

(Материал о первой в России работе по применению системы заканчивания ZoneSelect™ для многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) компании Weatherford с циркуляционными клапанами)54

ПРАКТИКА

Наш курс – на высокие технологии

(Корреспондент «ВК» беседует с главным инженером ООО «НефтеХимПромПоволжье» К.А. Дубовицким)56

ОБОРУДОВАНИЕ

Мобильные цементируемые
установки производства

СЗАО «ФИДМАШ»60

А.М. Волков

Особенности эксплуатации
отопителей64

Рон Кларк

Положительный опыт использования
алюминия на нефтепромысле68

Синтия Бэкман Хансен

Упрощенный внутрискважинный
насос для дегидратации газовых
скважин, устанавливаемый при
помощи колтбюбинга74

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ

Все наши разработки идут
в производство

(Корреспондент «ВК» беседует с доцентом кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Л.Ф. Давлетишиной)76

ПРОЕКТЫ

Halliburton анонсировал
партнерство в области разработки
нетрадиционных ресурсов в
сотрудничестве с Российским
государственным университетом
нефти и газа имени И.М. Губкина82

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Нефтепромысловая химия

(I Международная научно-практическая конференция (IX Всероссийская научно-практическая конференция) «Нефтепромысловая химия» состоится 26 июня 2014 года в Москве, в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Ленинский проспект, 65))84

XI Специализированная выставка
«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО – 2014»86

Анкета «Времени колтбюбинга»90

Красота месторождений98

Новостная мозаика100

Новые книги106

Новый член редакционного
совета107

GUEST OF THE ISSUE

Demand for Coiled Tubing Technologies Is Rising

(The correspondent of CTT speaks with K.V. Burdin, Senior GeoMarket Technical Engineer, Schlumberger in Russia & Central Asia)7

PROSPECTS

Coiled Tubing: Today, Tomorrow and Forever

(Distance round table discussion on the issue of coiled tubing technologies development in Russia and CIS. Lead specialists of the renowned service companies operating in different regions of Russia and CIS countries were invited to participate in the discussion)14

Russian Gas and Oilfield Service Sector to Receive State Support

(Round table on the situation and efforts related to the state support provided to the country's gas and oilfield service sector)34

Y. Stukonog

Transformation of the Natural Gas Regional Markets under the Influence of the Crisis Processes37

TECHNOLOGIES

A. Novichkov, A. Ovcharov, R. Gilmanov

Coiled Tubing – from Innovation to Day-to-Day Usage40

E. Panikarovskiy, D. Kustyshev, A. Kustyshev, Yu. Karacharova, V. Nikiforov

Well Stimulation Using Coiled Tubing44

Yu. Balakirov, V. Brovchuk

Oil and Gas Reservoir Stimulation by Thermodynamic Hydraulic Fracturing Using Coiled Tubing50

First in Russia

(The article about the first application in Russia of Monobore sliding sleeves Weatherford ZoneSelect™ frac and completion system with Monobore sliding sleeves)54

PRACTICE

Heading Towards High Technologies

(The correspondent of CTT talks with Konstantin Dubovitsky, chief engineer at NefteKhimPromPovolzh'ye)56

EQUIPMENT

NOV FIDMASH Mobile Cementing Units60

Ron Clarke

The Positive Use of Aluminum in the Oilfield68

Cynthia Beckman Hansen

Low-Complex Coiled Tubing Deployed Downhole Pump for Gas Well Dewatering74

TRAINING OF SPECIALISTS

All Our Developments Are Applied in Practice

(The correspondent of CTT talks with Ms. Lucia Davletsbina, Associate Professor, Chair of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, Gubkin Russian State university of Oil and Gas)76

PROJECTS

Halliburton Announces Unconventional Resource Development Partnership with Russian State Oil and Gas University-Gubkin82

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

Production Chemistry

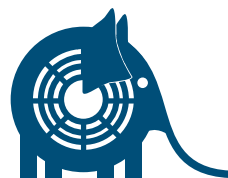
(The I International Research-to-Practice Conference (The IX All-Russian Research-to-Practice Conference) "Production Chemistry" will take place in Moscow on June 26, 2014 in Gubkin Russian State University of Oil & Gas (Leninsky Prospekt, 65)84

Coiled Tubing Times Questionnaire90

The Beauty of Oilfields98

News mosaic100

New editorial board member107



**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**

КОЛТЮБИНГ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЬШЕ ВОСТРЕБОВАН

DEMAND FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES IS RISING

Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с главным технологом Департамента капитального ремонта скважин, «Шлюмберже», Россия и Центральная Азия, К.В. Бурдиным.

Беседа происходит в кулуарах 14-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» 30 октября – 2 ноября, город Москва.

Бурдин Константин Валерьевич родился 30 декабря 1976 г. в Донецкой области.

С отличием окончил Тюменский нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», специализация КРС. Трудовую деятельность начал в 1999 году помощником бурильщика КРС в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (СУПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»). Работал мастером бригады с установками ГНКТ.

В 2001 году был назначен ведущим инженером крупнейшего в России цеха по ремонту скважин с установками ГНКТ.

В 2003 году защитил диссертацию на соискание степени кандидата технических наук по теме «Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб».

С 2004 года работает в компании «Шлюмберже», где прошел путь от полевого инженера до главного технолога Департамента капитального ремонта скважин. С 2000 года является постоянным участником конференций «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Автор более 30 статей по данной тематике.

С 2014 года – старший сопредседатель российского отделения ICoTA.

Время колтюбинга: Константин Валерьевич, Вы были участником практически всех конференций «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» и в Тюмени, и в Москве. Какие тенденции развития конференции Вам заметны?

Константин Бурдин: С каждым годом продолжает расти число участников. Конференция уже давно из формального мероприятия превратилась в клуб общения друзей и единомышленников: все уже знакомы, на протяжении многих лет идет обмен техническими достижениями и опытом работ. Возросший интерес со стороны заказчиков характеризует тренд развития рынка ГНКТ. Высочайший уровень загрузки ресурсов компании «Шлюмберже» также подтверждает повышенный спрос на рынке данных услуг. ▶

The correspondent of Coiled Tubing Times speaks with K.V. Burdin, Senior GeoMarket Technical Engineer, Schlumberger in Russia & Central Asia.

The interview was held outside the 14th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference. October 30th to November 1st 2013 in Moscow.

Konstantin Burdin

was born December 30, 1976 in the Donetsk region. He holds a degree with distinction from Tyumen O&G University, in the field of "Drilling O&G Wells and Well Workover." In 1999 he started his professional career as an assistant workover driller in the Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Well Workover. Later, he worked as a supervisor for a coiled tubing crew.

In 2001, he was appointed as leading engineer of the biggest coiled tubing well workover department in Russia. In 2003, he defended a dissertation for a PhD in Engineering. The thesis was entitled "Development and Research of Behind-the-Casing Flows Isolation Technologies with CT application."

Dr. Burdin has worked for Schlumberger since 2004, rising from the position of a design engineer to coiled tubing geomarket technical engineer. He has been a regular participant at the Conference for Coiled Tubing Technologies and Well Intervention since 2000, and has contributed more than 30 technical papers on the subject.

Since 2014 he is the senior co-chair of the Russian branch of ICoTA.



Coiled Tubing Times: Mr. Burdin, you have participated in many conferences addressing coiled tubing and well intervention in Tyumen and Moscow. What development trends are you seeing?

Konstantin Burdin: Every year, the number of participants continues to grow. Years ago, conference became a less formal event where like-minded people and colleagues can share our technical achievements and experience. The conference also has generated increased interest among our clients, which clearly reflects the growth of the coiled tubing services market. Increased utilization of Schlumberger services and solutions also confirms the growing demand in this sector

I was somewhat surprised that the number of regular attendees decreased while the number ▶

Меня несколько удивило, что в этот раз было меньше тех, кто являлся участником конференции на протяжении ряда последних лет, зато появилось достаточно много молодых людей и новых интересных докладчиков. Это хорошая тенденция, отражающая смену поколений. Отмечу, что и многие заслуженные участники, ныне занимающие в своих компаниях высокие посты, все же нашли время, чтобы посетить конференцию и пообщаться с друзьями и коллегами.

ВК: Да, конференция стала местом встречи, настоящим профессиональным клубом. И эта эмоциональная составляющая мероприятия не может не радовать и участников, и организаторов. А что Вы можете сказать об интеллектуальной составляющей конференции?

К.Б.: Конференция стала главным в России местом для обмена мнениями: теми техническими новинками, теми тенденциями развития применения колтюбинга, которые в настоящее время образовались на рынке.

Вот основные векторы:

1. Бурно развивающийся сервис многостадийного ГРП (в частности, применение колтюбинга совместно с заканчиванием для многостадийного ГРП, в котором скомбинированы гидropескоструйная перфорация (ГПП), очистка скважины и освоение скважины азотом, либо фрезерование с ГНКТ в случае с применением многостадийных компоновок). В этом направлении хорошо себя зарекомендовала разработанная компанией «Шлюмберге» технология ГПП и ГРП AbrasiFRAC*. Благодаря применению этой технологии заказчик получает полнопроходное заканчивание скважины без изменений внутреннего диаметра в отличие от компоновок МГРП.
2. Развитие сервиса ГФИ (геофизических исследований) скважин и получение данных в горизонтальных скважинах. Безусловно, здесь без колтюбинга не обойтись, и весь арсенал технологий по ГФИ с ГНКТ, имеющийся у компании «Шлюмберге», уже представлен на российском рынке. Среди основных:
 - уникальная геофизическая головка Vantage*, которая позволяет проводить бесперебойную работу с приборами ГФИ, благодаря модульному исполнению, автоматическому конфигурированию и полнопроходному сечению;
 - приборный комплекс FSI* для геофизических исследований многофазного потока в эксплуатационных горизонтальных и наклонных скважинах;
 - линейка технологий ACTive, которые позволяют использовать забойные данные, полученные в режиме реального времени, для своевременного анализа и улучшения качества проведения

of young and interesting speakers significantly increased. This is a positive shift, reflecting the changing demographics in our society. I noted that many honorary attendees who today occupy high-level positions still find time to attend the conference.

CTT: Yes, the conference has become a meeting place and a real professional club. This emotional component of the event is good for the participants and organizers. What can you say about the technical part of the conference?

K.B.: The conference became a major place in Russia for the exchange of views on technical innovations and emerging coiled tubing applications, which are currently available in market.

Here are the main drivers:

1. Multi-stage fracturing (MSF) is developing rapidly. For these applications, coiled tubing is used for perforating in abrasive environments, well cleanouts and nitrogen kick-offs or milling in multi-stage completion applications. In that regard, the Schlumberger AbrasiFRAC* technology has proved to be effective. Using this technology, customers can achieve full wellbore completion in opposite to MSF completion.
2. Development of logging services and transmission of data from the bottom of horizontal wells. Of course, those services cannot be done without coiled tubing, and full range of Schlumberger logging-with-coiled tubing technologies is already being used by operators in Russia. The technologies include:
 - The Vantage*, modular CT Logging Head System that is designed to standardize e-line coiled tubing connectivity and increased reliability through its modular plug-and-play connections and flow-through capability
 - The Flow Scanner Imager FSI*, horizontal and deviated well production logging system which make unique, direct measurements by using sensors in direct contact with the phases;
 - The ACTive, Family of Live Downhole Coiled Tubing Services which uses real-time downhole measurements to interpret and optimize treatments while they are still in progress giving the opportunity to monitor and evaluate job progress, and intervene with one trip in the hole.
3. The seminar held prior to the beginning of the conference, addressed the intensive development of various services, including tools for fishing operations, milling during MSF and installation of isolation packers for

традиционных видов работ с ГНКТ.

3. На семинаре, предварявшем конференцию, было отмечено интенсивное развитие различных сервисов ГНКТ, в том числе инструментального сервиса ловильных операций, фрезерование при МГРП, установка отсекающих пакеров – открытие/заккрытие муфт МГРП. Если раньше такие работы выполнялись по большей части геофизиками, то теперь, с развитием рынка горизонтальных скважин и многостадийного ГРП, колтюбинг становится незаменимым.

БК: Вы очертили основные тренды развития высоких нефтесервисных технологий, но не упомянули о колтюбинговом бурении. Будет ли, по Вашему мнению, развиваться эта технология? Ведь потребность в зарезке боковых стволов очень высока.

К.Б.: Это комплексный вопрос. Безусловно, эта технология еще будет востребована и, я думаю, в России в том числе. В частности, с развитием бурения на баженовской свите и других трудноизвлекаемых ресурсах. По всей видимости, в ближайшие годы рынок вернется к этому вопросу.

БК: Зачем же ждать так долго? Почему колтюбинговое бурение не развивается сейчас?

К.Б.: По очень простым причинам. В России к настоящему моменту данную технологию успешно освоила только одна компания. Там работают с комбинированными станками, которых у других сервисных компаний нет в России. Чтобы завести такой станок, нужны инвестиции. Для привлечения подобных инвестиций необходим заказ от наших уважаемых заказчиков на определенное количество скважин, так как приобретать оборудование для одной-двух скважин экономически нецелесообразно. А с другой стороны, я прекрасно понимаю заказчиков, которые не готовы подписывать большой инвестиционный проект, если они не уверены, что эта технология будет работать, что она оправдает себя экономически. Так что у данного вопроса две составляющие: неготовность заказчика предоставить большой объем работ и неготовность сервисных компаний инвестировать без гарантий. Пока это основные барьеры на пути развития колтюбингового бурения в России.

БК: А с технологической точки зрения?

К.Б.: С технологической точки зрения необходимо отметить, что данное направление применения колтюбинга не стоит на месте, идет постоянное развитие технологий. Компания «Шлюмберге» предлагает ряд передовых технологических решений, к тому же влившись в наши ряды такие компании, как SMITH, M-I SWACO, «Радиус-Сервис», позволяют предложить в этом направлении полностью интегрированное решение, что называется, под ключ. Естественно, для каждого месторождения необходимо произвести т.н. feasibility study –

opening/closing MSF ports. Previously, such services were mainly provided by wireline. Now, with the growth of the horizontal drilling and multi-stage fracturing markets, coiled tubing has become indispensable.

CTT: You have outlined the main trends in the development of high-tech oilfield solutions, but did not mention coiled tubing drilling. In your opinion, will this technology continue being developed, especially considering that the need for sidetracking is very high?

K.B.: This is a complex question. Of course, this technology is still in demand globally, including Russia. This can be linked to the development of Bazhenov formation and other unconventional resources. In the coming years, I believe the market will return to this technology as a viable solution.

CTT: Why wait so long? Why is coiled tubing drilling not developing in Russia today?

K.B.: The answer is simple. So far in Russia, the technology has been successfully implemented by one company that is working with combined units that other companies in Russia currently don't have. Investment is needed for the manufacturing or import of specialized coiled tubing units. To attract investment, the manufacturers of these products need guarantees for a minimum number of well applications from operators. On the other hand, it is quite understandable when customers are not ready to sign off on a large investment project if they are unsure the technology will work and/or justify the costs. So, there two sides of the issue: customers are not ready to commit to large-scale projects, and service companies are not ready to invest without guarantees. These are the main barriers to the development of coiled tubing drilling in Russia.

CTT: What about the technological point of view?

K.B.: From a technological standpoint, it should be noted that coiled tubing drilling technology is constantly developing. Schlumberger offers a number of advanced technological solutions. Recent acquisitions over the past few years by Schlumberger of companies as Smith Bits, M-I SWACO and Radius-Service-, have complemented our portfolio and allow us to offer truly fully-integrated solutions. Of course, feasibility studies should be done for each field to determine whether underbalanced drilling or Coiled Tubing Drilling are viable. The time required to complete a project evaluation – encompassing

определить, может ли бурение на депрессии или бурение с колтюбингом быть реализовано в данных условиях. Временные затраты на полноценную проектную оценку – от геологии, технической выполнимости до экономической целесообразности – могут составить до одного года, и подобная оценка сопряжена с определенными затратами. Однако это обязательная часть для всех проектов, прежде чем будет принято решение о целесообразности внедрения данного вида сервиса.

ВК: Компания «Шлюмберже» – один из бесспорных мировых лидеров нефтегазового сервиса. Какова политика компании в раскрытии технологической информации? Готовы ли Вы и Ваши коллеги нести знания в массы?

К.Б.: Безусловно, компания «Шлюмберже» инвестирует в разработку новых технологий колоссальные средства, и в направлении колтюбинга мы ежегодно представляем ряд новейших технологий. С точки зрения информации о результатах нашей работы мы абсолютно открыты, мы показываем наши достижения, успехи, разработки. Естественно, только в определенной степени, т.е. всех деталей ноу-хау сегодня никто не раскрывает.

ВК: А что Вы можете сказать об основных заказчиках услуг российского нефтесервисного рынка?

К.Б.: С этой точки зрения рынок все более монополизирован. Безусловным лидером по привлечению услуг ГНКТ являются крупнейшие нефтегазовые компании. Активно развивается достаточно новый для России сегмент рынка услуг с ГНКТ – операции на морских платформах. Но в целом рынок все больше монополизирован, подтверждением чего является усложнение тендерного процесса. Так, завозить новые технологии в Россию и внедрять их становится все сложнее.

ВК: Заказчик не хочет рисковать?

К.Б.: Как и все в современном мире, заказчики считают деньги, и если от вашей технологии нет увеличения дебита скважины, сокращения времени ее ремонта, то нет смысла внедрять ее. И самым действенным методом здесь является проведение ОПР (опытно-промышленных работ), как, например, было с технологией многостадийного ГРП для боковых горизонтальных стволов AbrasiFRAC*. Проведенные ОПР показали, что технология работает, приносит реальный результат. Сегодня данная технология уже применяется более двух лет и занимает свою нишу в технологиях заканчивания с МГРП. Безусловно, существует определенный консерватизм заказчиков в принятии новых технологий в России, но он объясняется существующими тендерными процедурами и рамками запланированных инвестиций на новые технологии.

geological, technical and economic feasibility – can take upwards of one year, and involve significant costs. This is a mandatory aspect of all projects before making a decision on whether these types of services are applicable or not.

CTT: Schlumberger is a global leader in the oilfield services sector. What is the policy of the company to disclose technological information? Are you and your colleagues responsible for delivering information to the Industry?

K.B.: Schlumberger invests huge funds in new technology investment, and every year we bring new Coiled Tubing related products to the market place, we are open to show results of our work, our achievements, successes and new developments and one way we share this with the industry is by active participation in industry technical papers. Naturally, to a certain extent, no company reveals all the secrets of new technology today.

CTT: What can you say about your key Russian oilfield services customers?

K.B.: From this perspective, the market has become increasingly monopolized. The undisputed leader in usage of coiled tubing services is biggest operators. Relatively new for Russia, is the rapid development of the offshore coiled tubing market which brings its own challenges and opportunities. But in general this change has commoditized the marketplace which is seen in the bidding of all contracts making it more difficult to introduce and implement new technologies in Russia. Therefore, it is becoming more difficult to deliver some new technologies in Russia and implement them here.

CTT: Why don't customers want to take additional risks?

K.B.: Today, customers tend to focus on reducing operational costs. If a new technology does not directly enhance well production or reduce time, it does not make sense to implement it. Here, the most effective method is to conduct field tests, which was the case with the multi-stage fracturing technology for horizontal sidetracks, AbrasiFRAC*. Conducting that field work showed that the technology works and brings real results. Today, this technology has been used for more than two years and is playing a significant role in MSF completion technology. The conservatism among customers to adopt new technologies in Russia also can be explained by the existing tender procedures and the scope of the planned investment in new technologies.

БК: Какие критерии отбора оборудования у Вас существуют? Готова ли компания «Шлюмберже» работать на оборудовании не очень известных производителей?

К.Б.: Компания «Шлюмберже» работает со скважинами, принадлежащими заказчику, к тому же являющимися ОПО (опасными производственными объектами), и мы не готовы рисковать, используя какое-либо неопробованное или малонадежное оборудование. Эти риски очень высокие, дорогостоящие, поэтому у нас существует одна из самых строгих систем выбора субподрядчиков или поставщиков оборудования. Это достаточно сложная система отбора, тестирования. С нами работают, как правило, уже зарекомендовавшие себя поставщики, хотя в принципе по некоторым направлениям мы работаем и с локальными поставщиками. Например, по определенному подземному оборудованию – с российскими поставщиками, но они прошли через нашу систему отбора. Кроме того, в состав компании «Шлюмберже» за последние 2–3 года вошло несколько крупных российских производителей оборудования. В частности, компания «Радиус-Сервис», которая является лидером на российском рынке по производству винтовых забойных двигателей, стала структурным подразделением компании «Шлюмберже». В России и не только мы используем ВЗД производства этой компании.

БК: А что бы Вы сказали о российских некрупных сервисных компаниях? Как они развиваются на современном этапе?

К.Б.: Если говорить об отечественных сервисных компаниях, которые по сути дела являются нашими конкурентами, то следует отметить, что за последние 2–3 года эти компании заявили о себе, окрепли, набрали обороты, и я уверен, что в ближайшем будущем они продолжат развитие. Да, они ведут пока невысокую ценовую политику, берут те объемы, которые нам не совсем удобны, – по локальному принципу или экономическим соображениям. Берясь за простые операции, которые способна выполнить любая компания, они за последние два года набрались опыта и сейчас уже выходят как на геофизический сервис, так и на фрезерование с колтюбингом. И некрупными многие из них назвать нельзя – некоторые, к примеру, имеют 8 флотов колтюбинга и в ближайшее время собираются их количество еще увеличить. Я думаю, что у российских сервисных компаний, оперирующих колтюбингом, хорошие перспективы для развития.

БК: По какому принципу Вы выбираете отраслевые СМИ и мероприятия для проведения идей Вашей компании в жизнь?

К.Б.: Представление новых технологий, как правило, происходит на крупных мировых выставках и конференциях. Что касается нашего присутствия в российских СМИ, говоря о сервисах ГНКТ, мы работаем прежде всего с вами как

СТТ: What are the criteria Schlumberger uses for selecting equipment Do you use equipment from local or unknown manufacturers?

K.B.: Schlumberger works in a hazardous facilities environment, with wells belonging to the customer, and we do not want to risk using unproved or unreliable equipment. Because we operate in a high-risk, high-cost industry, we have one of the most rigorous systems of selecting subcontractors and equipment suppliers. This is a very complicated selection and testing process. We work with already-proven suppliers, although in some areas we are working with local suppliers as well. For example, we use some Russian downhole equipment, but in that case the suppliers had to go through our selection system without exception. Moreover, during last 2–3 years several major Russian manufacturers joined Schlumberger. For example, Radius-Service, a leader in the Russian market in the production of downhole drilling motors, has become a business unit of Schlumberger. Thus in Russia, we use our own locally-produced downhole motors.

СТТ: And what would you say about medium-sized service companies in Russia? How are they developing today?

K.B.: Local service companies are, in fact, our competition. It should be noted that over the past 2–3 years, these companies were developing rapidly, and I am sure that growth trend will be realized in near future. Today, they offer low pricing, taking those volumes that we are not comfortable to work with for economic reasons. By embracing the simpler operations that can be performed by any company, the firms have, within the past two years, gained experience and now are moving to coiled tubing logging services, and coiled tubing milling. Many of these businesses can no longer be called small companies, as they have as many as 8 coiled tubing fleets with an increasing number of units. I think that the Russian CT service companies have good development prospects.

СТТ: On what basis do you select media and industry events for your company's new product and service announcement?

K.B.: New technology launches are typically made at global industry conference and exhibitions. Here in Russia when discussing coiled tubing, we work primarily with Coiled Tubing Times, as well as with the Eurasia Oil & Gas Journal. We participate in a number of Conferences and Exhibitors both globally and regionally here in Russia as well as making significant contributions to industry technical papers such as the Society of Petroleum

профильным изданием, также с Oil&Gas Journal. Мы посещаем ряд тематических выставок, вносим весомый вклад в мероприятия SPE, где показываем свои последние достижения.

ВК: Хотелось бы услышать Ваши конструктивные пожелания нашему журналу.

К.Б.: Журнал «Время колтюбинга» в принципе воплотил все мои предыдущие пожелания. Раньше мне, как инженеру, не доставало в Вашем журнале технической «начинки», а теперь я с интересом читаю в нем материалы об опыте наших «коллег», о потребностях заказчиков. Есть хорошие статьи об уникальных работах. Из пожеланий – хотелось бы видеть статистику развития колтюбинга, в частности, динамику роста количества колтюбинговых установок.

ВК: Постараемся учесть Ваше пожелание, Константин Валерьевич. А как Вам видятся основные тенденции развития российского нефтегазосервисного рынка?

К.Б.: Тенденции интересные. Большинство российских компаний объявило свои планы по бурению, по вводу скважин в эксплуатацию, по интенсификации, по ГРП на 2014 год. И в среднем, по сравнению с прошлым годом, наблюдается прирост от 10 до 15%. По ряду направлений, таких как строительство горизонтальных скважин и МГРП, на некоторых месторождениях – и до 50%. Поэтому потребность во флотах колтюбинга и флотах ГРП растет. В 2013 году на российский рынок было выведено порядка 14 новых флотов колтюбинга. Но тем не менее этой емкости установок уже недостаточно, чтобы перекрыть объемы. В 2014 году, если не изменятся бизнес-планы компаний-операторов, будет наблюдаться дефицит установок колтюбинга. Это тенденция ближайшего времени, если, конечно, не произойдет каких-либо кризисных ситуаций.

ВК: Всего несколько лет назад Вы говорили, что рынок колтюбинга перенасыщен.

К.Б.: Так и было в период кризиса 2008 года. За пять лет рынок сильно изменился. В низкопрофильном сегменте конкуренция сохраняется на высоком уровне, однако на более сложных операциях наблюдается дефицит ресурсов. В несколько раз вырос объем бурения горизонтальных скважин. Интенсивно развивается рынок многостадийного ГРП, а эта технология так или иначе требует применения колтюбинга. Поэтому в целом колтюбинг стал намного больше востребован. ☉

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

Engineers, where our latest achievements are discussed and shared with the Coiled Tubing industry.

CTT: We would like to hear constructive suggestions for our journal.

К.Б.: “Coiled Tubing Times” has fulfilled all my previous requests. Previously, as an engineer, I was looking for more technical content in your journal, and now I read with interest, articles on the experience of our colleagues, and the needs of customers. There are good articles about unique operations. Still, I would like to see statistics about coiled tubing development in your journal, in particular the dynamics of growth in the number of coiled tubing units operating in Russia.

CTT: We will try to accommodate your wishes, Mr. Burdin. And how do you see the major trends of the Russian oil and gas market?

К.Б.: Interesting trends. Most Russian companies have already announced their 2014 plans for well drilling, putting wells into production, stimulation and fracturing. On average, compared with last year, there is an increase of 10% to 15%. In some areas, such as construction of horizontal wells and MSF on some deposits, the increase is as high as 50%. Therefore, the need for fleets of coiled tubing and fracturing grows. 2013 brought about 14 new fleets of coiled tubing to the Russian market. Nevertheless, that is not enough to deal with market volume. In 2014, if operating company business plans change, there will be a deficiency of coiled tubing units. This is a near-term outlook, in the absence of any critical situations.

CTT: Just a few years ago, you said that the market is oversaturated with coiled tubing units.

К.Б.: That was true during the 2008 financial crisis. Over the past five years, the market has changed dramatically. In the low-profile segment of the service industry, competition remains high. However, in more complex operations there is a shortage of resources. The volume of drilling horizontal wells has increased several times, and the steady growth of the multistage fracturing market requires the use of coiled tubing. Therefore, in general, coiled tubing has become much more in demand. ☉

By Halina Bulyka, The Coiled Tubing Times

Примечание. * Марка компании «Шлюмберге».

* Mark of Schlumberger.



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 колтубингового 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.

КОЛТЮБИНГ: СЕГОДНЯ, ЗАВТРА И ВСЕГДА COILED TUBING: TODAY, TOMORROW AND FOREVER

Редакцией научно-практического журнала «Время колтюбинга» был организован заочный круглый стол по проблемам развития колтюбинговых технологий в России и СНГ. К участию были приглашены ведущие специалисты авторитетных сервисных компаний, действующих в различных регионах России и СНГ:

Coiled Tubing Times Journal organized a distance round table discussion on the issue of coiled tubing technologies development in Russia and CIS. Lead specialists of the renowned service companies operating in different regions of Russia and CIS countries were invited to participate in the discussion:

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

Nikolai Rakhimov, Ph.D. in Engineering Sciences, Chief Engineer – First Deputy Director General of **Gazprom Podzemremont Urengoy LLC**;

Рубин Ахметшин, главный инженер **ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»**

Rubin Akhmetshin, Chief Engineer, **Tatneft-AktubinskRemService LLC**;

Станислав Заграничный, технический директор компании «Трайкан Велл Сервис»

Stanislav Zagranichny, Technical Director, **Trican Well Service**;

Николай Демяненко, к. т. н., директор **БелНИПИнефть РУП**

«Производственное объединение «Белоруснефть»

Nikolai Demianenko, Ph.D. in Engineering Sciences, Director of **BelNIPIneft, Production Association Belarusneft**;

Александр Новичков, директор Красноярского филиала **ЗАО «БВТ-Восток»**,

Alexander Novichkov, Director of Krasnoyarsk branch of **BVT-Vostok CJSC**;

Вячеслав Шумаков, генеральный директор **ООО «Ветеран»** (г. Бузулук),

на момент участия в круглом столе – технический директор

ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

Vyacheslav Shumakov, Director General of **Veteran LLC** (Buzuluk), at the moment of his participation in the round table discussion – Technical Director of

Ural-Design-PNP LLC;

Василий Архиреев, заместитель генерального директора – технический директор **ТОО НГСА**, Республика Казахстан

Vasily Arkhireyev, Deputy Director General – Technical Director of **NGSA LLP**.

*Материалы круглого стола мы предлагаем вниманию читателей.
Below we offer our readers the materials of round table discussion.*

По мнению экспертов, колтюбинг в настоящее время является одной из самых быстроразвивающихся технологий нефтегазового сервиса. Согласны ли Вы с этим утверждением? Какие факторы способствуют, а какие – препятствуют более широкому распространению операций с ГНКТ в России и СНГ?

Николай Рахимов: Да, согласен с тем, что колтюбинговые технологии активно развиваются в России и СНГ. Этому способствуют общий подъем ТЭК, достаточно высокие цены на нефть и газ и успешное внедрение колтюбингов, на практике показавшее экономическую эффективность и целесообразность их применения.

Рубин Ахметшин: Конечно, согласен. Спектр применения колтюбинговых технологий ежегодно расширяется. Разрабатываются и осваиваются новые инструменты и оборудование для внутрискважинных работ с применением ГНКТ. Наиболее широко применяется колтюбинг там, где невозможно провести работы традиционным способом с использованием сборных труб. Вообще с помощью колтюбинга сегодня возможно проводить практически весь спектр работ по КРС и бурению скважин. Препятствием является, во-первых, стоимость работ вследствие высокой стоимости оборудования и расходных материалов, во-вторых, не все подрядчики, осуществляющие работы с ГНКТ, имеют колтюбинговые установки соответствующего класса и необходимый набор оборудования и инструмента, и, в-третьих, существует необходимость привлечения бригады ПРС или КРС для подъема глубинно-насосного оборудования.

Станислав Заграничный: Колтюбинг, несомненно, является одной из самых быстроразвивающихся технологий нефтегазового сервиса и пользуется в России большим спросом у компаний-заказчиков.

Это связано с ростом использования ГРП, где колтюбинг используется на этапе очистки и освоения скважины. Очевидные преимущества ГНКТ, среди которых можно выделить возможность бурения на депрессии, сокращенное время мобилизации и проведения работ, улучшенную безопасность и контроль скважин, становятся все более ясными для операторов, что и объясняет стремительный рост использования этой технологии. Это подтверждает не только рост мощностей основных сервисных компаний, но также большое количество появившихся на рынке новых компаний. Стоит отметить, что состав работ также меняется, по мере

Experts believe that today coiled tubing is one of the most rapidly developing technologies in oil and gas services sector. Do you agree with this statement? What factors facilitate and what factors hamper wider application of coiled tubing operations in Russia and CIS?

Nikolai Rakhimov: Yes, I do agree that coiled tubing technologies are rapidly developing in Russia and CIS. This is facilitated by the overall growth of the fuel and energy sector, quite high oil and gas prices, as well as successful application of coiled tubing that demonstrates economic feasibility and practicability of CT usage.

Колтюбинговые технологии активно развиваются в России и СНГ. Этому способствуют общий подъем ТЭК, достаточно высокие цены на нефть и газ и успешное внедрение колтюбингов, на практике показавшее экономическую эффективность и целесообразность их применения.

Coiled tubing technologies are rapidly developing in Russia and CIS. This is facilitated by the overall growth of the fuel and energy sector, quite high oil and gas prices, as well as successful application of coiled tubing that demonstrates economic feasibility and practicability of CT usage.

Rubin Akhmetshin: Of course, I agree with this statement. From year to year CT technologies gain wider application. New tools and equipment for CT-conveyed well interventions are being

С помощью колтюбинга сегодня возможно проводить практически весь спектр работ по КРС и бурению скважин.

Today it is possible to use coiled tubing for the whole range of workover and drilling operations.

developed and introduced to the market. Coiled tube is widely used for operations which cannot be performed in a conventional way with the use of jointed pipes. Today it is possible to use coiled tubing for the whole range of workover and drilling operations. The main hampering factors are: i) high price of works due to high cost of equipment and consumables; ii) not all the contractors that perform works with the use of CT have coiled tubing units of proper class and have all the necessary tools and equipment; iii) there is a need to involve well servicing and well workover teams to pull downhole pumping equipment out of well.

Stanislav Zagranichny: Of course, coiled tubing is one of the most rapidly developing technologies in oil and gas services sector, and

того как конструкции скважин меняются в сторону сложных многозонных заканчиваний, выполняемых для интенсификации притока в отдельных зонах. И в таких случаях сфера применения колтюбинга расширяется за счет использования внутрискважинных приборов и инструментов для заканчивания скважин, спуска забойных двигателей и т.д. Препятствуют развитию колтюбинга те же факторы, что влияют и на применение новых технологий в целом, – нежелание менять традиционные проверенные методы. Ведь колтюбинг – это не только технология, дополняющая или улучшающая существующие методы и подходы к технологическим операциям на скважине, это совершенно иной способ организации работ, в котором задействованы непривычные и новые факторы: работа с безмуфтовой трубой, операции на незаглушенных скважинах, зачастую с большим давлением и т.д.

Николай Демяненко: Безусловно, колтюбинговые технологии активно развиваются на территории постсоветского пространства. Это связано с использованием колтюбинга при освоении скважин после проведения ГРП и МГРП, внедрением колтюбинговых технологий при проведении геофизических исследований скважин. Увеличение трудноизвлекаемых запасов способствует развитию таких колтюбинговых технологий, как радиальное вскрытие пласта, колтюбинговое бурение, гидропескоструйная перфорация с ГРП.

Основными факторами, препятствующими широкому распространению сложных операций с ГНКТ в России и СНГ, являются, на мой взгляд, с одной стороны, высокая цена предлагаемого сервиса зарубежными компаниями, а с другой, – отсутствие такого сервиса у отечественных компаний, работающих на рынке. Кроме того, заказчикам (нефтегазодобывающим компаниям) до конца не понятна экономическая эффективность таких работ.

Александр Новичков: Абсолютно с этим согласен. Данный вид сервиса уже давно применяется за рубежом, где накоплен большой опыт, который можно использовать на территории России и СНГ. Все больше добывающих компаний доверяют сервису ГНКТ, преимуществом которого является скорость мобилизации и работы в неостановленных скважинах. Препятствием, наверное, служит то, что добывающие компании не всегда готовы к применению новых технологий.

Вячеслав Шумаков: Да, эксперты правы в том, что сервис с применением колтюбинговых установок быстро развивается. Факторы развития – это новые преимущества проведения ГИС в БГС, технологии TTS в БГС, бурение вторых стволов с применением колтюбинговой установки. Препятствует развитию этого сервиса высокая

Колтюбинг является одной из самых быстроразвивающихся технологий нефтегазового сервиса.

Coiled tubing is one of the most rapidly developing technologies in oil and gas services sector.

Очевидные преимущества ГНКТ, среди которых можно выделить возможность бурения на депрессии, сокращенное время мобилизации и проведения работ, улучшенную безопасность и контроль скважин, становятся все более ясными для операторов.

Obvious advantages of coiled tubing, including the possibility of underbalanced drilling, reduced mobilization and operation time, better safety and well control, become more and more evident and clear for operators.

this technology is in great demand with Russian companies. This is due to increase in the number of hydraulic fracturing operations where CT is used for well cleaning and stimulation. Obvious advantages of coiled tubing, including the possibility of underbalanced drilling, reduced mobilization and operation time, better safety and well control, become more and more evident and clear for operators what explains fast expansion of this technology. This is confirmed by increased capacity of the main service companies, as well as by great number of new companies that appeared in the market. It is also worth mentioning that the scope of CT works changes as the structure of wells changes towards complex multi-zone completions to stimulate production in individual zones. In such cases we have a wider field of CT application due to the use of downhole tools and well completion equipment, running downhole motors, etc. I think that the factors that hamper wider CT application are the same factors that affect the use of new technologies in general – unwillingness to change conventional proven techniques. Because coiled tubing is not simply a technology that complements and improves the existing well intervention methods and techniques, this is a fundamentally different method of operation that involves unusual and completely new factors: using a coiled tube, working in live wells that often have high pressure, etc.

Nikolai Demianenko: Of course, coiled tubing technologies are actively developing on the territory of former USSR. This is due to the fact that CT is used for well stimulation after hydraulic fracturing and multi-stage fracturing, and that coiled tubing technologies are used for logging operations. The increase in the amount of hard-to-recover reserves facilitates the development of such



Николай Рахимов
Nikolai Rakhimov

стоимость работ, поскольку данная сервисная услуга предполагает применение дорогостоящего оборудования.

Василий Архиреев: Однозначно – да. Колтюбинг является специфическим и уникальным инструментом, позволяющим значительно расширить применяемые в настоящее время, а в перспективе и незаменимые специальные скважинные возможности и технологии. Колтюбинг или его модифицированные возможности и оборудование сегодня находят, а в перспективе будут все более востребованы в специализированных технологиях, и не только в нефтегазовой сфере. Считаю основным сдерживающим фактором внедрения этих технологий отсутствие знаний о них, в т. ч. производственная рутина или нежелание специалистов развиваться. Часто встречающаяся «инфантильность» работников – отдельная тема для разговора. А факторы, способствующие прогрессу в рассматриваемой специфике работ, – это насущная необходимость внедрения инноваций и применения все более усовершенствованных инструментов и технологий, а также желание и, самое главное, видение прогресса и перспектив работниками предприятий.

Какие услуги с использованием гибкой трубы предлагает Ваша компания? Какие работы наиболее востребованы Вашими заказчиками, исходя из условий региона и специфики месторождений?

Николай Рахимов: Основные виды деятельности с использованием колтюбинговых установок у нас:

- растепление гидратных и парафинистых пробок;

CT technologies as radial drilling, CT drilling, sand jet perforation with subsequent fracturing.

Among the main factors that hamper wider application of complex CT-conveyed operations in Russia and CIS I would name high price of the services offered by foreign companies on the one hand, and non-availability of such services from the domestic companies operating in the market on the other hand. Besides, Clients (oil and gas producing companies) do not completely understand the economic feasibility of such works.

Увеличение трудноизвлекаемых запасов способствует развитию таких колтюбинговых технологий, как радиальное вскрытие пласта, колтюбинговое бурение, гидропескоструйная перфорация с ГРП.

The increase in the amount of hard-to-recover reserves facilitates the development of such CT technologies as radial drilling, CT drilling, sand jet perforation with subsequent fracturing.

Alexander Novichkov: I absolutely agree with that. This type of service has been provided abroad for quite long now, they have gained great experience that can be used in Russia and CIS. More and more production companies opt for coiled tubing services that have such advantages as quick mobilization and possibility to work in live wells. The hampering factor is that production companies are not always ready for using new technologies.

Все больше добывающих компаний доверяют сервису ГНКТ, преимуществом которого является скорость мобилизации и работы в неостановленных скважинах.

More and more production companies opt for coiled tubing services that have such advantages as quick mobilization and possibility to work in live wells.

Vyacheslav Shumakov: Yes, experts are right that CT services are rapidly developing. Facilitating factors are as follows: advantages of logging in horizontal sidetracks, TTS technologies in horizontal sidetracks, CT-conveyed sidetracking. High cost of works is the hampering factor, since this kind of service envisages the use of expensive equipment.

Vasily Arkhireyev: Yes, of course. Coiled tubing is a specific and unique tool that allows expanding the application of special methods and technologies, which will become irreplaceable in the future. Coiled tubing and its special performance capabilities are already in demand and I think will be more and more in demand as part of specific technologies, not necessarily

- промывка песчаных, глинистых и проппантных пробок;
- забойные заливки цементных и других тампонирующих составов;
- водоизоляционные операции, в т. ч. избирательного воздействия одного или нескольких интервалов перфорации;
- освоение скважин с минимальной депрессией на пласт ступенчатым спуском гибкой трубы;
- направленные химические обработки продуктивного пласта;
- работы по резке НКТ;
- исследования горизонтальных и субгоризонтальных скважин;
- ловильные работы;
- разбуривание цементных стаканов, восстановление забоя, фрезерование посторонних предметов;
- единичные технологические операции специального назначения.

Рубин Ахметшин: Наша компания предлагает широкий спектр услуг с применением ГНКТ. Это и простые промывки скважин, ОПЗ, отключение пластов, возврат на верхний горизонт, герметизация колонн, разбуривание цементных мостов, ликвидация скважин, изоляция вод и стимуляция с применением надувных пакеров, геофизические исследования с применением ГНКТ с кабелем, освоение скважин после бурения, разбуривание портов многостадийного ГРП, ГПП при многостадийном ГРП и т.д. Исходя из условий, наиболее востребованными сегодня остаются промывки и ОПЗ нагнетательных скважин, исследование горизонтальных скважин, ОПЗ горизонтальных скважин, освоение после бурения, промывка проппанта после ГРП.

Станислав Заграничный: Компания «Трайкан Велл Сервис», являясь одной из ведущих сервисных компаний в области ГНКТ, предоставляет полный спектр технологий и предлагает современные решения и ноу-хау по мере роста этого сегмента рынка. Как мы видим, в то время как в России идет рост и сегментирование рынка услуг в области ремонта скважин, все больше различных областей применения колтюбинга начинают пользоваться спросом. Лишь несколько лет назад большая часть рынка КТ была связана с очисткой ствола после ГРП в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Сегодня спросом среди операторов пользуются фрезерование и буровые операции, связанные с заканчиванием скважин с проведением многозонного ГРП. Технология гидropескоструйной перфорации ISOJET используется для ГРП на скважинах Западной Сибири, позволяя одновременно проводить разрыв нескольких продуктивных зон, а также перфорировать и изолировать зоны при помощи колтюбинга. С ростом объемов каротажных работ в эксплуатационных горизонтальных скважинах

Колтюбинг является специфическим и уникальным инструментом, позволяющим значительно расширить применяемые в настоящее время, а в перспективе и незаменимые специальные скважинные возможности и технологии.

Coiled tubing is a specific and unique tool that allows expanding the application of special methods and technologies, which will become irreplaceable in the future.

only in oil and gas industry. I think that the main factor that hampers wider application of such technologies is lack of knowledge of such technologies, including occupational routine and unwillingness of specialists to develop. Widespread “infantilism” of the employees is another story. The progress in this area is facilitated by the following factors: vital need in innovations and application of improved tools and technologies, as well as desire and vision of the progress by companies’ employees.

What coiled tubing services does your company offer? What operations are most popular among your clients based on the specificity of the field and the region?

Nikolai Rakhimov: our main coiled tubing applications are as follows:

- Thawing hydrate and paraffin plugs;
- Sand, clay and proppant washing;
- Downhole cementing and squeeze jobs;
- Water shutoff operations, including selective treatment of one or several perforated zones;
- Well stimulation with minimum pressure drawdown by means of stepped running of coiled tube into the well;
- Directional chemical treatment of the producing formation;
- Tubing cutting;
- Surveying horizontal and sub-horizontal wells;
- Fishing operations;
- Drilling out cement plugs, bottomhole restoration and milling foreign objects;
- Individual special operations.

Rubin Akhmetshin: Our company offers a wide range of coiled tubing services. They include: simple well cleanouts, bottomhole area treatment, reservoir shutoff, recompletion, sealing operations, drilling out cement bridges, well abandonment, water shutoff and stimulation with the use of inflatable packers, logging operations with the use of coiled tubing equipped with cable, well completion after drilling, drilling out multi-stage fracturing ports, sand jet perforation during multi-



Рубин Ахметшин
Rubin Akhmetshin

с использованием колтюбинга с установленным кабелем услуги по перфорационным и сопутствующим работам становятся привычными для операторов. Также нередкими являются запросы о спуске гидравлических пакеров, перфораторов, специальных инструментов для скважин с большим отходом от вертикали и даже внутрискважинной съёмочной аппаратуры. В целом сфера применения колтюбинга растёт одновременно со сложностью конструкций скважин и растущим опытом операторов, использующих новые технологии, появляющиеся на мировом рынке.

Николай Демяненко: С момента появления в компании «Белоруснефть» в 2007 году первой колтюбинговой установки был освоен ряд технологий:

- промывка забоев нагнетательных скважин и НКТ жидкостью или пеной (с использованием азотно-компрессорной установки);
- промывка солевых и парафиновых пробок;
- интенсификация притока, в том числе с применением аэрированных азотом кислотных составов;
- освоение скважин методом компрессирования (с использованием азотно-компрессорной установки);
- освоение скважин после проведения ГРП.

Идут опытно-промысловые испытания новых технологий:

- установки и разбуривания цементных мостов;
- вскрытия пластов системой радиальных каналов;
- освоения многозабойных скважин;
- направленного колтюбингового бурения, в том числе на депрессии.

Специфика месторождений Беларуси заключается в том, что подавляющее большинство скважин добывающего фонда (более 90%) эксплуатируется механизированным способом, в связи с чем традиционное применение колтюбинга – промывки НКТ и забоев не нашло

stage fracturing, etc. Based on our conditions and environment, the most popular operations are: cleanouts and bottomhole treatments in injection wells, surveying horizontal wells, bottomhole treatments in horizontal wells, completion after drilling, proppant removal after hydraulic fracturing.

Stanislav Zagranichny: Trican Well Service, being one of the leading service companies in the sphere of CT, provides a full range of services and offers state-of-the-art solutions and know-how as this segment of the market grows. We see that while there is a growth and segmentation of the well workover services market in Russia, more and more fields of coiled tubing application become demanded. Only several years ago major part of coiled tubing market was related to wellbore cleanouts after hydraulic fracturing in vertical and slanted wells. Today there is a demand for milling and drilling works related to well completion and performance of multi-zone fracturing. Abrasive jetting technology called ISOJET is used for fracturing operations in Western Siberia. It allows performing fracturing of several productive zones at the same time, as well as perforating and isolating zones with the use of coiled tubing. As the amount of logging operations in production horizontal wells with the use of CT equipped with cable grows, perforation and other related services become a usual thing for the operators. We also receive orders to run hydraulic packers, perforators and special tools into extended-reach wells, as well as to run downhole survey tools. Generally speaking, the area of coiled tubing application is expanding simultaneously with the increase in well design complexity and growth of operators' experience that start using new technologies appearing on the global market.

Nikolai Demianenko: Since 2007, when Belorusneft company purchased its first coiled tubing unit, we have mastered a number of technologies:

- Cleaning tubing and bottomholes of injection wells with fluid or foam (utilizing nitrogen unit);
- Salt and paraffin plug removal;
- Production stimulation, including the use of nitrified acid compounds;
- Well stimulation using compression method (utilizing nitrogen unit);
- Well stimulation after hydraulic fracturing.

We are now conducting field tests of some new technologies:

- Setting and drilling out cement bridges;
- Radial drilling-in;
- Stimulation of multilateral wells;
- Directional CT drilling, including underbalanced drilling.

The majority of producing wells (more than 90%) in the oilfields of Belarus are operated using artificial lift method. Due to this fact traditional

широкого применения. Поэтому наиболее перспективное применение колтюбинга в Беларуси – это технологии колтюбингового бурения и вскрытия пласта системой радиальных каналов. «Белоруснефть» располагает тремя колтюбинговыми установками. Две установки в настоящее время задействованы для отработки технологий колтюбингового бурения и радиального вскрытия пласта. Одна установка мобилизована в Западную Сибирь для выполнения работ сторонним заказчиком.

Александр Новичков: Наша компания предлагает практически любые виды работ, связанные с сервисом ГНКТ:

- геофизические исследования скважин;
- проведение ОПЗ и интенсификация притока скважин;
- проведение аварийно-ловильных работ;
- работы по фрезерованию скважин с многостадийным ГРП;
- очистка от АСПО;
- проведение работ с использованием внутрискважинных оптических камер.

Данные работы крайне востребованы на месторождениях, которые являются основным местом деятельности нашей компании.

Вячеслав Шумаков: Компания предлагает широкий спектр услуг по ГНКТ в регионах своих работ:

- фрезерование стоп-колец;
- отрезание аварийной НКТ;
- проведение ОПЗ в БГС с применением ГИС;
- фрезерование фрак-портов;
- проведение ВЦ;
- промывка скважины от проппанта;
- пенокислотные технологии и т.д.
- на данный момент очень востребованные работы – проведение ГИС в БГС с выполнением прокачки кислотных составов.

Василий Архиреев: Компания, в которой я в настоящее время работаю, не применяет колтюбинг, хотя в моей прошлой карьере накоплен большой опыт использования колтюбинговых технологий. На мой взгляд, недропользователям пошли бы на пользу ОПЗ и химические технологии; бурение, в т. ч. БГС; освоение; ПГИС.

Что Вы считаете главными достижениями Вашей компании в области использования и развития колтюбинговых технологий?

Николай Рахимов: Наличие большого парка колтюбинговых установок (16 ед.), успешное освоение всех необходимых технологий и обеспечение современным оборудованием и инструментом для ГНКТ позволило

application of CT (tubing and bottomhole cleanouts) was not very popular. That is why much more promising CT applications in Belarus are coiled tubing drilling and radial drilling-in. Belorusneft has three coiled tubing units. Two units are currently testing and fine-tuning CT drilling and radial drilling-in technologies. One unit has been mobilized to the Western Siberia, where we provide services to our clients.

Alexander Novichkov: Our company offers almost all kinds of CT services:

- Well logging;
- Bottomhole treatment and production stimulation;
- Fishing operations;
- Milling operations in the wells with multi-stage fracturing;
- Removal of asphalt, resin and paraffin deposits;
- Operations with the use of downhole optical cameras.

Such works are highly demanded at the oilfields where our company mostly operates.

Vyacheslav Shumakov: In our regions we offer a wide range of coiled tubing services:

- Milling stop rings;
- Tubing cutting;
- Bottomhole treatments in horizontal sidetracks with logging operations;
- Milling fracturing ports;
- Restoring lost circulation;
- Cleaning out proppant;
- Foamed acid technologies, etc.

The most demanded type of works is logging in horizontal sidetracks with acid compounds injection.

Vasily Arkhireyev: The company that I'm currently employed by does not use coiled tubing. However, during my previous career I have gained extensive experience in coiled tubing technologies. I believe that for mineral resources users the following technologies will be useful: bottomhole treatments and chemical technologies; drilling, including sidetracking; well stimulation; downhole logging.

What are the main achievements of your companies in the sphere of coiled tubing technologies utilization and development?

Nikolai Rakhimov: Large fleet of CT units (16 units), successful mastering of all the necessary technologies and availability of modern CT equipment and tools allowed our company providing timely and high-quality services on a large territory of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, performing well interventions for four largest gas producing companies under OJSC Gazprom.



Станислав Заграничный
Stanislav Zagranichny

нашей компании оперативно и качественно осуществлять работы на огромной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, обеспечивать выполнение комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) для четырех крупнейших газодобывающих компаний ОАО «Газпром».

Рубин Ахметшин: Главными достижениями компании я считаю способность проведения широкого спектра работ с ГНКТ с достаточно низкой продолжительностью и стоимостью, а также большое количество ремонтов, выполняемых с ГНКТ. За последние годы на нашем предприятии количество ремонтов, выполняемых одним флотом, превышает 200 операций в год.

Станислав Заграничный: Одним из наиболее качественных прорывов в технологиях явилась реализация колтюбинговых технологий на Ванкорском месторождении. Наша компания внедрила технологии достижения забоя и проведения ремонтов в скважинах с большим отходом от вертикали и повышенной кривизной ствола, которые явились уникальными не только для России, но не имели аналогов в мире. К числу таких технологий можно отнести применение гибких труб особой конструкции, о чем мы писали в статьях, опубликованных в журнале «Время колтюбинга». Приобретенный опыт работы в скважинах, пробуренных в условиях «вечной мерзлоты», успешно используется нами на Верхнечонском НГКМ. Также к достижениям в колтюбинговых технологиях можно отнести сервис по фрезерованию седел муфт для проведения многостадийного ГРП. Нашей компанией используется запатентованный забойный инструмент, включая забойный газосепаратор для проведения работ с азотированными жидкостями и фрезы собственной разработки, позволяющий быстрое и эффективное проведение работ по фрезерованию нескольких муфт за один спуско- ▶

Rubin Akhmetshin: I think that our company's main achievement is the capability to provide a wide range of coiled tubing services in short period of time and with relatively low cost, as well as the number of CT-conveyed workover operations. Over the recent years the number of workover operations performed by one CT fleet in our company is more than 200 per annum.

Stanislav Zagranichny: use of coiled tubing at Vankor field is a remarkable technical breakthrough. Our company introduced the technologies that allow reaching bottomhole and doing workover operations in extended reach wells and wells with high dog-leg severity. These technologies are unique not only for Russia, they do not have analogues worldwide. The technologies include, for example, usage of coiled tubes of special design. We have described it in the articles published in Coiled Tubing Times Journal. Experience gained in wells drilled in permafrost is successfully used by our company at Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. Another achievement in the sphere of CT technologies is the provision of sleeve seats milling services for multi-stage hydraulic fracturing operations. Our company uses patented downhole tools, including downhole gas separator meant for operation with nitrified fluids, and various mills that are developed in-house and allow for quick and efficient milling of several sleeves during one tripping operation, even in wells with low formation pressure.

Nikolai Demianenko: Limited stock of wells and, respectively, limited traditional area of coiled tubing application forces us to actively expand coiled tubing application area.

I would like to mention the following technologies: creation of deep filtration channels (radial drilling-in); completion of multilateral wells. These technologies have been developed by the specialists of BelNIPIneft Research Institute and are protected by invention patents.

Alexander Novichkov: Our main achievement is that over quite a short period of time since the establishment of our company we managed to perform a number of complex jobs that had not been previously done at the fields where our company operates. We provide high-quality and in-demand services to our Clients.

Vyacheslav Shumakov: Operations in oil pipelines and logging in horizontal sidetracks – these are our achievements in 2013.

Vasily Arkhireyev: KazMunaiGaz Exploration Production JSC started thinking about purchasing a coiled tubing unit in 2012. Ozenmunaigaz JSC purchased and started operating a coiled tubing unit in 2013. We inform all our Clients about the possibility of using coiled tubing technologies. ▶

подъем даже в скважинах с низким пластовым давлением.

Николай Демяненко: Ограниченность фонда скважин, а следовательно, и традиционной сферы применения колтюбинга, вынуждает нас активно расширять сферу применения колтюбинговых установок и технологий.

Особенно хотелось бы отметить разработку технологии создания глубокопроникающих каналов фильтрации (вскрытия пластов системой радиальных каналов); освоения многозабойных скважин. Данные технологии полностью разработаны специалистами БелНИПИнефть и защищены патентами на изобретения.

Александр Новичков: Главным достижением я считаю то, что за очень короткий промежуток времени от начала становления нашей компании мы смогли проделать ряд сложных работ, которые не выполнялись ранее на месторождениях деятельности нашей компании. Мы предоставляем востребованный и качественный сервис нашим заказчикам.

Вячеслав Шумаков: Достижения компании в 2013 году – это работы в нефтепроводах и проведение ГИС в БГС.

Василий Архиреев: В 2012 году в АО РД КМГ началось обсуждение темы приобретения колтюбинга для своих активов. В 2013 году АО «Озенмунайгаз» была приобретена колтюбинговая установка и начата ее эксплуатации. До сведения нашего заказчика доводится информация о возможности привлечения технологий колтюбинга.

Оборудование каких производителей Вы предпочитаете использовать? На каких критериях основан Ваш выбор оборудования?

Николай Рахимов: Практически весь парк колтюбинговых установок, используемых в ООО «Газпром подземремонт Уренгой», производства Группы компаний ФИД (Республика Беларусь). Изначально «Газпром» стоял у истоков разработки установок РАНТ-10, М10, М20. На скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» проходили все промысловые испытания этих установок. До настоящего времени в Уренгойском УИРС ООО «Газпром подземремонт Уренгой» эксплуатируются установки М10 и М20 с заводскими номерами 1. Первенец колтюбингов производства ФИД установка РАНТ – 10.01 передана в качестве учебного пособия в Тюменский государственный нефтегазовый университет. Кроме того, наличие унифицированного парка установок облегчает условия эксплуатации, подготовку

What equipment manufacturers do you prefer? Based on what criteria do you select the equipment?

Nikolai Rakhimov: Almost the whole CT fleet in Gazprom Podzemremont Urengoy consists of CT units manufactured by FID Group (Republic of Belarus). Initially Gazprom was one of the originators of RANT-10, M10 and M20 CT units development. All the field tests of these units were performed at Gazprom Dobycha Urengoy's wells. Urengoy Department of Well Stimulation and Workover of Gazprom Podzemremont Urengoy OJSC still operates M10 and M20 units with serial numbers "1". First CT unit manufactured by FID (RANT 10.01) was presented to Tyumen State Oil and Gas University for study purposes. Besides, if a company has a harmonized fleet of coiled tubing units, it simplifies operation, personnel training and allows performing maintenance and repair of the equipment in an efficient and high-quality manner. The fact of having equipment manufactured by FID Group in our CT fleet is stipulated by the strategy of Gazprom.

Rubin Akhmetshin: Our company uses equipment of various manufacturers. Coiled tubing units are from FIDMASH, Stewart&Stevenson, NOV Hydra Rig. Coiled tube is mainly from Tenaris. Downhole equipment is from Baker Hughes, NOV, RosTEKtekhologii. The main selection criterion is price-reliability-quality ratio.

Stanislav Zagranichny: Trical Well Service uses equipment that is developed in-house and manufactured in alliance with large manufacturers (NOV Hydra Rig being among them). The structure is based on a multi-year in-house experience as well as international best practices. Being a dynamic innovative company, Trican Well Service quite quickly and efficiently responds to operational demands, client requests and modern technology development tendencies. The company has its own research and development center in Calgary that brings in leading coiled tubing specialists as well as research centers of large universities. For us the main selection criteria are reliability of equipment and its flexibility for achieving various production objectives.

Nikolai Demianenko: All the coiled tubing equipment utilized by Belorusneft is manufactured by the FID Group. The main selection criterion is optimal price-quality ratio. Another important factor influencing the selection of equipment is the proximity of the manufacturer that allows resolving different operational issues in a quick and convenient manner.

Alexander Novichkov: Our equipment is of foreign production, mostly coming from North



Николай Демяненко
Nikolai Demianenko

персонала, позволяет эффективно и качественно выполнять техническое обслуживание и ремонт оборудования. Наполнение парка оборудованием производства Группы компаний ФИД было обусловлено стратегией, выработанной ОАО «Газпром».

Рубин Ахметшин: Наша компания применяет оборудование разных производителей. Колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ», Stewart@Stevenson, NOV Hydra Rig. ГНКТ в основном Tenaris. Подземное оборудование Baker Hughes, NOV, «РосТЭКтехнологии». Основным критерием выбора оборудования является соотношение цены, надежности и качества.

Станислав Заграничный: Компания «Трайкан Велл Сервис» использует оборудование собственной разработки и произведенное в альянсе с крупнейшими производителями (NOV Hydra Rig в том числе). Конструкция основана на многолетнем как собственном, так и мировом опыте. Являясь динамичной инновационной компанией, «Трайкан Велл Сервис» достаточно быстро и эффективно реагирует на запросы производства работ, пожелания компаний-заказчиков, а также на современные тенденции развития технологий. В компании есть свой научно-производственный центр колтюбинговых технологий в Калгари, привлекающий к сотрудничеству не только ведущих специалистов в колтюбинге, но и научные центры крупнейших университетов. Основными критериями выбора являются надежность работы оборудования и гибкость его использования для решения различных производственных задач.

Николай Демяненко: Все колтюбинговое оборудование, используемое в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», производства компаний, входящих в Группу ФИД. Основной критерий выбора – оптимальное

American manufacturers. They have gained extensive experience in producing oil and gas equipment and the quality of the equipment is very high. Material and assembly quality is a very important factor when selecting equipment, since every breakdown and failure may lead to a severe accident resulting in financial losses and damaged image of the company.

Vyacheslav Shumakov: We are utilizing equipment manufactured by FID Group and Jerreh. We use the following selection criteria: cost, quality, exclusiveness.

Vasily Arkhireyev: For the working conditions in the neighboring countries I personally prefer coiled tubing equipment manufactured by FIDMASH.

Advantages of coiled tubing technologies over the conventional ones are quite well known. In your opinion, what are the most important advantages?

Nikolai Rakhimov: Advantages of coiled tubing technologies over the conventional technologies are defined by the following factors:

- Reduction of cost due to reduction of operation time, i.e. economic efficiency;
- Almost complete absence of pressure drawdown and negative impact of killing fluids;
- Environmental safety;
- Better working conditions of personnel.

Важными преимуществами колтюбинговых технологий являются возможность проведения работ при герметичном устье в скважинах с избыточным давлением, непрерывность процесса промывки или бурения, мобильность и скорость проведения работ.

The most important advantages of coiled tubing are: possibility to perform works in wells with excessive pressure with fully sealed wellhead; continuity of well flushing or drilling process; mobility and reduced time of job execution.

Rubin Akhmetshin: To my mind, the most important advantages of coiled tubing are: possibility to perform works in wells with excessive pressure with fully sealed wellhead; continuity of well flushing or drilling process; mobility and reduced time of job execution.

Stanislav Zagranichny: Compared to other technologies coiled tubing has a number of advantages: possibility to create a continuous pressure drawdown under low bottomhole pressure in order to have a flowback of non-

соотношение «цена/качество». Также немаловажным фактором является близкое расположение производителя, что позволяет оперативно решать вопросы, возникающие в процессе эксплуатации техники.

Александр Новичков: Если говорить о стране-производителе, то это иностранные производители, чаще всего из Северной Америки. У них накоплен большой опыт в производстве нефтегазового оборудования, и качество продукта на очень высоком уровне. Качество материала и сборки наиболее важно при выборе оборудования, так как любая поломка может привести к серьезной аварии, что повлечет потерю финансовых средств и, конечно, нанесет вред репутации компании.

Вячеслав Шумаков: Мы применяем оборудование Группы компаний ФИД и Jeroh. Критерий выбора: стоимость, качество, эксклюзивность.

Василий Архиреев: Мое личное предпочтение для условий «ближнего зарубежья» – колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ».

Преимущества колтюбинговых технологий над традиционными хорошо известны. Какие из этих преимуществ, на Ваш взгляд, самые важные?

Николай Рахимов: Преимущества колтюбинговых технологий над традиционными определяются в первую очередь следующими показателями:

- удешевление работ в связи со значительным сокращением времени на выполнение операций на скважинах, т.е. экономическая эффективность;
- практически полное отсутствие депрессии и негативного воздействия от жидкостей глушения;
- экологическая безопасность технологии;
- улучшение условий труда персонала.

Рубин Ахметшин: Важными преимуществами колтюбинговых технологий, на мой взгляд, являются возможность проведения работ при герметичном устье в скважинах с избыточным давлением, непрерывность процесса промывки или бурения, мобильность и скорость проведения работ.

Станислав Заграничный: По сравнению с другими методами колтюбинговые технологии имеют несколько значимых преимуществ: возможность создания постоянной депрессии на пласт при низком забойном давлении для обратного притока несцементированной твердой фазы, возможность проведения различных

Колтюбинговые технологии имеют несколько значимых преимуществ: возможность создания постоянной депрессии на пласт при низком забойном давлении для обратного притока несцементированной твердой фазы, возможность проведения различных внутрискважинных операций за один или несколько рейсов, экономия времени на обработку.

Coiled tubing has a number of advantages: possibility to create a continuous pressure drawdown under low bottomhole pressure in order to have a flowback of non-cemented solid particles; possibility to perform various well intervention operations during one or several trips; reduction of processing time.

Эффективность колтюбинга определяют два основных параметра: время скважинных работ и их стоимость для оператора по сравнению со стоимостью установок для ремонта скважин. За последние годы, благодаря изменениям в технологии и эксплуатационной эффективности обоих методов, разница между этими параметрами стала менее значимой.

CT efficiency is determined by two main parameters: duration of well intervention and its cost for the operator compared to conventional workover rigs. Over the recent years due to technological changes and improvement of operational efficiency of both methods the gap between these two parameters has reduced.

cemented solid particles; possibility to perform various well intervention operations during one or several trips; reduction of processing time. Such use of coiled tubing allows increasing well yield by improving permeability of fractures finally leading to reduction in the amount of workover operations related to failure of downhole equipment as a result of accumulation of solid particles. CT efficiency is usually determined by two main parameters: duration of well intervention and its cost for the operator compared to conventional workover rigs. Over the recent years due to technological changes and improvement of operational efficiency of both methods the gap between these two parameters has reduced. Job performance time can be approximately the same; mobilization expenditures are comparable; and even the cost of operations has become almost equal, mainly due



Александр Новичков
Alexander Novichkov

внутрискважинных операций за один или несколько рейсов, экономия времени на обработку. Использование колтюбинга для этих целей позволяет увеличить дебит скважины через увеличение проницаемости трещин, в конечном итоге позволяя сократить объем ремонтных работ, связанных с поломками скважинного оборудования вследствие скопления твердой фазы. Обычно эффективность колтюбинга определяют два основных параметра: время скважинных работ и их стоимость для оператора по сравнению со стоимостью установок для ремонта скважин. За последние годы, благодаря изменениям в технологии и эксплуатационной эффективности обоих методов, разница между этими параметрами стала менее значимой. Время на проведение определенных работ может быть приблизительно одинаковым, расходы на мобилизацию также сопоставимыми, и даже стоимость работ уже почти сравнялась, что в большой степени обусловлено снижением стоимости колтюбинга вследствие роста предложения на рынке. Однако принципиальным преимуществом колтюбинга является его влияние на производительность скважины. Весь цикл внутрискважинных работ с минимальным или даже нулевым повреждением пласта позволяет быстрее вводить скважины в работу на их максимальной производительности. Это возможно благодаря тому, что колтюбинг может использоваться для закачки аэрированных азотом жидкостей, пены или даже чистого азота при надежном контроле скважины.

Николай Демяненко: Все преимущества колтюбинга перед свинчиваемыми трубами можно объединить в две группы:

- I – возможность более оперативно выполнять стандартные операции (т.е. те операции, которые выполняются и на свинчиваемых трубах).
- II – возможность выполнять те работы, которые на свинчиваемых трубах выполнить невозможно. Если до настоящего времени основным

to the reduction of coiled tubing costs as a result of increased supply in the market. One of the critical advantages of coiled tubing is its impact on well productivity. The whole cycle of well interventions with minimum or even no damage to the formation allows putting wells into production to the full of their capacity much sooner. This is due to the fact that coiled tubing can be used for injecting nitrified fluids, foam or even pure nitrogen with adequate well control.

Nikolai Demianenko: All the CT advantages can be clustered into two groups:

- I – possibility to perform standard operations more quickly (i.e. those operations that are also performed using jointed pipes).
- II – possibility to perform operations that cannot be performed using jointed pipes.

While until recently reduced time of job performance was the main advantage that forced service companies to use coiled tubing technologies, now we observe the expansion of

Развитие колтюбинга в России напрямую связано с ростом и изменением сегмента ГРП.

Development of coiled tubing technologies in Russia is stipulated by the changes in the hydraulic fracturing segment.

the coiled tubing application area. For example, use of CT with logging cable for CT-conveyed logging operations in horizontal wellbores.

As the proportion of hard-to-recover resources increases, which require application of complex and expensive technologies, the second group of advantages will become more important.

Alexander Novichkov: I can name the following advantages:

- Fast mobilization;
- Operation in live wells;
- Reduced time of job performance.

Vyacheslav Shumakov: Operational safety, environmental safety, mobility and job performance time.

Vasily Arkhireyev: Uniqueness and specific nature of technologies, as well as wide range of capabilities.

What coiled tubing technologies are on the trend in the oil and gas services sector in Russia and CIS?

Nikolai Rakhimov: I would name the following contemporary technologies:

- Proppant cleanouts and well stimulation after hydraulic fracturing operations including the use of membrane and cryogen-type nitrogen units;

преимуществом, подвигающим сервисные компании к применению колтюбинга, было снижение времени выполнения стандартных операций, то уже сейчас наблюдается активное расширение сферы применения колтюбинговых технологий. Например, применение гибкой трубы с геофизическим кабелем для проведения ГИС на колтюбинге в горизонтальных скважинах. По мере увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, требующих применения сложных и дорогостоящих технологий, вторая группа преимуществ будет приобретать все большую значимость.

Александр Новичков: Это:

- быстрая мобилизация;
- работы в неостановленных скважинах;
- скорость выполнения работы.

Вячеслав Шумаков: Безопасность в работе, экологическая безопасность, мобильность и время выполнения.

Василий Архиреев: Уникальность и специфика технологий, а также предоставление расширенного спектра возможностей.

Какие колтюбинговые технологии, по Вашему мнению, находятся в тренде современного нефтегазового сервиса в России и СНГ?

Николай Рахимов: По современным технологиям отмечу следующие:

- промывка пропанта и освоение скважин после операции ГРП в комплексе с азотными установками мембранного и криогенного исполнений;
- геофизические исследования горизонтальных стволов;
- водоизоляция операций с применением «надувных пакеров».

Рубин Ахметшин: Промывка и освоение скважин после ГРП, геофизические исследования горизонтальных скважин, стимуляция горизонтальных скважин, ГПП и многостадийный ГРП.

Станислав Заграничный: На наш взгляд, развитие колтюбинга в России напрямую связано с ростом и изменением сегмента ГРП. Мы уже упоминали в разговоре перспективы заканчивания скважин муфтами для проведения многостадийного ГРП и применения соответствующих технологий. Кроме этого, стоит отметить, что «Трайкан Велл Сервис» была первой компанией в России, применившей ГРП при помощи колтюбинга. Первый проект был осуществлен на пласте угольного метана и включал 10–12 операций ГРП в скважине с

- Logging operations in horizontal wells;
- Water shutoff operations with the use of inflatable packers.

Rubin Akhmetshin: Well cleanout and stimulation after hydraulic fracturing; logging operations in horizontal wellbores; horizontal wellbore stimulation; sand jet perforation and multi-stage hydraulic fracturing.

Stanislav Zagranichny: We believe that development of coiled tubing technologies in Russia is stipulated by the changes in the hydraulic fracturing segment. We have already mentioned the possibility of well completion using multi-stage fracturing collars and application of relevant technologies. Besides, it should be noted that Trican well Service was the first company in Russia to perform CT-conveyed hydraulic fracturing. The

Активно развиваются технологии ГИС с применением колтюбинга и освоения скважин после многостадийного ГРП.

Rapidly developing applications are CT-conveyed logging and well stimulation after multi-stage hydraulic fracturing.

first project was implemented at the coal methane formation and included 10–12 hydraulic fracturing operations in a well using a 73-mm coiled tube. Well completion with the use of our patented technology – Burst Ports System (BPS) –

В тренде находятся освоение скважин с азотом, работа с ГИС в БГС и разбурка фрак-портов.

Well stimulation with nitrogen, logging in horizontal sidetracks and drilling out fracturing ports are the technologies on the trend now.

is another application of CT-conveyed hydraulic fracturing. The key feature of the technology is that hydraulically-activated BPS collars containing preliminary perforated holes (called “ports”) are set on the casing of the horizontal wellbore or on the liner and are then activated by the CT-conveyed C2C straddle packer meant for selective well treatment. When subject to pressure, BPS collars burst when the pressure reaches a designated burst point, leaving an isolated channel for distribution of hydraulic fracturing fluid in the formation target zone. C2C straddle packer moves in the wellbore to the next BPS collar and the process repeats. Use of coiled tubing for such kind of operations is limited by the size of the working reel with the 73-mm coiled tube, however a solution has been found: combined use of coiled tubes and collared-joint tubes for hydraulic fracturing. In this case



Вячеслав Шумаков
Vyacheslav Shumakov

использованием гибкой трубы диаметром 73 мм. Еще одна область применения, где может использоваться ГРП при помощи колтубинга – заканчивание скважин при помощи патентованной технологии компании Trican: системы разрывных портов (Burst Ports System, BPS). Основной принцип технологии заключается в том, что гидравлически активируемые муфты BPS с предперфорированными отверстиями (портами) размещаются на обсадной трубе горизонтальной скважины либо на колонне-хвостовике и затем активизируются при помощи сдвоенного пакера для селективной обработки скважины C2C, спускаемого на колтубинге. Подвергаясь опрессовке, муфты BPS разрываются при достижении определенной точки разрыва, оставляя изолированный канал для распространения жидкости гидроразрыва в целевой зоне пласта. Сдвоенный пакер C2C перемещается по скважине к следующей муфте BPS, и процесс повторяется. Применение колтубинга для такого типа операций ограничено размером рабочего барабана с трубой диаметром 73 мм, однако было найдено решение: совмещенное использование гибких труб и колонны труб с муфтовыми соединениями для ГРП. В таком случае трубы с муфтовыми соединениями для ГРП спускаются в скважину с пакером C2C и подвешиваются на устье скважины. Гибкая труба соединяется с трубами для ГРП при помощи специально разработанного вращающегося соединителя и спускается в скважину для проведения ГРП. Длина колтубинга позволяет поддерживать контролируемый режим работы скважины и постоянную циркуляцию между зонами, что позволяет избежать затрат времени на соединение сборных труб и делает работу безопаснее. Таким образом, система дает оператору преимущества сохранности всей обсадки для будущих работ в скважине, возможность ГРП пластов в любом порядке, возможность повторного входа в скважину для

collared-joint pipes string is run into a well with C2C packer and is hanged on the wellhead. Coiled tube is connected to the hydraulic fracturing string with a special rotating connector and is run into the well for fracturing operations. The length of coiled tubing allows maintaining controlled well operation and ensuring continuous circulation between the zones. This helps reducing the time for jointing pipes and making the work safer. Thus, the system gives operators the following advantages: integrity of the whole casing for future well jobs;

В России колтубинговое бурение потенциально выгодно для следующих областей применения: бурение вблизи водоносных пластов, уплотняющее бурение, карбонатные пласты и горизонтальные скважины.

In Russia CT drilling can potentially be profitable and beneficial in the following application areas: drilling in the proximity of water-bearing formations; infill drilling; carbonate formations and horizontal wellbores.

possibility of formation hydraulic fracturing operations performed in any order; possibility of re-entry for reservoir treatment and additional production. This is the most quick and economically feasible solution in the market.

Nikolai Demianenko: Analyzing the presentations that have been made at Coiled Tubing and Well Intervention International Conference over the recent years I can see that the most rapidly developing applications are CT-conveyed logging and well stimulation after multi-stage hydraulic fracturing.

Alexander Novichkov: I think that at present this is multi-stage hydraulic fracturing operations.

Vyacheslav Shumakov: To my mind, well stimulation with nitrogen, logging in horizontal sidetracks and drilling out fracturing ports are the technologies on the trend now.

Vasily Arkhireyev: Drilling, well stimulation, production log tests, bottomhole treatments.

What hampers the development of coiled tubing drilling in Russia and CIS?

Nikolai Rakhimov: High price of coiled tubing drilling equipment (at least USD 50 million) compared to low estimated cost of the work itself. Economic feasibility can be achieved only in case of long-standing and stable equipment workload for the period of 3–4 years at least. For example,

доотрабки пласта или его обработки: наиболее быстрое и экономически эффективное решение из предлагаемых на рынке.

Николай Демяненко: Анализируя тематику докладов, которые были озвучены на Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» за последние годы можно отметить, что наиболее активно развиваются технологии ГИС с применением колтюбинга и освоения скважин после многостадийного ГРП.

Александр Новичков: На данный момент это использование технологии многостадийного ГРП.

Вячеслав Шумаков: В тренде, на мой взгляд, находятся такие технологии, как освоение скважин с азотом, работа с ГИС в БГС и разбурка фрак-портов.

Василий Архиреев: Бурение, освоение, ПГИС, ОПЗ.

Что, на Ваш взгляд, сдерживает широкое развитие в России и СНГ такой перспективной технологии, как колтюбинговое бурение?

Николай Рахимов: Дороговизна комплекса оборудования для бурения с ГНКТ (не менее 50 млн долларов США) при низкой сметной стоимости самих работ. Экономическая эффективность проекта может быть только при длительной и стабильной загрузке оборудования на срок не менее 3–4 лет. Как пример – компания «Сургутнефтегаз», которая достигла эффективности своего проекта за счет постоянного задействования комплексов по бурению с ГНКТ на депрессии горизонтальных участков нефтяных скважин и использования всех новейших мировых и собственных наработок по технологии в этой области.

Рубин Ахметшин: Высокая стоимость оборудования, значительное превышение стоимости работ по сравнению с традиционным бурением.

Станислав Заграничный: Колтюбинговое бурение привлекает внимание операторов во всем мире. В некоторых обстоятельствах оно хорошо окупается, в некоторых других – не особо. Технология разделяется на несколько специализированных направлений, начиная от вертикального бурения на репрессии для месторождений на ранних этапах разработки и заканчивая более сложным бурением горизонтальных скважин с депрессией на пласт.

В России колтюбинговое бурение потенциально

Surgutneftegaz Company that achieved the efficiency of their project due to continuous usage of CT units for underbalanced drilling of horizontal wellbores and usage of state-of-the-art global and in-house developments in this sphere.

Rubin Akhmetshin: High cost of equipment; much higher cost of CT drilling works compared to conventional drilling.

Stanislav Zagranichny: Coiled tubing drilling draws attention of operators all over the world. Under some circumstances this technology pays off quite well, under other circumstances it does not. The technology is divided into several specialized groups – starting with vertical overbalanced drilling for oilfields at the early stage of development and ending with more complicated underbalanced drilling of horizontal wellbores.

In Russia CT drilling can potentially be profitable and beneficial in the following application areas: drilling in the proximity of water-bearing formations; infill drilling; carbonate formations and horizontal wellbores. At many oilfields of Western Siberia there occurred high water cutting of well production after the attempts to stimulate wells by means of hydraulic fracturing. This could be due to

Колтюбинговое бурение – это очень ресурсоемкий проект, требующий привлечения значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов.

Coiled tubing drilling is a very resource intensive project that requires considerable financial, material and labor resources.

poor cementing quality and subsequent flows in the annular space between the water-bearing bed and producing formation with fractures, or high water cutting could be due to penetration of fracture into the water-bearing area due to bad isolation from

Будут активно внедряться колтюбинговые установки с ГНКТ двух- и трехствольного исполнения.

Double- and triple-hole design coiled tube will be actively introduced.

the producing formation. Primary candidates for CT drilling are formations located in the proximity of water-bearing zones, since there is no space for fracture expansion. Formations with low pressure are usual candidates for underbalanced drilling. In Russia, where production is usually stimulated by means of hydraulic fracturing, mentioned selection criteria might not be priority ones. When hydraulic fracturing is not applicable, one can ensure minimum damage to the formation by



Василий Архиреев
Vasily Arkhireyev

выгодно для следующих областей применения: бурение вблизи водоносных пластов, уплотняющее бурение, карбонатные пласты и горизонтальные скважины. На многих месторождениях Западной Сибири после попыток интенсификации добычи путем гидроразрыва наблюдалась высокая обводненность продукции. Она могла быть вызвана плохим качеством цементирования и последующими перетоками между водоносным горизонтом и продуктивным пластом с трещинами после ГРП, происходившими в заколонном пространстве, либо возникнуть по причине прорыва трещин в обводненную зону из-за плохой изоляции от продуктивного горизонта. Первостепенными кандидатами для колтюбингового бурения можно назвать пласты, расположенные близко к обводненным зонам из-за отсутствия пространства для распространения трещин. Пласты с низким давлением – обычные кандидаты для бурения на депрессии. В России, где обычно проводится интенсификация скважин через ГРП, приведенные критерии выбора могут быть неприоритетными. В случаях, когда интенсификация с ГРП неприменима, обеспечить минимальное повреждение пластов поможет колтюбинговое бурение на депрессии в сочетании либо с заканчиванием необсаженной скважины со спуском хвостовика с щелевыми прорезями, либо с заканчиванием скважины при отрицательном давлении на пласт с перфорацией обсаженного продуктивного интервала. Еще один пример, где колтюбинговое бурение может быть выгодным – бурение карбонатных пластов. Естественные трещины и щели обычно забиваются теряемым в них буровым раствором, а глинистая пленка изолирует мелкие трещины. В трещиноватых карбонатных пластах буровые растворы нередко теряются полностью. В коллекторах с низким давлением раствор и глинистую корку сложно удалить, а повреждение пласта может быть не только глубоким, но и необратимым. Бурение на депрессии поможет избежать проблем с глинистой коркой и раствором. Бурение на депрессии

means of underbalanced coiled tubing drilling combined with either open hole completion with a slotted liner, or completion of a well with negative pressure by perforating the cased borehole in the productive formation area. Drilling carbonate formations is another example of profitable and efficient application of coiled tubing. Natural fissures and fractures are usually clogged by the drilling mud and the clay cake isolates small fissures. Very often drilling mud can be fully absorbed by the fissured reservoirs. In low-pressure reservoirs it is very difficult to clean the mud and clay cake out, and reservoir damage may be deep and irreversible. Underbalanced drilling will allow avoiding problems with drilling mud and clay cake. It would be very good to do underbalanced drilling in sand and especially carbonate reservoirs in horizontal wells, where there is good vertical permeability. Horizontal wells in sand reservoirs are usually drilled with the use of reservoir drill-in fluids (RDF); if drilling is done with the help of geosteering system with subsequent well workover activities then such kind of drilling is not a complicated task. Nevertheless, underbalanced drilling might be good solution for low-pressure reservoirs.

At present only Surgutneftegaz extensively uses coiled tubing drilling – both for horizontal wellbore drilling and for re-entry operations. No doubts that in the future coiled tubing drilling will take a decent place in the Russian oil and gas services market, but at present it has highly specialized area of application; this technology will further develop as production and service companies gain more practical experience in applying this technology. Coiled tubing drilling projects require deep analysis and thorough examination; they envisage close cooperation between clients (in terms of the scope of work) and service providers (in terms of necessary resources). That is why it is worth mentioning the requirements for CT drilling projects: availability of the necessary infrastructure – it would be difficult to do coiled tubing drilling without well-developed infrastructure specially equipped for coiled tubing operations; data collection for detailed survey and selection of candidate wells – quality, quantity and format of data meant for preparation of survey/selection of candidate wells; logistics of CT operations – cost of daily CT drilling operations will be high, thus, any delays, inefficient logistics and technical support will be unacceptable; search for and testing equipment and services of the domestic suppliers in order to reduce operational costs; implementation of personnel training programs in order to train local personnel that will be appointed to responsible positions.

Nikolai Demianenko: Since 2010 Belorusneft has been introducing the technology of directional coiled tubing drilling, including underbalanced drilling. Over this period of time we performed

будет выгодно использовать для песчаных и особенно карбонатных пластов в горизонтальных скважинах, где существует хорошая вертикальная проницаемость. Горизонтальные стволы скважин в песчаных коллекторах обычно бурятся с помощью специальных растворов для забуривания (RDF) и, в случае бурения с забойной системой контроля и последующими мероприятиями по ремонту скважин, не представляют большой сложности. Тем не менее бурение на депрессии может быть выгодным для пластов с низким пластовым давлением.

На сегодняшний день бурение колтюбингом – как для горизонтальных скважин, так и для повторного входа в скважину – внедрено только «Сургутнефтегазом». Без сомнения, в будущем бурение колтюбингом займет свое место на рынке нефтесервисных услуг в России, но сейчас оно остается особой сферой применения, которая будет развиваться по мере того, как сервисные и добывающие компании приобретают практический опыт ее использования. Проекты колтюбингового бурения требуют глубокого анализа и тщательного исследования и предусматривают тесное сотрудничество между заказчиками (в плане объемов работ) и поставщиками услуг (в плане необходимых ресурсов), поэтому стоит упомянуть основные требования для реализации таких проектов: инфраструктурное обеспечение колтюбингового бурения – колтюбинговое бурение без развитой инфраструктуры, оборудованной под колтюбинговые операции, представляется сложным; сбор данных для детального изучения и подбора скважин-кандидатов – качество, количество и формат данных для подготовки исследования/подбора скважин-кандидатов; полевая структура снабжения операций – стоимость ежедневных операций колтюбингового бурения будет высокой, таким образом, задержки или неэффективность снабжения и технической поддержки работ будут неприемлемы; поиск и испытание элементов оборудования и услуг отечественных поставщиков для сокращения операционных затрат; внедрение и соблюдение программ обучения персонала с целью последующего определения местного персонала на ответственные позиции. Проекты по бурению требуют глубокого осмысления и изучения и предполагают тесное взаимодействие и заказчиков (в плане определения объемов работ), и подрядчиков (в плане привлечения ресурсов).

Николай Демяненко: «Белоруснефть» с 2010 года осуществляет внедрение технологии направленного колтюбингового бурения, в том числе на депрессии. За это время проведены работы на 11 скважинах. Суммарная проходка составила более 1000 м. Однако на сегодняшний день мы не можем утверждать, что технология доведена до уровня промышленного внедрения.

Получат развитие такие технологии, как ГПП при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, кислотный гидроразрыв пласта, исследование горизонтальных скважин, стимуляция и изоляция вод в горизонтальных скважинах.

The following technologies will be developed: sand jet perforation during multi-stage hydraulic fracturing; drilling out multi-stage fracturing ports; acid fracturing; horizontal well surveying; stimulation and water shutoff in horizontal wellbores.

works in 11 wells. Total distance drilled is more than 1000 meters. However, today we are not able to say that the technology is ready for commercial introduction.

Based on our own experience we can state that coiled tubing drilling is a very resource intensive project that requires considerable financial, material and labor resources.

С усложнением систем заканчивания горизонтальных скважин будет расти потребность в новых «интеллектуальных» методах проведения ремонтов, а значит, и применении колтюбинга на различных этапах строительства и освоения скважин.

As horizontal well completion systems become more and more complicated, there will be increased demand for “smart” workover techniques, i.e. increased demand for coiled tubing application at different stages of well construction and completion.

Единое правовое пространство на сервисном рынке облегчит применение как стандартных технологий колтюбинга, так и внедрение новых разработок.

Uniform legal environment in the services market will make it much easier to use conventional CT technologies and to introduce new developments.

Alexander Novichkov: Currently there are few CT-conveyed non-directional drilling operations in Russia. This is due to a number of subjective reasons. I think that producing companies do not want to take risk and they entrust sidetracking operations to the companies that are specialized in workover, since they have greater experience in this area and the cost of their services is lower.

Vyacheslav Shumakov: Wider application of this technology is held back by the lack of high-quality

Исходя из собственного опыта, можем утверждать, что колтюбинговое бурение – это очень ресурсоемкий проект, требующий привлечения значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов.

Александр Новичков: На территории России на данный момент выполняется не очень много работ по ненаправленному бурению с ГНКТ, и этому есть ряд объективных причин. Я считаю, что добывающие компании не хотят рисковать и доверяют зарезку боковых стволов компаниям, выполняющим КРС, так как они имеют гораздо больший опыт работ в данном направлении и у них более низкая стоимость услуг.

Вячеслав Шумаков: Широкому распространению этой технологии препятствует отсутствие качественного российского оборудования, а поскольку предлагаемое зарубежное оборудование дорогостоящее, мы не входим в экономику заказчика. Сказывается также отсутствие оборудования для последующего ремонта скважин в процессе эксплуатации. Напомню критерий КРС: прежде чем что-то спустить в скважину, надо иметь, чем его извлекать.

Василий Архиреев: Препятствует отсутствие знаний, опыта и информации. Безусловно, сказывается стоимость оборудования, которое основная часть сервисников не имеет возможности приобрести, а также стоимость работ. На мой взгляд, необходимо объединение усилий сервисных компаний, о чем уже неоднократно говорил, интегрирование общих знаний и опыта сервисных компаний в данном вопросе. Необходимо также заинтересованность заказчиков во внедрении таких технологий, их желание совместно с сервисными компаниями нести ответственность за перспективу, первоначально влекущую значительные затраты.

Ваш прогноз развития колтюбинговых технологий в России и СНГ на ближайшие 5–10 лет.

Николай Рахимов: В ближайшие годы будет наблюдаться постепенный переход на универсальные установки типа М30, позволяющие работать практически в любых скважинах глубиной до 5000 м и с давлением до 70 МПа.

Будут активно внедряться колтюбинговые установки с ГНКТ двух- и трехствольного исполнений. Наличие кабеля и одного или двух промывочных каналов позволят производить контролируемые дистанционно в режиме онлайн уникальные технологические операции в скважинах, улучшить и ускорить геофизические исследования горизонтальных стволов. ►

Развивается практика применения оптоволоконного кабеля и геофизического кабеля малого диаметра в гибких трубах, позволяющие производить весь спектр операций при использовании гибкой трубы с заправленным кабелем вплоть до сброса шаров.

There is a practice of using fiber-optic cable and small-diameter logging cable in coiled tubes that allow performing the whole range of operations up to ball dropping.

Russian equipment and, since foreign equipment is expensive, we are not able to meet clients' cost requirements. Another factor is the lack of equipment for subsequent well workover to be done in the process of operation. I would like to remind you the rule of workover operation: before running something into the well one should have a tool to retrieve it.

Vasily Arkhireyev: I think this is the lack of knowledge, experience and information. Another important factor is the price of equipment that the majority of service companies cannot afford, as well as the cost of works. To my mind, it is necessary to join the efforts of service companies, as I have already mentioned many times. It is necessary to integrate knowledge and experience of service companies. Clients should also be interested in introduction of such kind of technologies and should be willing to bear responsibility (alongside with service companies) for future benefits of such technologies, which entail considerable costs at the initial stage.

Актуальным будет использование ГНКТ с оптоволоконным кабелем, но стоимость данных технологий сегодня весьма высока.

It would be good to use CT with fiber-optical cable but such technologies are quite expensive.

What are your projections about further development of coiled tubing technologies in Russia and CIS in the upcoming 5–10 years?

Nikolai Rakhimov: In the coming years we will observe the conversion to multi-purpose units, like M30, that are able to operate in almost all kinds of wells as deep as 5,000 meters and with pressures of up to 70 MPa.

I think double- and triple-hole design coiled tube will be actively introduced. Availability of cable and of one or two flushing ports will allow performing remotely-controlled unique operations in wells, improving and expediting logging operations in horizontal wellbores. ►

Рубин Ахметшин: В связи с бурным ростом бурения горизонтальных, многоствольных скважин получают развитие такие технологии, как ГПП при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, кислотный гидроразрыв пласта, исследование горизонтальных скважин, стимуляция и изоляция вод в горизонтальных скважинах.

Станислав Заграничный: Как мы уже говорили, сегмент колтюбинга напрямую связан с сегментом ГРП, а также ростом горизонтального бурения. С усложнением систем заканчивания горизонтальных скважин будет расти потребность в новых «интеллектуальных» методах проведения ремонтов, а значит, и применении колтюбинга на различных этапах строительства и освоения скважин. Также сильный толчок развитию новых технологий может придать освоение нетрадиционных залежей нефти и газа и в ближайшей перспективе, прежде всего баженовской свиты. В этом смысле не вызывает сомнений, что рынок колтюбинга будет развиваться по примеру Канады и США, который предполагает рост горизонтального бурения и повсеместного использования технологий колтюбинга, появление большого числа отечественных сервисных компаний, повышение конкуренции, а соответственно, качества выполняемых работ. Также можно предположить дальнейшее усложнение выполняемых операций, что связано с усложнением производственных задач в целом по отрасли – это и бурение многозбойных скважин, и усложнение типов заканчивания горизонтальных скважин, и вскрытие пластов на депрессии. Вероятна интеграция колтюбинга с технологиями гидродинамических исследований и каротажа с получением данных в режиме реального времени во время проведения цикла операций (таких как обработка призабойной зоны пласта с немедленным вызовом притока и регистрацией всех необходимых параметров в реальном времени). Как было отмечено, такие технологии уже активно внедряются рядом компаний, поэтому можно ожидать расширение их опыта и на других игроков рынка. Однако для качественного скачка необходимо введение единых и понятных условий применения колтюбинга. На наш взгляд, назрела потребность создания и внедрения единого технического регламента по колтюбингу, который будет, во-первых, основываться на зарубежном опыте и существующих в отрасли стандартах и, во-вторых, на сложившейся технической и правовой базе в РФ. Технический регламент должен будет определить правила и условия применения оборудования и технологий колтюбинга, требования к квалификации персонала, а также выступить стандартом для нефтяных и сервисных компаний, создавая единые условия качественного сервиса на всей территории РФ. Безусловно, единое правовое

Уже применяется раздельная эксплуатация пластов и востребованы работы в малых диаметрах.

Dual completions and operations through smaller diameters are already in place and are quite demanded.

Rubin Akhmetshin: Due to the boost of horizontal and multilateral well drilling, I project the development of the following technologies: sand jet perforation during multi-stage hydraulic fracturing; drilling out multi-stage fracturing ports; acid fracturing; horizontal well surveying; stimulation and water shutoff in horizontal wellbores.

Stanislav Zagranichny: As we have already mentioned, coiled tubing segment is directly related to the segment of hydraulic fracturing and to the boost of horizontal drilling. As horizontal well completion systems become more and more complicated, there will be increased demand for “smart” workover techniques, i.e. increased demand for coiled tubing application at different stages of well construction and completion. Development of non-conventional oil and gas deposits (primarily the Bazhenov formation in the short term) may also give a good impetus to the development of modern technologies. In this respect there is no doubt that the coiled tubing market will be developing like in the USA and Canada, i.e. boost of horizontal drilling and common use of coiled tubing technologies, emergence of great number of domestic service companies, increased competition and, consequently, improvement of the quality of services. I also suppose that there will be further complication of jobs; this will be due to the complication of production objectives and tasks in the whole sector – drilling multilateral wells, more complex types of horizontal wellbore completions, underbalanced drilling-in. It is quite possible that coiled tubing will get integrated with hydrodynamic research and logging technologies with the possibility of online data transmission in the course of operations cycle (for example, bottomhole formation zone treatment with immediate well stimulation and recording of all the necessary parameters in real time). As mentioned earlier, such kind of technologies have already been introduced by a number of companies, that is why one can expect replication of this experience among other players in this market. However, for a quantum leap it is necessary to introduce uniform and clear rules of coiled tubing application. We believe that it is necessary to establish and introduce a uniform technical regulation for coiled tubing. On the one hand this technical regulation will be based on international experience and existing standards in the sector, on the other hand it will fit into the established technical and legal framework of the Russian Federation. Technical regulation is to determine rules and conditions of coiled tubing equipment and technologies application, personnel qualification requirements. This regulation

пространство на сервисном рынке облегчит применение как стандартных технологий колтюбинга, так и внедрение новых разработок.

Николай Демяненко: Уже сейчас развивается практика применения оптоволоконного кабеля (технология ACTive компании «Шлюмберге») и геофизического кабеля малого диаметра (технология IntelleCT компании EWS) в гибких трубах, позволяющая производить весь спектр операций при использовании гибкой трубы с заправленным кабелем вплоть до сброса шаров. Описанные технологии позволяют при проведении работ с колтюбингом получать данные о забойных параметрах в режиме реального времени. В среднесрочной перспективе данные технологии получат широкое распространение.

Александр Новичков: Сейчас очень широко применяются такие технологии, как многостадийный ГРП и работы по геофизическим исследованиям, так как увеличилось число горизонтальных скважин. В ближайшее время, я считаю, технология по бурению через ГНКТ выйдет на новый уровень и будет востребована. Также в связи с увеличением длины горизонтального участка скважин возникнет осложнение с доходом ГИС, и для облегчения ГНКТ актуальным будет использование ГНКТ с оптоволоконным кабелем, но стоимость данных технологий сегодня весьма высока. Снижение обводненности скважин с использованием водоизоляционных работ также должно быть актуально и исследовано. Увеличение прочностных характеристик ГНКТ и появление новых технологий дадут возможность проводить ГРП через ГНКТ при ее меньшем износе.

Вячеслав Шумаков: Развитие колтюбинговых технологий не стоит на месте. Подняв архивы журнала «Время колтюбинга», вы увидите прогресс: описания технологий раньше печатались на 40 страницах, а сегодня на 70 страницах. Колтюбинговые технологии востребованы на рынке нефтесервиса, и технологии будут развиваться, обгоняя технологии традиционного капитального ремонта скважин. В данный момент уже применяется раздельная эксплуатация пластов и востребованы работы в малых диаметрах.

Василий Архиреев: Перспективы у колтюбинговых технологий, безусловно, хорошие. Колтюбинг займет свое определенное и достойное место, и в дальнейшем все большая часть сервисных внутрискважинных работ будет выполняться исключительно с применением гибкой трубы. ☉

Материалы подготовлены к публикации аналитической группой журнала «Время колтюбинга»

В дальнейшем все большая часть сервисных внутрискважинных работ будет выполняться исключительно с применением гибкой трубы.

The majority of well interventions will be done only with the use of coiled tubing.

should become a standard for producing and service companies, creating equal conditions for provision of high-quality services on the whole territory of Russia. Of course, uniform legal environment in the services market will make it much easier to use conventional CT technologies and to introduce new developments.

Nikolai Demianenko: Even now there is a practice of using fiber-optic cable (ACTive technology of Schlumberger) and small-diameter logging cable (IntelleCT technology of EWS) in coiled tubes that allow performing the whole range of operations up to ball dropping. Thanks to the abovementioned technologies it is possible to receive information on bottomhole parameters in real time. In the mid-term such technologies will become a frequent practice.

Alexander Novichkov: Due to increase in the number of horizontal wells, there is a wide application of multi-stage hydraulic fracturing and well logging. I think that in the near future CT drilling will move to a new level and will become highly demanded. Due to extension of the horizontal wellbore lengths, there are problems related to reaching the end of the wellbore during logging operations. In order to resolve this problem it would be good to use CT with fiber-optical cable but such technologies are quite expensive. Water shutoff technologies and squeeze jobs should also be relevant and need additional examination. Improvement of CT strength properties and emergence of new technologies will allow performing CT-conveyed hydraulic fracturing with lower degree of tube wear and tear.

Vyacheslav Shumakov: Coiled tubing technologies continue to develop. If you have a look at the older issues of Coiled Tubing Times journal, you will see the progress: previously technology description fit into 40 pages, and now it takes 70 pages. Coiled tubing technologies are demanded in the oil services market and the technologies will develop further on and will outrun the development of conventional well workover techniques. At present dual completions and operations through smaller diameters are already in place and are quite demanded.

Vasily Arkhireyev: Certainly, coiled tubing technologies have good prospects for further development. Coiled tubing will take its descent place in the market and the majority of well interventions will be done only with the use of coiled tubing. ☉

This publication has been prepared by the Analytical Group of Coiled Tubing Times Journal

23 декабря 2013 года Комитет по энергетике Государственной Думы РФ провел круглый стол «О состоянии и мерах государственной поддержки отечественного нефтегазосервисного сектора». В обсуждении приняли участие депутаты Государственной Думы, представители федеральных органов власти, нефтегазового комплекса, вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, отраслевых научных институтов и др.

Открывая дискуссию, председатель Комитета по энергетике Иван Грачев заявил: «...Россия есть и будет энергетической сверхдержавой». По его оценке, объем рынка нефтегазосервисных контрактов в стране составляет порядка 30 млрд долларов в год, «но достаются они не нашим компаниям». Среди недостатков И. Грачев назвал плохую систему преференций для отечественных компаний, слабую систему госзаказа и сделал акцент на рекомендациях, где «развернуто представлены пути решения» вышеназванных проблем.

Дискуссию поддержал первый заместитель председателя Комитета по энергетике Василий

Российский нефтегазовый сервис получит государственную поддержку

Russian Gas and Oilfield Service Sector to Receive State Support

On December 23, 2013, the Energy Committee of the State Duma held a round table on the situation and efforts related to the state support provided to the country's gas and oilfield service sector. Members of the State Duma, representatives of federal authorities, the gas and oilfield service sector, vertically integrated oil and gas companies, sectoral research institutes and others participated in the discussion.

Opening the discussion Ivan Grachev, chair of the Committee, said, "...Russia is and will be an energy superpower." He estimates that the amount of contracts in gas and oilfield service market in the country equals to approximately 30 billion dollars per year, "but they don't go to our companies." Among weaknesses Mr. Grachev mentioned poor system of preferences for domestic companies and poor system of public procurement and underlined the recommendations which provide "detailed solutions" to the above problems.

The discussion was supported by Vasily Tarasiuk, the first deputy chair of the Energy Committee, who said that "to produce one ton of oil a lot of equipment and knowledge is required." According to him, "in Soviet times the gas and oilfield service sector successfully delivered 600 million tons of oil per year."

In recent years the Russian gas and oilfield service sector underwent considerable changes, i.e. most vertically integrated gas and oilfield service companies moved out their service assets. In the competitive environment a great number of Russian oilfield service companies entered the market under unfavorable conditions which led to



Участники круглого стола – генеральный директор ООО «Пакер Сервис» А.М. Овсянкин (слева) и коммерческий директор ООО «Техностройлизинг» Р.Я. Изгилов

Participants of the round table – A.M. Ovsyakin (left), general manager of Packer Service LLC, and R.Y. Igilov, commercial manager of Tekhnostroylizing

Объем рынка нефтегазосервисных контрактов в стране составляет порядка 30 млрд долларов в год.

The amount of contracts in gas and oilfield service market in the country equals to approximately 30 billion dollars per year.



*Идет заседание
Meeting in progress*

Тарасюк, заявивший, что «для добычи одной тонны нефти нужно большое количество оборудования и знаний». По его словам, «в советское время нефтегазовый сервис успешно справлялся с 600 млн тонн нефти в год».

В последние годы российский нефтегазовый сервис претерпел значительные изменения: большинство вертикально интегрированных нефтегазовых компаний вывели сервисные активы из своих структур. В условиях конкурентной среды большое число российских сервисных компаний вошло в рыночные отношения при неблагоприятных условиях, поэтому значительные объемы заказов достались иностранным компаниям, пользующимся финансовой поддержкой своих государств для продвижения услуг и оборудования на российском рынке.

По словам В. Тарасюка, «только несколько российских компаний не пошли на уловки западных компаний», среди них: «Газпром нефть», «Татнефть» и «Сургутнефтегаз». На Каспии и Сахалине «доминируют Schlumberger, Halliburton и др., а не российские сервисные компании, — подчеркнул депутат, считающий, что «Минэнерго и Минпромторг России отстранились от развития отечественного нефтегазового сервиса». В заключение В. Тарасюк призвал участников круглого стола поддержать идею губернатора ХМАО Натальи Комаровой о создании государственной нефтесервисной корпорации.

Участники круглого стола также отметили, что вступление России в ВТО, стимулирующее ввоз в страну дорогостоящего сервисного оборудования и технологий, недоступных большинству малых и средних российских сервисных компаний, и дорогие кредиты не позволяют в необходимом объеме реализовывать программы по модернизации ни сервисным компаниям, ни отечественному машиностроению. Следствием этого стало сокращение доли российского участия в национальном нефтесервисном рынке, снижение количества заказов на

significant contracts being awarded to foreign companies who received financial support from their states to promote services and equipment in the Russian market.

According to Mr. Tarasiuk, “only a few Russian companies did not resort to tricks used by western companies” and among them are Gazpromneft, Tatneft and Surgutneftgaz. The Caspian and Sakhalin regions are “dominated by Schlumberger, Halliburton, etc., and not Russian oilfield service companies,” said the deputy in whose opinion “the Ministry of Energy and the Ministry of Industry and Trade pulled away from the development of domestic oil and gas field service.” In conclusion Mr. Tarasiuk urged the participants of the round table to support the idea of the Governor of Khanty–Mansi Autonomous Okrug Natalia Komarova concerning the creation of the State Oilfield Service Corporation.

The participants of the round table also noted that Russia's accession to the WTO which promotes the importation of expensive oilfield service equipment and technologies inaccessible to most Russian small and medium service companies and expensive loans do not allow adequately implementing modernization programs either by oilfield service companies or the domestic machine building industry. This led to the reduction of the Russian companies' share in the domestic oilfield service market, decrease in the number of procurement contracts awarded to Russian machine building companies and dismissal of many Russian highly-skilled workers.

The topic of professional training in the industry was carried on by Svetlana Zhulina, Director of the Department for Supervision of Gas and Oilfield Service Facilities, Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision, who stated that “the number of accidents in Russia rises with the increase of the number of oilfield service organizations.” Thus, the reason behind 62% of accidents lies in mistakes made by personnel during drilling and workover; 7% are mistakes made by staff during maintenance operations, and 31% result from equipment tear and wear.

At present, the Russian Federation has 10'409 hazardous oil and gas production and exploration facilities. The activity of mineral developers is regulated by over twenty ministries and agencies. Ms. Zhulina urged “ministries to show more

продукцию отечественного машиностроения для нефтесервиса и ликвидация значительного количества высококвалифицированных рабочих мест.

Тему профессиональной подготовки в отрасли продолжила в своем выступлении начальник Управления по надзору за объектами нефтегазового комплекса Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Светлана Жулина, заявившая, что «количество аварий в России растет с ростом числа нефтесервисных организаций». Так, причиной аварий в 62% случаев являются ошибки персонала при бурении и капитальном ремонте скважин, 7% – ошибки персонала при производстве ремонтных работ, 31% – из-за износа оборудования.

В настоящее время в Российской Федерации 10 409 опасных производственных объектов нефтегазодобычи, поиска и разведки месторождений нефти и газа. Деятельность недропользователей регулируют более двадцати министерств и ведомств. С. Жулина предложила «министерствам активнее заниматься нормативно-правовым регулированием, а нефтесервисному рынку – объединиться и выйти с толковыми предложениями в правительство».

Дополнительно усложняет работу поставщиков на российском рынке его фактическая информационная закрытость, считают многие участники обсуждения. Так, отсутствуют регулярно обновляемые данные о парках основного технологического оборудования, его состоянии и степени использования. Отсутствуют и сведения об объеме и структуре зарубежных поставок нефтесервисного оборудования, о перспективах отрасли, динамике ее основных показателей, объемах сервисных работ в среднесрочной перспективе.

Среди основных трудностей, с которыми сталкиваются сервисные компании, называют не отвечающую рыночным условиям стоимость работ, отсутствие авансовой предоплаты работ, несоблюдение равных тендерных условий и др.

Роль государства участники круглого стола видят в первую очередь в создании условий для трансфера передовых технологий российским компаниям, в стимулировании развития отечественных сервисных компаний, в мониторинге ситуации на рынке нефтесервиса, совершенствовании нормативно-правовой базы взаимодействия крупных компаний – потребителей услуг с поставщиками сервисных услуг.

В ходе обсуждения был выработан перечень рекомендаций Правительству Российской Федерации, профильным министерствам и ведомствам, а также нефтегазовым компаниям с государственным участием. ☉

По материалам портала www.duma.gov.ru

Усложняет работу поставщиков на российском рынке его фактическая информационная закрытость.

What makes the work of Russian suppliers even more difficult is the limited access to information.

active involvement in control regulation and the oilfield service market to unite and come forward with rational proposals to the government.”

In the opinion of many participants, what makes the work of Russian suppliers even more difficult is the limited access to information. There is lack of regularly updated data on the main technological equipment, its condition and degree of utilization. Also, there are no data about the scale and structure of foreign supplies of oilfield service

Роль государства участники круглого стола видят в создании условий для трансфера передовых технологий российским компаниям, в стимулировании развития отечественных сервисных компаний, в мониторинге ситуации на рынке нефтесервиса, совершенствовании нормативно-правовой базы взаимодействия крупных компаний – потребителей услуг с поставщиками сервисных услуг.

In the opinion of the participants, the role of the state lies in ensuring the necessary conditions for the transfer of cutting-edge technologies to Russian companies, promoting the development of national oilfield service companies, monitoring the situation in the oilfield service market, improving the legal framework regulating the interaction between major consumer companies with service suppliers.

equipment, perspectives in the industry, the dynamics of its main indicators, and the volume of oilfield service operations in the mid-term.

Among main challenges faced by oilfield service companies are the inconsistency of the cost of work with the market environment, lack of advance payments, failure to provide equal bidding opportunities, etc.

In the opinion of the participants, the role of the state lies, first of all, in ensuring the necessary conditions for the transfer of cutting-edge technologies to Russian companies, promoting the development of national oilfield service companies, monitoring the situation in the oilfield service market, improving the legal framework regulating the interaction between major consumer companies with service suppliers.

The discussion produced a list of recommendations to the Government of the Russian Federation, relevant ministries and agencies and oilfield service companies with public ownership. ☉

Based on the materials from www.duma.gov.ru

Transformation of the Natural Gas Regional Markets under the Influence of the Crisis Processes

Y.P. STUKONOG, *Kiev Institute of International Relations at T.G. Shevchenko Kiev National University*

The global financial crisis was the catalyst for radical changes in the global energy sector. Although directly on the natural gas volume crisis processes had almost no effect (slight decrease was observed in 2009, but in 2010 the dynamics of this indicator was positive), and energy in general in the infrastructure segment was more resilient to crisis than other branches of production infrastructure, the regional markets natural undergone significant transformation caused as negative effects of the global financial crisis and objective factors of world power (eco-friendliness of natural gas, economic growth in developing countries, technology development and progressive growth of unconventional gas etc). Among the major transformations should be noted the following:

- The overall improvement of the natural gas in the global energy market;
- the Reduction of natural gas consumption. In particular, we are talking about energy strategy changes towards improving energy efficiency (use of so-called smart-technologies) and the formation of energy self-sufficiency (through the use of unconventional hydrocarbon resources, the development of renewable energy sources, etc.). On the other hand, the rate of energy consumption in the world remain high, there is a gradual change in its regional proportions and steady increase of natural gas under the influence of environmental factors in developing countries - China, India, Brazil;
- Changing relationship between consumers and producers (including strengthening the role of suppliers), increased competition for limited energy resources, including - natural gas;
- investment Problems of the energy sector development.
- Strengthening political risks (including - transit). In this context, significant is the fact that more than half (56%) of the world's natural gas reserves are concentrated in the bowels of three countries - the Russian Federation(47.8 bln.m3), Iran (26.8 bln. m3) and Qatar (25.8 bln. m3) which have problems with the functioning of democratic institutions, characterized by religious, ethnic, territorial problems, etc;
- Partial redistribution of natural gas markets due to the factor of shale gas. If the technology of its production has been improved, the effect of this factor will increase, and then the regional natural gas markets expect significant changes. Today there is an opinion among experts that companies that extract shale gas, deliberately underestimate the cost of data to win the competition with the traditional gas. In reality, its cost may be higher than expected. However, due to these factors US can be transformed the by 2020 from the largest natural gas importer to a net exporter. Gas, which was originally designed for the US market comes to Europe in the form of LNG. World overproduction allow Europe to diversify gas imports, reduce the cost of purchase and transport, and reduce the degree of dominance of long-term contracts. In addition, the production of its own shale gas has the potential to slow the decline in gas production in Europe.

It is significant that the EU measures to improve energy efficiency of the economy and reduction of natural gas consumption have already given the results.

Thus, in 1999 - 2005 gas consumption in the EU increased from 428.8 to 493.6 bln.m3 (15%), in 2006 - 2008 - stabilized at 480-490 bln. m3. In 2009, due to the economic crisis in the EU gas consumption has returned to the 2001 level and in general in Europe consumed about 515 bln.m3 of gas, which is 6% less than in 2008. Recovering demand for gas was only in 2012 - 2013's., And further provides for its gradual reduction - up to 370 bln.m3 in 2020 and 350 bil.m3 - in 2030.

Growing of energy demand combined with the exhaustion of domestic reserves of the Old World cause its dependence on energy imports. The main issues in the energy balance of European countries occupy hydrocarbons - natural gas and oil. That's why EU implements a systematic policy of sources and routes of hydrocarbons supply diversification (primarily gas), reducing dependence. Thus, in 2008.

The European Commission has proposed a "EU Plan on energy security and solidarity actions" which involves five issues of energy security, including the prominence given to the energy supplies diversification. The four other areas:

- Improving external energy relations;
- Creation of oil (petroleum), gas and crisis resolution mechanisms;
- Increasing energy efficiency;
- Maximum use of its own resources.

The EU began actively forming a single infrastructure space in the energy sector. It is about creating connected power supply networks (yet regional, and later, perhaps, in the whole Union) of pipelines and infrastructure development. A special role was given to financing projects in the gas industry, namely:

- The pipelines system to connect the main sources of gas supplies and consumers, including pipeline transportation of natural gas route Russia - EU via Poland and Germany, construction of new pipelines and increase the capacity of European networks;
 - Construction of new pipelines, including natural gas pipelines: Turkey - Greece, Greece - Italy, Turkey - Austria, and Greece - Austria(via the western Balkans);
 - supply Diversification and points of LNG terminals including connections with the network of gas;
 - Increasing capacity in particular countries and the construction of the first storage in other countries (Portugal, Greece, Lithuania).Unlike electricity, which the EU is mostly confined to their partners in the Union, projects in the gas sector focused on foreign countries, including the three main areas - the Caspian and Mediterranean regions and Russia.
- As to the North America regional natural gas market the global financial crisis affected it the less. This is due to the fact that the leading country in the region - the United States - made a bet on shale gas. Thus, already in 2009 in the US shale gas extracted 14% of the total combustible gas. Despite falling consumption, total gas production increased by 3.7% to 624 bln.m3,with the serious fall of "regular" gas production. Thus, the United States for the first time in decades in terms of production beat the Russian Federation. Some researchers have called the situation "a quiet revolution" or "shale revolution" as additional gas supplies and the US approach of gas sustainability caused a glut of global gas market and price reduction. In general, it should be noted that competition for energy resources in the twentieth century is one of the most important factors in the international economy and politics. Thus, the production control, price levels, capacities and areas of export routes lead to the viability of regional and global alliances and relationships between consumers and producers of energy resources is an important factor in the modern world.

**ХII МОСКОВСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**



**XII MOSCOW
INTERNATIONAL
ENERGY
FORUM**

ТАЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

**21 - 23 АПРЕЛЯ 2014 г.
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР**

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

**10 МЕЖДУНАРОДНЫХ
КОНФЕРЕНЦИЙ**

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА**

3000 УЧАСТНИКОВ

**120 УНИКАЛЬНЫХ
ДОКЛАДОВ**

**2500 МЕТРОВ
ЭКСПОЗИЦИИ**

**Институциональные условия и стратегические меры
повышения конкурентоспособности российского ТЭК**



РЕГИСТРАЦИЯ:

**119019, Москва, а/я 76
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18
info@mief-tek.com**

www.mief-tek.com

14+

ОРГАНИЗАТОРЫ

**Комитет Совета Федерации
по экономической политике**

**Комитет Государственной Думы
по энергетике**

**Министерство энергетики
Российской Федерации**

**Министерство иностранных дел
Российской Федерации**

Consolidated

Services®

РЕМОНТ И ОЧИСТКА НКТ



Consolidated Services увеличивает производственные мощности комплекса по ремонту НКТ.

Комплекс по ремонту НКТ **Consolidated Services** является уникальным в нефтесервисной отрасли, он оснащен самым современным автоматизированным оборудованием, приборами контроля и дефектоскопии.



Дефектоскопия

Высочайшая точность и
производительность.
100% определение группы прочности.



Гидроиспытание

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



Мойка

Очистка внутренней поверхности
трубы с забитостью до 80%.

Ванкорское нефтяное месторождение уникально по структуре запасов и геологическим характеристикам, а значит, ставит перед разработчиками сложные в техническом и технологическом отношении задачи, требующие нестандартных подходов, применения принципиально нового оборудования, активного внедрения инновационных технологий.

Свои услуги по ГНКТ на Ванкорском месторождении предоставляет Красноярский филиал ЗАО «БВТ-Восток», сервисная компания, на базе имеющегося накопленного опыта и потенциала успешно применяющая передовые технологии и подходы. Заказчиком является ЗАО «Ванкорнефть» – одно из ведущих добывающих предприятий России, политика которого направлена на неуклонное внедрение отраслевых инноваций, а значит, на привлечение сервисных компаний, способных оказывать высокотехнологичные услуги отличного качества.

Компания ЗАО «БВТ-Восток», прекрасно оснащенная технически, имеющая в своем арсенале эффективные технологии и методы, укомплектованная штатом высококлассных специалистов, полностью соответствует строгим требованиям взыскательного заказчика.

Использование ГНКТ при многостадийном ГРП

При производстве работ по проведению многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГРП) в 2013 году на трех горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения компании «БВТ-Восток» была поставлена задача по промывке участков перфораций с последующим фрезерованием посадочных седел после окончания проведения всех стадий ГРП. Средняя глубина текущего забоя на скважинах составила 4357 м, количество портов для разбуривания на ГНКТ – 5 штук различного диаметра. В таблице 1 приведена информация по одной из скважин с данными по расположению посадочных седел.

Таблица 1 – Данные расположения посадочных седел на скважине

№	Н порта, м	ø седла, мм	ø шара, мм
1	4619,72	44,96	48,03
2	4510,61	48,77	51,82
3	4290,02	52,32	55,63
4	4019,93	56,13	59,18
5	3890,03	59,94	62,99

При производстве ГРП на данной скважине не активировался второй порт Single Shot. Было принято решение произвести проверку посадки шара с использованием ГНКТ. Сложность операции заключалась в том, что

КОЛТЮБИНГ – ОТ ИННОВАЦИИ ДО ПОВСЕДНЕВНОСТИ COILED TUBING – from Innovation to Day-to-Day Usage

А. НОВИЧКОВ, А. ОВЧАРОВ, Р. ГИЛЬМАНОВ, ЗАО «БВТ-Восток»
A. NOVICHKOV, A. OVCHAROV, R. GILMANOV, BVT-Vostok

Vankor oilfield is a unique one in terms of geology and structure of reserves; so, when developing this oilfield reservoir engineers face challenging tasks that require unconventional approaches, application of brand new equipment and active introduction of innovative technologies.

Coiled tubing (CT) services at Vankor oilfield are provided by Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok – a service company that successfully applies cutting-edge technologies and approaches using its great experience and capacity. Vankorneft Company is the client. This is one of the leading oil producing companies in Russia that is aimed at continuous introduction of innovative technologies; it also means contracting service companies that are able to provide high-tech services to the highest quality standards.

Being well equipped, possessing efficient technologies and employing highly-skilled personnel BVT-Vostok fully meets the rigid requirements of its client.

CT usage during multi-stage hydraulic fracturing

In 2013 during multi-stage hydraulic fracturing operations at three horizontal wells of Vankor oil field BVT-Vostok had a task to flush perforation intervals and mill all the seats after completion of all the fracking stages. Average current depth of the wells was 4,357 meters; number of ports to be drilled out with CT – 5 ports of varying diameters. Table 1 shows information for one of the wells, including data on the location of seats.

Table 1 – Seats location data

№	H of port, m	Seat ø, mm	Ball ø, mm
1	4,619.72	44.96	48.03
2	4,510.61	48.77	51.82
3	4,290.02	52.32	55.63
4	4,019.93	56.13	59.18
5	3,890.03	59.94	62.99

после проведения ГРП не было уверенности в отсутствии песка в горизонтальном участке ствола скважины, где минимальный проходной диаметр на порту № 3 составлял 52,32 мм. С учетом невозможности использования ГНКТ диаметром 38 мм из-за глубины залегания и траектории скважины использование ГНКТ диаметром 44,45 мм увеличивало риски, связанные с этой операцией. На данной скважине при производстве ГРП не удалось активировать два порта № 2 и № 3. Благодаря грамотным действиям коллектива компании, удалось произвести активацию порта № 3 на Н = 4290 м. Аналогично и на другой из скважин скважине после проведения ГРП не активировался порт № 1, расположенный на Н = 3951 м. Произвести его активацию с применением ГНКТ не удалось. Был произведен запуск шара на следующий порт с его сопровождением, по аналогии с предыдущей скважиной. При сопровождении шара возникла сложность прохождения циркуляционных портов в связи с отсутствием приемистости и наличием горизонтально участка. Активация порта № 2 в результате произведенных работ прошла успешно.

Первые работы по фрезерованию производились на скважине, в которую были спущены насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 89 мм. Компоновка низа колонны (КНК) для фрезерования была представлена луночным коннектором, забойным двигателем марки Д-54РС и торцевой вогнутой фрезой наружным диаметром 68,85 мм. Фрезерование с последующей промывкой открытых интервалов было сильно осложнено наличием поглощения в пласт, что привело к фрезерованию порта № 4 и № 3 при поглощении. При проведении промывки после фрезерования 3-го порта и отсутствия должной циркуляции на устье скважины были получены неоднократные затяжки на разных участках спуска ГНКТ. Было принято решение произвести спуск с фрезой для повторной проработки проблемных участков, до глубины порта № 2 3790 м с его последующим фрезерованием. При повторной проработке интервала фрезерования порта № 4 была получена жесткая посадка инструмента на глубине 3500 м. После ликвидации прихвата работы на этой скважине были прекращены в связи с серьезными рисками получения аварии из-за наличия остатков фрезерования.

С учетом полученного опыта работ на предыдущей скважине было принято решение проводить работы и на следующих скважинах с заменой подвески НКТ с 89 мм на 102 мм, для спуска КНК с овалообразной фрезой диаметром 76 мм. Данные изменения принесли ожидаемый результат, и работы были выполнены в полном объеме на всех портах, несмотря на то, что осложнились поглощением жидкости промывки в пласт. Таким образом, применение винтового забойного двигателя Д-54РС в связке с фрезой

During fracking operation at this well the second “Single Shot” port did not activate. It was decided to run CT to check the ball. The main challenge of the job was the following: after fracturing engineers were not sure that there is no sand in the horizontal section of the well, where the minimum ID at port No.3 was 52.32 mm. Taking into account the impossibility of using a 38-mm coiled tube due to well depth and its trajectory, the use of 44.45-mm coiled tube increased the risks pertaining to this job. When performing hydraulic fracturing at this well, port No.2 and port No.3 did not activate. The Company’s competent specialists managed to activate port No.3 at the depth of 4,290 m. Similarly, at another well after fracking operation port No.1 at the depth of 3,951 m did not activate. Specialists failed to activate the port with the use of CT. They launched a ball to the next port and tried to follow the ball like in the previous case. When following the ball the team encountered difficulties in running through circulation ports due to the fact that it was a horizontal section and there was lack of injection capacity of the well. As a result of the works port No.2 was successfully activated.

First milling works started at the well with 89-mm tubing in the wellbore. Milling bottom-hole assembly (BHA) consisted of alveolar connector, D-54RS down-hole motor and concave junk mill 68.85 mm OD. Milling operation with subsequent flushing was very much complicated by lost fluid circulation what led to milling port No.4 and port No.3 under the conditions of lost circulation. When flushing the wellbore after milling port No.3 under the conditions of no proper fluid circulation at the well head the team experienced multiple tight pulls of CT tool at different intervals. It was decided to run CT with the mill in order to redo the problematic intervals down to port No.2 located at the depth of 3,790 m with subsequent milling of this port. When performing the repeated milling of port No.4 interval the tool stuck at the depth of 3,500 m. After releasing the tool it was decided to stop all the works at this well because of high accident risk due to remaining milling debris in the wellbore.

Taking into account this experience, for other wells a decision was made to replace 89-mm coiled tube with 102-mm coiled tube to run BHA with oval-shaped 76-mm mill. Such changes yielded expected results: operations at all the three ports were successfully completed, despite the fact of being complicated by lost circulation of flushing fluid. Therefore, the use of D-54RS down-hole screw motor together with a larger mill produced according to the drawings of engineers from BVT-Vostok’s Krasnoyarsk branch allowed completing a task set by the client: flushing perforation intervals with subsequent milling of seats after completion of all the fracking stages.

CT-conveyed logging

One of the main services provided by BVT-Vostok is CT-conveyed well logging. BVT-Vostok together

увеличенного диаметра, изготовленной по чертежам инженеров Красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток», позволило полностью выполнить поставленную заказчиком задачу по промывке участков перфораций с последующим фрезерованием посадочных седел после окончания проведения всех стадий ГРП.

Геофизические исследования скважин с применением ГНКТ

Одним из основных направлений предоставляемых компанией ЗАО «БВТ-Восток» сервисных услуг является проведение геофизического исследования скважин с использованием ГНКТ. За период с 2012 по октябрь 2013 года на Ванкорском нефтегазовом месторождении ЗАО «БВТ-Восток» совместно с геофизическими компаниями проведено 160 таких работ на нефтяных, газовых, скважинах ППД и водозаборных скважинах.

Из значительного количества работ отдельно можно выделить работы с использованием глубинной оптической видеокамеры для визуального контроля и регистрации данных во время спуска и подъема ГНКТ. Первая тестовая водозаборная скважина наглядно продемонстрировала возможности оптической камеры. На рисунке 1 приведен кадр видеосъемки в скважине.

Качественные снимки, имеющие высокую ценность, были получены при обследовании основного ствола скважины. На рисунке 2 приведены некоторые кадры видеосъемки.

Основной проблемой при проведении работ с оптической камерой является подготовка ствола скважины, а именно: замещение всего объема скважины на прозрачную жидкость с минимальным количеством взвеси.

В 2013 году ЗАО «Ванкорнефть» вышло с предложением о проведении совместно с компанией «Шлюмберге» работ по ГИС с использованием нестандартного по своим размерам ($L = 24$ м, $d = 42,7$ мм) прибора для записи данных профиля притока в нефтяных скважинах. Рассмотрев предложение заказчика и оценив все риски и всю сложность как подготовительного этапа, так и непосредственного проведения работ, ЗАО «БВТ-Восток» взялось за проведение данных работ по ГИС.

with logging companies conducted 160 logging operations at oil, gas, injection and water wells at Vankor field from 2012 to October 2013.

Out of all the works and operations performed by the company it is worth noting operations with the use of downhole optical camera to ensure visual monitoring and data recording during CT running and pulling. First test water supply well showed all the capabilities of the optical camera. Figure 1 shows a shot made by the camera in the wellbore.

High-quality images were derived during examination of the main wellbore of well. Figure 2 shows some of the shots.

The main challenge when working with the optical camera is to prepare the wellbore – replace the whole wellbore volume with clear fluid containing minimum suspended solids.

In 2013 Vankorneft Company proposed to

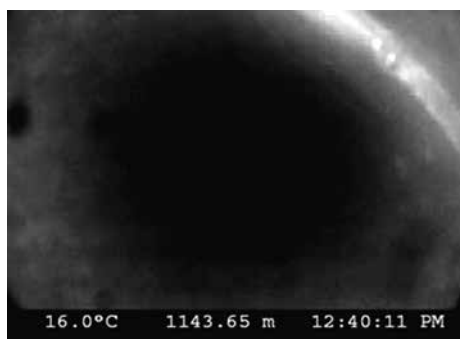


Рисунок 1 – Фрагмент головы хвостовика в скважине 1КВ-8ВЗ

Figure 1 – Fragment of liner head in well 1KV-8V3



Сборка и тестирование камеры перед спуском на поверхность

Assembling and testing the camera before running into the wellbore

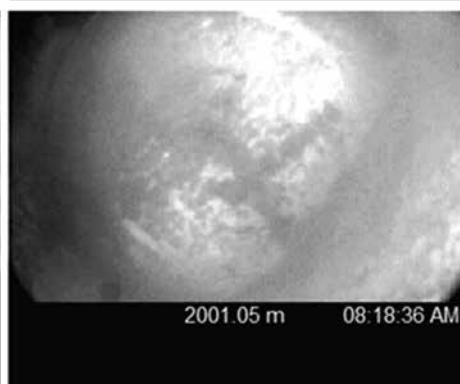
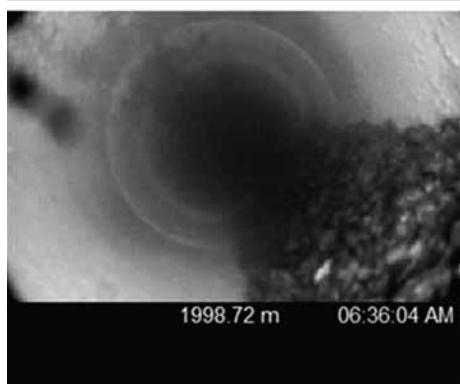
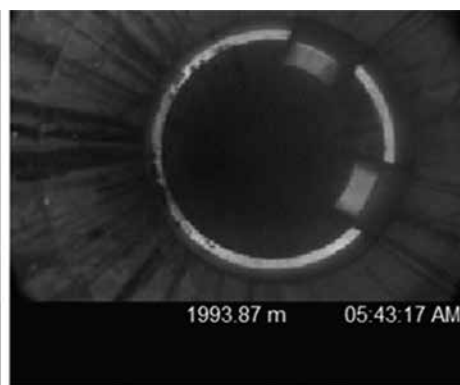
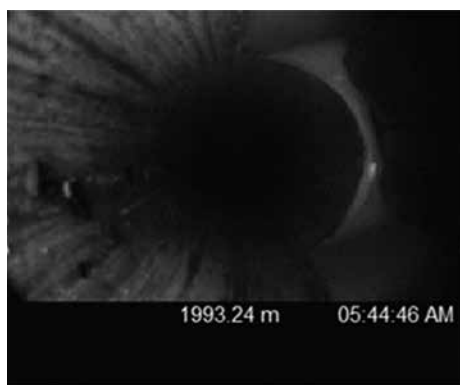


Рисунок 2 – Вход в боковой ствол; посадочное седло отклонителя; голова хвостовика с отложениями; поверхность керамического диска

Figure 2 – Sidetrack entry; whipstock seat; liner head with scales; surface of the ceramic disk

Длина только лубрикаторной секции геофизической головки составила более 26 м. Таким образом, суммарные габариты оборудования с учетом высоты арматуры фонтанной крестовины на Ванкорском месторождении и превентора таковы, что инжектор находился на высоте около 40 м, что примерно равняется высоте типового двенадцатизэтажного панельного дома. Качество всех материалов при таких работах играет огромную роль, так как производство любых работ на такой высоте значительно увеличивает риски.

Фотография с места проведения работ представлена на рисунке 3.

Несмотря на то, что данный прибор является уникальным на территории России, ЗАО «БВТ-Восток» подтвердило свою техническую и профессиональную готовность производить работы с подобным оборудованием на столь высоком уровне.

Компания стремится с опережением наращивать технические возможности и осваивать новые уникальные технологии, что позволяет оперативно выполнять поставленные заказчиком задачи без привлечения сторонних ресурсов. ☉

perform in cooperation with Schlumberger logging operations in oil wells with the use of a non-standard ($L = 24 \text{ m}$, $d = 42.7 \text{ mm}$) tool for recording fluid movement profile. After considering the client's proposal and assessing all the risks and complexity of the preparatory stage and of the operation itself BVT-Vostok decided to take up this job.

Only lubricator section of the logging head was 26 meters long. Thus, taking into account the height of a Christmas tree at Vankor field and the height of BOPs, injector was installed at the height of 40 meters, which roughly equals a standard 12-storey building made of prefabricated concrete panels. Quality of all the materials is critical, since operating at such a height considerably increases the risks.

Photos from the site are shown in Figure 3.

Despite the fact that this is a unique device in Russia, BVT-Vostok has proven its technical and professional capacity for performing works with the use of such equipment.

The company strives to increase its technical capacity and master new unique technologies what allows performing the client's tasks without outsourcing. ☉



Рисунок 3 – Лубрикаторная колонна длиной более 26 м при проведении ГИС

Figure 3 – Lubricator section (more than 26 meters long) during logging operations



ПРОВЕДЕНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

WELL STIMULATION USING COILED TUBING

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, к. т. н., Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н., А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Ю.В. КАРАЧАРОВА, инженер 2-й категории, ООО «ТюменНИИгипрогаз», В.Н. НИКИФОРОВ, д. т. н., генеральный директор ООО «МЕГА»

E.V. PANIKAROVSKY, Ph.D. in Engineering, D.A. KUSTYSHEV, Ph.D. in Engineering, A.V. KUSTYSHEV, Doctor of Engineering, professor, Yu.V. KARACHAROVA, category 2 engineer, LLC "TyumenNIIprogaz", V.N. NIKIFOROV, Doctor of Engineering, Director General of MEGA LLC

На завершающей стадии разработки месторождений в условиях низких пластовых давлений одним из направлений повышения продуктивности скважин является интенсификация притока. Для снижения негативных последствий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) и продуктивный пласт фильтратов различных технологических жидкостей, применяемых при ремонте с помощью подъемных агрегатов, а также с целью ускорения освоения и вывода скважин на проектный режим капитальный ремонт скважин (КРС) следует проводить с помощью колтюрбинговых установок.

При проведении КРС с целью интенсификации притока углеводородов следует разрабатывать новые рецептуры жидкостей и технологии проведения ремонтных работ, причем для успешного проведения КРС рекомендуется разрабатывать технологии индивидуально для каждой скважины.

Использование технологических жидкостей при проведении КРС является частью технологии проведения ремонтных работ, поэтому разработка и внедрение новых технологических жидкостей является одним из главных составляющих успешного проведения ремонта.

При проведении любых ремонтных работ в скважинах используются технологические жидкости, эти жидкости могут отличаться составом, плотностью, могут быть ограничены в применении высокой пластовой температурой. Использование технологических жидкостей, фильтрат которых не вступает во взаимодействие с минералами, составляющими породу ПЗП, является одним из путей снижения отрицательного воздействия последствий КРС.

При проведении КРС на скважинах следует использовать нефилтрующие растворы или технологические жидкости, не приводящие к

Well stimulation is one of the ways to enhance oil recovery at the closing stage of the field development with low formation pressure.

To reduce the adverse effects of stimulation on the bottom-hole formation zone and to reduce the effect on the productive formation caused by fluid filtrates used during hoist unit-based maintenance and to accelerate testing of the well and bringing it on to stable production, well workover should be performed using coiled tubing.

When performing well workover for the purpose of production stimulation it is necessary to develop new compounds and maintenance methods; moreover, to ensure successful well workover it is recommended to develop techniques individually for each well.

The use of fluids during well workover is part of the well workover technology, hence the development and introduction of new fluids is one of the main factors of successful well servicing.

Any well maintenance operations require the use of fluids and those fluids can differ in composition and density and their use can be limited by high formation temperature. Using fluids whose filtrates do not react with the minerals comprising the bottom-hole formation zone is one of the ways to mitigate the adverse consequences of well workover.

Well workover requires the use of non-filterable solutions or fluids which do not impair formation permeability, such as, polymer solutions or hydrocarbon-based solutions [1].

The use of hydrocarbon-based fluids allows avoiding negative consequences, such as swelling of clay minerals, the blocking action of water caused by capillary phenomena in the pores of the reservoir formation, insoluble sediments resulted from contacting with salt water, thickening of the wall layers of the fluid on the grain surface, and corrosion of equipment.

Usually acid treatment involves the use of hydrochloric acid (HCl) or its mixture with

снижению проницаемости пластов, например, такие как полимерные растворы (ПР) или растворы на углеводородной основе (РУО) [1].

При использовании технологических жидкостей на углеводородной основе исключаются негативные моменты, такие как набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями в порах породы-коллектора, образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами, увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы, коррозия оборудования.

Обычно для проведения кислотной обработки используют соляную кислоту (HCl) или ее смесь с плавиковой кислотой (HF), так называемую глинокислоту, которые закачиваются по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и продавливаются в пласт. Негативной стороной данной технологии является то, что вода, входящая в состав кислотного раствора, отрицательно влияет на глиносодержащие минералы породы-коллектора, в результате чего слабосцементированный пласт может начать разрушаться.

В случае использования для кислотной обработки обратной нефтекислотной эмульсии (ОНКЭ) отрицательного влияния воды на глиносодержащие минералы породы-коллектора можно избежать. ОНКЭ представляет собой смесь нефти и кислоты с поверхностно-активным веществом (ПАВ), чаще всего неонолом АФ-9-12, в соотношении фаз нефть/водная фаза – 80/20, получается стойкая к расслоению эмульсия [2].

Для успешного увеличения дебитов скважин следует использовать составы на основе обратной газированной нефтекислотной эмульсии (ОГНКЭ). Эту эмульсию можно приготавливать в пластовых условиях со степенью аэрации от 0,8 до 3,0 с газовой фазой, в качестве которой можно использовать азот, углекислый или природный газ. При обработке ПЗП с использованием ОГНКЭ будет происходить проникновение состава на большую глубину с минимальным повреждением глинистой составляющей цемента породы-коллектора.

В условиях низких давлений для сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта за счет уменьшения его загрязнения и увеличения добычи при проведении КРС следует использовать вместо передвижных подъемных агрегатов с НКТ колтюбинговые установки с гибкой трубой (ГТ). Ремонтные работы с использованием колтюбинговой установки отличаются меньшей продолжительностью и большей эффективностью выполнения КРС, чем при использовании подъемных агрегатов.

hydrofluoric acid (HF), so called mud acid, which are injected via oil-well tubing and squeezed into the formation. The negative side of such technique is that the water contained in the acid solution has an adverse effect on the clay-containing minerals of the reservoir formation as a result of which a slightly cemented formation can start degrading.

Using inverted acid-oil emulsion for acid treatment can help avoid adverse impact of water on the clay-containing minerals in the reservoir formation. Inverted acid-oil emulsion is a mixture of oil and acid with surface-active agents, most often neonol AF-9-12, with oil/water phase ratio equal to 80/20, which results in breakdown-resistant emulsion [2].

Successful increase of oil flow rates requires the use of compounds based on inverted gassed acid-oil emulsion. Such emulsion can be prepared under reservoir conditions with aeration degree of 0.8 to 3.0 with gas phase for which nitrogen, carbon dioxide or natural gas can be used. Bottom-hole formation zone treatment using inverted gassed acid-oil emulsion results in deep invasion of the compound with minimum damage to the clay in the cement in the reservoir.

When performing well workover under low-pressure conditions, in order to preserve porosity and permeability properties of the formation by reducing its contamination and enhancing oil recovery, it is necessary to use coiled tubing instead of mobile hoist units with oil-well tubing. Well maintenance using coiled tubing is distinguished by shorter duration and higher efficiency of well workover as compared to using hoist units [3, 4].

A coiled tubing unit can be used to perform the following well stimulation operations: acid treatment, interval acid treatment of individual formations using inflatable packers or separately run-in-hole inflatable packers, interval acid treatment of individual layers by filling the bottom hole via the production string with sand material and overlapping perforated intervals with its subsequent washing-out.

Acid treatment within one formation is performed as shown in Fig. 1.

First, a feather-type wash nozzle and an inflatable packer are mounted on the coiled tubing, then the CT is run into a non-killed well via the production string till it reaches the formation under treatment and the inflatable packer is deployed overlapping the interior of the production string.

Inverted acid-oil emulsion is prepared with an ejector. The calculated amount of emulsion is injected through the CT, then it is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours.

The CT is pulled out in the following sequence. First, the inflatable packer is removed followed by the pick-up of the coiled tubing at slow speed first (not exceeding 0.01 m/s). Then, after making sure there is no sticking, permissible speed is reached (not more

Колтюбинговая установка может использоваться при выполнении следующих операций по интенсификации притока – при проведении кислотных обработок, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пластов с использованием систем надувных пакеров или отдельно спущенных надувных пакеров, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пропластков с использованием технологии отсыпки забоя скважин через лифтовую колонну песчаным материалом с перекрытием интервалов перфорации с последующим его вымыванием из скважины.

Кислотная обработка в одном пласте проводится в следующей последовательности (рис. 1).

На ГТ монтируется промывочная насадка типа «перо» и надувной пакер, проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину через лифтовую колонну до обрабатываемого пласта, запакерывается надувной пакер с перекрытием внутренней полости эксплуатационной колонны.

Проводится приготовление ОГНКЭ с помощью эжектора. Через ГТ закачивается расчетное количество эмульсии, продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч.

Извлекается ГТ в следующей последовательности. В первую очередь распаковывается надувной пакер и начинается подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с). Затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). ГТ извлекается из скважины и проводится демонтаж пакера.

Поинтервальная кислотная обработка нескольких продуктивных пластов проводится следующим образом (рис. 2) [5].

На ГТ монтируется сборка из двух надувных пакеров и перфорированной трубы, размещенной между ними (длина перфорированной трубы выбирается с учетом максимальной толщины обрабатываемых пластов и с соблюдением условия, чтобы при запакерровке пакеры не размещались в интервалах перфорации), проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину до обрабатываемого нижнего пласта и запакерывается нижний надувной пакер-пробка ниже подошвы продуктивного пласта, после проводится запакерровка верхнего надувного пакера выше крышки продуктивного пласта для отсечения вышележащих пластов.

Через ГТ проводится закачивание расчетного количества ОГНКЭ, которая продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч. Вышележащие продуктивные

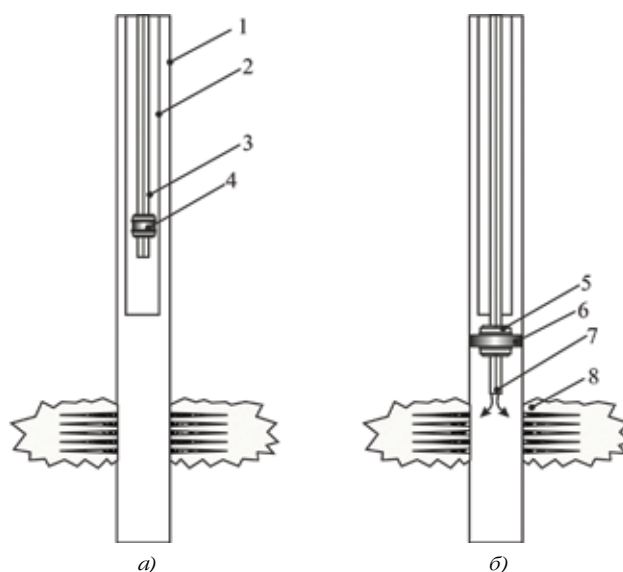
than 0.5 m/s). The CT is pulled out from the well and the packer is dismantled.

Interval acid treatment of several productive formations is performed as shown in Fig. 2 [5].

An assembly of two inflatable packers and a perforated pipe located in between (the length of the perforated pipe is determined with account of the maximum thickness of the formations under treatment and to ensure that packers are not placed in the perforation intervals), is mounted on the CT; then the CT is run into a non-killed well till it reaches the lower formation under treatment after which the lower inflatable packer plug is deployed below the bottom of the productive formation; then the upper inflatable packer is deployed above the top seal of the productive formation to cut off the overlying beds.

The calculated amount of inverted gassed acid-oil emulsion is injected through the CT, then it is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours. The overlying productive formations are treated in the sequence described above (see Fig. 2).

After treating all formations scheduled for stimulation the lower inflatable packer plug and the upper inflatable packer are removed; then the well is stimulated and flared to remove the reaction products and bring the well on to stable production. The CT is then pulled out from the well and the packer assembly is dismantled.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер в транспортном положении; 5 – надувной пакер в рабочем положении; 6 – уплотнительный элемент надувного пакера; 7 – промывочная насадка типа «перо»; 8 – обрабатываемый продуктивный пласт.

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer in run-in position; 5 – inflatable packer in operating position; 6 – sealing element of the inflatable packer; 7 – feather-type wash nozzle; 8 – production formation under treatment.

Рисунок 1 – Схема кислотной обработки одного пласта: а) при спуске; б) при кислотной обработке

Figure 1 – Diagram of acid treatment of one formation: а) running in; б) acid treatment

пласты обрабатываются в такой же вышеописанной последовательности (рис. 2).

После обработки всех запланированных для интенсификации пластов распакерывается нижний надувной пакер-пробка и верхний надувной пакер, проводится вызов притока из скважины и ее отработка через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим. Из скважины извлекается ГТ и проводится демонтаж пакерной сборки.

В случае невозможности применения пакерной сборки с перфорированной трубой можно использовать отдельно спущенные надувные пакеры, для этого в скважине первоначально устанавливают с помощью ГТ нижний надувной пакер-пробку, отсоединяются и повторяют спуско-подъемную операцию по установке верхнего надувного пакера (рис. 3).

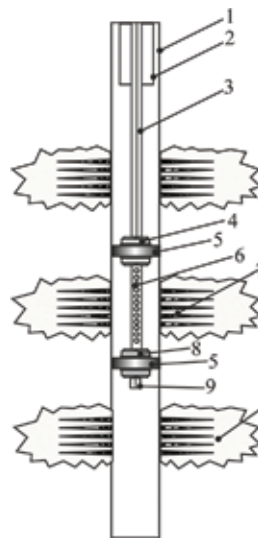
Извлечение ГТ проводят в следующей последовательности: распакеровывают верхний надувной пакер и начинают подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с), затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). Извлекают ГТ из скважины, проводят демонтаж пакера и повторяют спуско-подъемную операцию по извлечению нижнего пакера-пробки.

Кислотную обработку нескольких продуктивных пластов, находящихся выше нижележащего пласта, можно также проводить следующим образом (рис. 4).

Перед проведением кислотной обработки проводят отсыпку забоя скважины песком через лифтовую колонну с перекрытием всех интервалов перфорации за исключением самого верхнего обрабатываемого интервала.

На ГТ монтируют промывочную насадку «перо» и надувной пакер, проводят спуск ГТ в незаглушенную скважину до головы песчаной пробки, которая перекрывает нижележащие интервалы перфорации, и проводят запакеровку пакера, который размещается над крышкой обрабатываемого пласта. После этого через ГТ проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Затем проводят вызов притока и отработку скважины на факельную линию.

Для обработки нижележащего продуктивного пласта проводят распаковку надувного пакера, промывают песчаную пробку до следующего обрабатываемого интервала. После вымывания верхней части песчаной пробки проводят запакеровку пакера для отсечения вышележащего обработанного интервала, проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка; 7 – обрабатываемый пласт; 8 – надувной пакер-пробка; 9 – необрабатываемый продуктивный пласт.

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer; 5 – sealing element of the packer; 6 – perforated pipe; 7 – formation under treatment; 8 – inflatable packer plug; 9 – plug; 10 – productive formation not under treatment

Рисунок 3 – Схема поинтервальной кислотной обработки

продуктивных пластов с помощью отдельно спущенных надувных пакеров

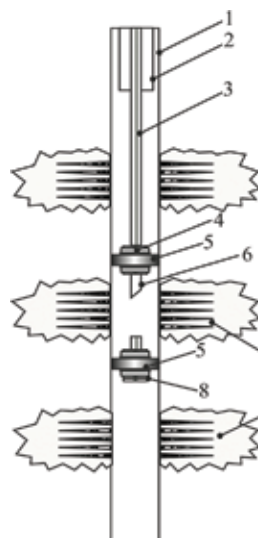
Figure 2 – Diagram of interval acid treatment of productive formations using an assembly of inflatable packers

If it is impossible to use a packer assembly with a perforated pipe, separately run-in-hole inflatable packers can be used; for this purpose the lower inflatable packer plug is first installed in the well using CT followed by disengagement after which the run-in-hole/put-out-of-hole operation is repeated to install the upper inflatable packer (see Fig. 3).

The CT is pulled out in the following sequence. First, the upper inflatable packer is removed followed by the pick-up of the coiled tubing at slow speed first (not exceeding 0.01 m/s). Then, after making sure there is no sticking, permissible speed is reached (not more than 0.5 m/s). The CT is pulled out from the well, the packer is dismantled and the run-in-hole/put-of-hole operation is repeated to remove the lower packer plug.

Acid treatment of several productive formations located above the underlying formation can also be performed as follows (Fig. 4).

Before performing acid treatment the bottom hole is filled with sand via the production string overlapping all perforated intervals except the topmost interval under treatment.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка; 7 – обрабатываемый пласт; 8 – надувной пакер-пробка; 9 – необрабатываемый продуктивный пласт

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer; 5 – sealing element of the packer; 6 – wash nozzle; 7 – formation under treatment; 8 – inflatable packer plug; 9 – productive formation not under treatment

Рисунок 3 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с помощью отдельно спущенных надувных пакеров

Figure 3 – Diagram of interval acid treatment of productive formations using separately run-in-hole inflatable packers

Нижележащие продуктивные пласты обрабатывают в такой же последовательности.

После окончания времени реакции кислоты проводят вызов притока из скважины и ее отработку через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим.

При проведении интенсификации притока с использованием колтюбинговых установок работы проводятся без глушения скважин, что положительно сказывается на состоянии ПЗП, так как устраняется возможность проникновения фильтратов технологических жидкостей в эту зону.

В настоящее время наблюдается тенденция в проведении интенсификационных работ с помощью колтюбинговых установок, поиска новых технологических решений и разработка новых рецептур рабочих составов при проведении КРС. Использование ОГНКЭ при проведении интенсификационных работ облегчает освоение скважин, так как наличие газовой фазы обеспечивает лучшее очищение ПЗП от продуктов реакции, а присутствие ПАВ в составе улучшает вынос мелких частиц из скважины. ©

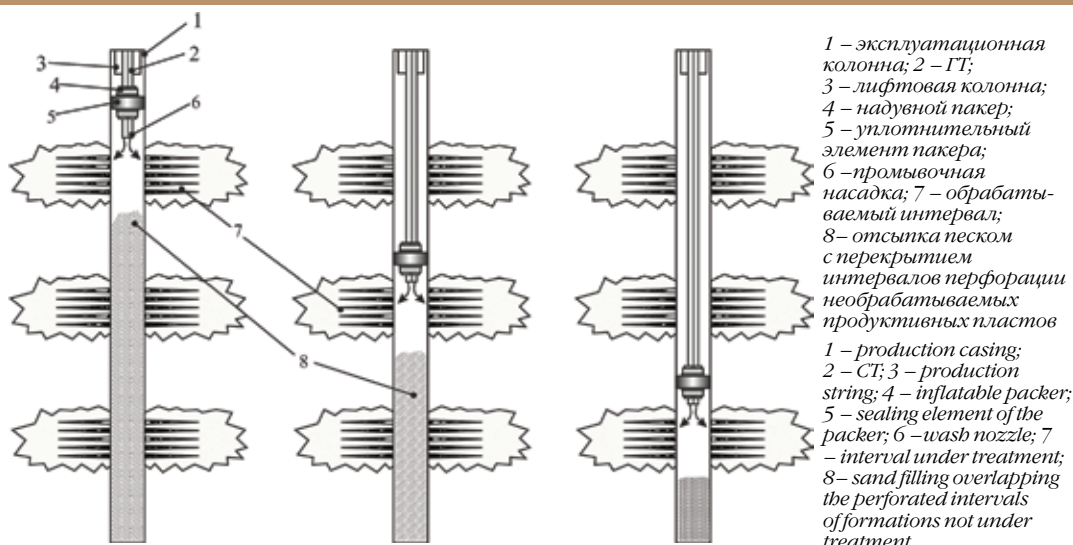


Рисунок 4 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с отсыткой забоя песком

Figure 4 – Diagram of interval acid treatment of productive formations with sand filling of the bottom hole

First, a feather-type wash nozzle and an inflatable packer are mounted on the CT; then the CT is run into a non-killed well till it reaches the top of the sand plug which overlaps the underlying perforated intervals followed by the deployment of the inflatable packer which is placed above the top seal of the formation under treatment. Then inverted gassed acid-oil emulsion is injected via the CT and is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours. Then the well is stimulated and flared.

Treatment of the underlying productive formation is performed by removing the inflatable packer, washing out of the sand plug till the next interval for treatment is reached. After washing out of the upper part of the sand plug, the packer is deployed to cut off the overlying treated interval; then inverted gassed acid-oil emulsion is injected, squeezed into the formation by gas and left for reacting for 10 to 12 hours. The underlying formations are treated following the same sequence.

After acid reaction time is over, the well is stimulated and flared to remove the reaction products and to bring the well on to stable operation.

Well stimulation operations using coiled tubing are performed without killing the well which has a positive effect on the condition of the bottom-hole formation zone since it prevents fluid filtrates from invading that zone.

At present, a trend can be observed in performing well stimulation operations using coiled tubing, searching for new technical solutions and developing new compound formulas for well workover. The use of inverted gassed acid-oil emulsions during stimulation operations facilitates well testing since the presence of the gas phase ensures better removal of reaction products from the bottom-hole formation zone and the presence of surface active agents in the compound improves the removal of small particles from the well. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра, 1987. – 229 с.
2. Зейгман Ю.В., Карпов А.А. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтегазовое дело. – 2007. – Том 5, № 1. – С. 76–80.
3. Молчанов А.Г., Вайншток С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибкой трубы. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 304 с.
4. Патент 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / Е.В. Паникаровский, А.В. Кустышев, Д.А. Кустышев и др. (РФ). – № 2010151580, заяв. 15.12.10; Оpubл. 14.07.12, бюл. № 18.
5. Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты) / Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.В. Немков и др. (РФ). – № 2011109615, заяв. 14.03.11; опубл. 27.08.12, бюл. № 24.



Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель
по сервисному обслуживанию
оборудования
СЗАО "ФИДМАШ"
(Республика Беларусь).

Наши основные услуги:

- гарантийное и
послегарантийное
обслуживание
оборудования;
- поставка оригинальных
запасных частей, а также
импортной комплектации;
- поставка безмуфтовых
длинномерных труб;
- обучение специалистов
Заказчика основам
эксплуатации
оборудования;
- проведение капитальных
ремонтов и модернизации
оборудования первых лет
выпуска.



www.mashoil.ru

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

Воздействие на нефтяные и газовые залежи термодинамическим гидравлическим разрывом пласта с помощью колтюрбинга

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., заместитель директора по науке и технике, В.Н. БРОВЧУК, горный инженер, супервайзер нефтегазовых процессов, ООО «Юг-Нефтегаз»

Oil and Gas Reservoir Stimulation by Thermodynamic Hydraulic Fracturing Using Coiled Tubing

Yu.A. BALAKIROV, Doctor of Engineering, Deputy Director, V.N. BROVCHUK, mining engineer, oil and gas process supervisor, Yug-Neftegaz Private Limited

Практически все технологические процессы в нефтегазовой отрасли происходят с участием трех неразлучных параметров: давления, температуры и объема. Иначе говоря, эти три параметра являются «лидерами», участвующими в разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и газа.

Отметим сразу: нефтегазовое месторождение – это не только сложное гидротехническое сооружение, но и весьма хитро устроенное «детище» природы.

Нефтегазовое месторождение – это не только сложное гидротехническое сооружение, но и весьма хитро устроенное «детище» природы.

an oil and gas field is not only a complex hydraulic structure but also an intricate 'offspring' of Nature.

Согласно мировой статистике, излюбленным специалистами способом повышения притока углеводородов скважины и пласта является гидравлический разрыв. Однако, по данным все той же статистики, в залежах с высоковязкой нефтью проведение ГРП далеко не всегда оправдывает финансовые расходы, связанные с этим производством. Это происходит потому, что текучесть вязкой нефти, говоря по-научному, не подчиняется законам Ньютона, т.е. отличается от текучести воды. Такие жидкости принято называть неньютоновскими и вязкопластичными.

Причина неудачных ГРП заключается, по-видимому, в том, что в литологическом отношении пластовая система бывает сложена разными породами и веществами, заложенными в них.

У специалистов существует понятие «мертвой нефти»,

Practically all technological processes in the oil and gas industry take place with participation of three inseparable parameters: pressure, temperature and volume. That is to say, the three parameters are 'leaders' that participate in oil and gas field development and oil and gas production.

Note that an oil and gas field is not only a complex hydraulic structure but also an intricate 'offspring' of Nature.

According to the world statistics, hydraulic fracturing is the well stimulation method most favored by specialists. However, according to the same statistics, hydraulic fracturing in reservoirs with high-viscosity oil does not always justify the expenses incurred during such process. The reason is that the fluidity of high-viscosity oil, speaking in the language of science, does not obey Newton's laws, i.e. it differs from the fluidity of water. Such fluids are commonly called non-Newtonian fluids or viscoelastic.

The reason behind failed HF apparently lies in the fact that the pay zone, in lithological terms, can be composed of various formations and substances deposited in them.

Among specialists there is a term 'dead oil',

В залежах с высоковязкой нефтью проведение ГРП далеко не всегда оправдывает финансовые расходы, связанные с этим производством. Это происходит потому, что текучесть вязкой нефти не подчиняется законам Ньютона.

Hydraulic fracturing in reservoirs with high-viscosity oil does not always justify the expenses incurred during such process.
The reason is that the fluidity of high-viscosity oil does not obey Newton's laws.

прототипом которой является смолисто-парафино-асфальтеновая нефть, т.е. полностью обезвоженная, дегазированная нефть, которая вкраплена в тело горного массива. Под действием высокого давления это твердое соединение начинает обладать свойствами пружины: при сдвливании сжимается и без сдвливания давления разжимается. Таким образом, в процессе проведения ГРП это твердое соединение углеводородов как бы «обкрадывает» динамику давления, вследствие чего, по данным геофизических исследований, в теле породы с «мертвой» нефтью практически невозможно получить

the closest analogue to which is tarry paraffin-base asphaltenic oil, i.e. completely dehydrated, degassed oil embedded in the body of the rock mass. Under high pressure this solid compound acquires the properties of a spring: it compresses when squeezed and relaxes in the absence of pressure. Hence, during HF this solid compound of hydrocarbons 'robs' the pressure dynamics as a results of which, according to the geophysical studies, it is virtually impossible to make a crack in the body of rock containing 'dead' oil because the

Возникает необходимость создания нового метода воздействия на залежь – термодинамического гидравлического разрыва нефтяного и газового пласта.

Thermodynamic hydraulic fracturing of an oil and gas formation.

трещину, потому что среда, как резина, поглощает высокое давление «в саму себя».

Избежать такого сценария практически невозможно, если не призвать «на помощь» давнего друга давления и объема – «госпожу температуру».

Так возникает необходимость создания нового метода воздействия на залежь – термодинамического гидравлического разрыва нефтяного и газового пласта, благо на вооружение специалистов поступила чудесная техника – колтюбинг. Из перечня приведенных алгоритмов воздействия наглядно видно положительное активное влияние колтюбинговой технологии в рассматриваемом процессе воздействия на пластовую систему.

Алгоритм проведения процесса термодинамического гидравлического разрыва нефтяного и газового пласта (колтюбинговый «биатлон»)

1. К процессу желательно приступить после тщательного обследования внутренней полости скважины, в которой интервалы перфорации должны быть открыты и должны отсутствовать песчано-глинистые пробки.
2. Эксплуатационная колонна должна быть целой и герметичной.
3. С помощью колтюбинга в течение пяти дней в скважину нужно нагнетать парогенераторной установкой сухой пар с температурой в пределах 150–200 °C для создания термодинамического импульса.
4. Проводить гидравлический разрыв пласта следует по спроектированной технологии с достижением давления на устье скважины на 30–40% выше горного давления для создания трещины в пластовой системе.

environment acts like rubber and 'absorbs' high pressure.

It is practically impossible to avoid such scenario without calling for assistance from the old friend of pressure and volume – Lady Temperature.

Thus there is a need for a new method of stimulation – thermodynamic hydraulic fracturing of an oil and gas formation; thankfully, a wonderful piece of engineering is now available to specialists – coiled tubing. The positively active effect of coiled tubing in the formation stimulation under consideration is clearly seen in the algorithm below.

The algorithm of thermodynamic hydraulic fracturing of an oil and gas formation (coiled tubing 'biathlon')

1. The process should be started after meticulous inspection of the borehole cavity which should have open perforated intervals and no sand/clay plugs.
2. The production casing should be intact and air tight.
3. Dry steam with a temperature of 150 to 200 °C should be pressure-fed for 5 days into the well using a steam-generating plant to create a thermodynamic pulse.
4. Hydraulic fracturing should be performed using the design method reaching the well-head pressure 30%–40% higher than the overburden pressure to make a crack in the formation.
5. The bottom-hole should then be inspected and plugs, if any, should be washed out using coiled tubing until the water is clean.

5. Нужно обследовать забой скважины и при наличии пробки очистить колтюбингом до чистой воды.
6. Затем запустить скважину в работу для вызова притока флюидов и оптимизации режима эксплуатации.

Резюме

Таким образом, используя древние мудрые параметры, такие как давление (P), температура (T) и объем (V), можно создать наилучшие условия для разработки и проектирования эффективных технологических процессов для повышения производительности нефтяных и газовых скважин и пластов. Не зря у ученых и специалистов популярно изречение: «Нет ничего лучше хорошей теории»!

Между прочим, через PVT-соотношения составляется «паспорт» и сертификат на пластовую нефть. ©

6. The well should be put on production to stimulate fluid influx and to optimize operation.

Summary

Thus, by using ancient 'wise' parameters, such as pressure (P), temperature (T) and volume (V), it is possible to create most favorable conditions for developing and designing efficient technological processes to enhance gas and oil recovery. It is not for nothing that scientists and specialists say, "There is nothing more practical than a good theory!"

By the way, PVT ratio is used to make up the data sheet and certificate for the oil-in-place. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Балакиров Ю.А., Мамедов Ф.С. Лезвийный перфоратор // Время колтюбинга. – 2013. – № 4 (46).

Внимание! Суперновинка!

В следующем номере будет представлена инновационная интеллектуальная технология, основанная на использовании законов магнитной гидродинамики, – управляемый с поверхности скважины гидравлический разрыв пласта с помощью колтюбинга.

Attention! Super novelty!

The next issue will introduce an innovative smart technology based on the application of the laws of magnetic hydrodynamics – surface controlled hydraulic fracturing using coiled tubing.

ТЮМЕНСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

«КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»



Приглашаем инженеров по ТКРС, бурению, добычи и геологов принять участие в работе Семинара инновационных решений в области КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах, в ходе которого эксперты поделятся своими знаниями, опытом и результатами внедрения.

В наших семинарах принимают участие представители таких компаний как «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «SHLUMBERGER» и многие другие

**Семинар состоится 16-17 апреля 2014 г. по адресу г. Тюмень, ул. Республики, д. 142
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ ИННОВАЦИОННЫЙ ЦЕНТР**

Организатор ООО «Инновационные Технологии», т/ф: +7(3452)534-009, www.intechnol.com



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 кольтюбин-
говой установки



Control Cabin
Кабина управления



Coiled Tubing
Power Reel
Механический
барабан ГНКТ



Lifting Frame
Подъемная рама



Jacking Frame
Портал подъёмника
(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



TS - 0013



API 6B - 1100
API 6C - 5100



Q1 - 5033



ISO - 1214

QMS
REGISTERED

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
Website: 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
or Vinerb@optonline.net
Website: www.stelkraft.com



Weatherford®

ПЕРВЫЕ В РОССИИ FIRST IN RUSSIA

Осенью 2013 года в рамках опытно-промышленных работ на крупном месторождении в Западной Сибири была проведена первая в России работа по применению системы заканчивания ZoneSelect™ для многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) компании Weatherford с циркуляционными клапанами Monobore sliding sleeves.

Главной особенностью этого уникального для нашей страны проекта стало применение уже зарекомендовавшей себя системы ZoneSelect (рис. 1), оснащенной циркуляционными клапанами Monobore sliding sleeves, которые переключаются инструментом HWB, спускаемым на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). Освоение скважин при помощи такого рода системы может стать экономически и технически обоснованной альтернативой применения сдвижных муфт, активируемых шарами переменного диаметра, поскольку для их использования необходимо выполнять расфрезеровывание портов и шаров после проведенного многостадийного ГРП. В случае применения системы ZoneSelect, имеющей циркуляционные клапаны с полнопроходным диаметром, удастся предотвратить появление в стволе композитных частиц муфт ГРП и бакелитовых шаров, образующихся в процессе фрезерования, которые могут затруднить освоение и эксплуатацию скважины, а также получить больше возможностей для проведения селективного ГРП. Например, в дальнейшем при добыче можно исключить обводненные интервалы путем закрытия соответствующего порта при помощи колтюбинга за одну спуско-подъемную операцию. Кроме того, благодаря применению циркуляционных клапанов появляется возможность проведения повторных ГРП в любом из ранее обработанных интервалов.

Операции в рамках пилотного проекта проводились в несколько этапов, и участие в них принимали специалисты сразу нескольких подразделений компании Weatherford Россия. Выполнение работ потребовало слаженной и четкой работы бригад ГНКТ и ГРП, а также специалистов департаментов Ремонт скважин через НКТ, Технологическая оснастка обсадных колонн и Заканчивание скважин. А совместное размещение на кустовой площадке техники для производства ГРП и оборудования ГНКТ позволило существенно сэкономить время на производство работ и сократить затраты на монтаж/демонтаж оборудования между стадиями ГРП.

Стоит отметить, что успешно осуществить работы удалось и благодаря использованию

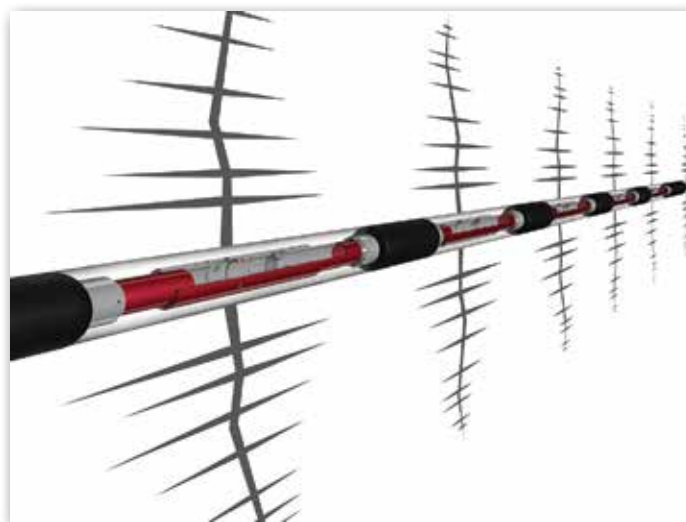


Рисунок 1 – Система заканчивания скважин ZoneSelect™
Figure 1 – ZoneSelect™ Fracturing Completion System

In autumn 2013, Weatherford ZoneSelect™ frac and completion system with Monobore sliding sleeves was first applied in Russia as part of a pilot operation at a large field in Western Siberia.

The main feature of this unique for our country project was application of proved and reliable ZoneSelect frac and completion system (fig. 1) equipped with Monobore sliding sleeves switched by HWB tool run on coiled tubing (CT). Well completion with such an equipped system may become an economically and technically justified alternative to sliding sleeves activated by variable diameter balls, as ports and balls shall be milled after a multistage job. Using ZoneSelect technology with circulation valves with full-bore internal diameter helps prevent composite particles of frac sleeves and bakelite balls from getting into the wellbore and causing difficulties while well completion and operation. Besides, circulation valves provide more opportunities for selective frac. For example, in future the technique allows isolation of watered intervals while production in one trip with coil tubing and closing a corresponding port. Apart from that, circulation valves enable repeated tracking of any of previously treated intervals.

Pilot project operations were performed in several stages and representatives of several Weatherford Russia Product Lines were involved in the project. The operations required concerted effort of a number of teams and CT and Frac crews in cooperation with specialists of Thru-Tubing Services, Well Construction Products and Cased Hole Completion Product Lines, as well as accommodation of frac and CT trucks at the well pad. Such arrangement saves a lot of operational time and reduces costs for rig-up/rig-down of equipment between frac stages.

инструмента Bakkehammer® (рис. 2) производства компании Weatherford, предназначенного для создания ударного воздействия (варьируется в зависимости от размера от 9 000 до 36 000 кгс), направленного вверх и вниз (ВНУ и ННУ). Его применение помогло сохранить ГНКТ при производстве работ и увеличить число операций, осуществленных на одной ГНКТ, с одной до пяти при росте количества проведенных СПО с 18 до 90.

Конструкция Bakkehammer также позволяет регулировать силу ударов изменением воздействующего на него натяжного или сжимающего веса, повышая эффективность эксплуатации за счет возможности работы инструмента в различных условиях. Компоненты ударного инструмента Bakkehammer позволяют конструкции КНБК подстраиваться под выполнение различных видов ударных операций, таких как ловильные работы, срезание штифтов, перемещение муфт при МГРП и разбивание дисков.

По мнению руководителя интегрированных проектов Павла Трифонова, выполняемые Weatherford операции позволяют заказчику осознать и получить все преимущества предоставления интегрированного сервиса под ключ в рамках существующих договоров, что существенно сокращает полный цикл проведения всех работ и, как следствие, способствует получению ощутимого экономического эффекта. Применение таких систем с циркуляционными клапанами многоразового действия дает возможность проведения повторных работ по интенсификации притока через определенный промежуток времени, а также расширяет круг возможностей для заказчика по применению внутрискважинного оборудования благодаря наличию полнопроходного внутреннего диаметра всей компоновки в целом.

Всего в течение 2013 года было успешно простимулировано несколько скважин в рамках опытно-промышленных работ на крупнейших месторождениях Западной Сибири. ☉



Рисунок 2 – Ударный инструмент Bakkehammer®

Figure 2 – Bakkehammer® tool

It should be also mentioned, those jobs were also successfully performed due to application of Weatherford Bakkehammer® tool (fig. 2) designed to create directed upwards or downwards (SAU and SAD) impact (depending on the size and equal to 9,000 – 36,000 kgf).

Using Bakkehammer helped coiled-tubing preservation while operations and increase amount of work from 1 to 5 performed on the same coiled tubing with multiplying from 18 to 90 trips.

Bakkehammer design allows adjustment of the impact force by manipulating the tension or compression weight on the tool, maximizing operational efficiency by enabling the tool to function in numerous applications while fishing intervention jobs, shifting sleeves, shearing pins and breaking discs.

According to Pavel Trifonov, Integrated Projects Manager, operations performed by Weatherford lead to Customer's appreciation all possible advantages of integrated services provided under current contracts, and it sufficiently decreases the full cycle of works, and results in perceptible economic effect. Application of such systems equipped with Monobore sliding sleeves allows performing repeatable stimulation operations periodically, and it will extend the Customer's capabilities to use down-hole equipment because of a full-bore internal diameter of the whole assembly.

In general, in 2013 several wells were successfully stimulated under pilot project program at the largest West Siberian fields. ☉



НАШ КУРС – НА ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ HEADING TOWARDS HIGH TECHNOLOGIES

Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с главным инженером ООО «НефтеХимПромПоволжье» К.А.ДУБОВИЦКИМ.

Беседа происходит в кулуарах 14-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

К.А. Дубовицкий родился в 1982 году в Самарской области. В 1999 году с отличием окончил среднюю школу и поступил в Самарский государственный технический университет, который окончил в 2004 году с отличием, получив квалификацию «инженер по бурению нефтяных и газовых скважин». В том же году поступил в аспирантуру, а также начал трудовую деятельность на ООО «Терминал» Оренбургской области в качестве оператора по добыче нефти и газа 4-го разряда. Через несколько месяцев стал мастером в цехе подготовки нефти и газа. Участвовал в строительстве и вводе в эксплуатацию крупного комплекса по подготовке нефти и газа, переработке сжиженного газа на Загорском месторождении. В 2010 году перешел на сервисное предприятие ООО «НефтеХимПромПоволжье» (г. Самара) на должность главного технолога. В этом же году получил второе высшее образование в СамГТУ по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В 2013 году стал главным инженером ООО «НефтеХимПромПоволжье».

Время колтюбинга: Константин Анатольевич, познакомьте, пожалуйста, наших читателей с компанией «НефтеХимПромПоволжье».

Константин Дубовицкий: Наша компания зарегистрирована в Самаре и действует на рынке нефтесервисных услуг с 2007 года. Мы начинали с проведения работ по вызову притока с помощью азотных газификационных установок – АГУ-8. На сегодняшний день мы продолжаем производить данные виды работ, но уже с использованием модернизированных установок с производительностью до 18 кубометров в минуту



The correspondent of the Coiled Tubing Times Magazine talks with Konstantin DUBOVITSKY, chief engineer at NefteKhimPromPovolzhye.

The conversation takes place behind the scenes at the 14th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference.

K. Dubovitsky was born in 1982 in Samara oblast. In 1999 he graduated from high school cum laude and entered Samara State Technical University from which he graduated cum laude in 2004 majoring in oil and gas-well drilling engineering. In the same year he entered post-graduate school and started working at the company Terminal in Orenburg oblast as a category 4 oil and gas well pumper. In a few months he became a foreman in the oil and gas treatment shop. He participated in the construction and commissioning of a major unit for oil and gas treatment and liquefied gas processing unit at the field in Zagorsk. In 2010 he took up the position of the chief process engineer in oilfield service company NefteKhimPromPovolzhye (Samara). In the same year he received his second degree at Samara State Technical University majoring in development and operation of oil and gas fields. In 2013 he became chief engineer at NefteKhimPromPovolzhye.

Coiled Tubing Times: Mr. Dubovitsky, please, tell our readers about the company NefteKhimPromPovolzhye.

Konstantin Dubovitsky: Our company is registered in Samara and has been in the market of oilfield services since 2007. We started from stimulation treatment operations using nitrogen gasification systems – AGU-8. Today we keep on performing these kind of operations but using upgraded plants with the capacity of up to 18 cubic meters per minute and the pressure of up to 220 atmospheres. The range of operations performed using such systems includes tubing pressure testing, casing pressure testing, cyclic stimulation treatment, well unloading for

и давлением до 220 атмосфер. Спектр выполняемых работ с применением данных установок – это опрессовки НКТ, опрессовки обсадных колонн, циклический вызов притока из пласта, снижение уровня в скважине для проведения комплекса ГИС, очистка полости и испытание трубопроводов. Следующим этапом развития предприятия стало проведение работ по свабированию скважин с помощью канатной техники типа ПКС-5.



Дальнейшим развитием направлений по освоению скважин стало оказание услуг с помощью струйных насосов – это отдельная и очень большая тема. Мы также оказываем услуги по технологическому сопровождению работ при строительстве и ремонте скважин (супервайзинг), а также по физико-химическому воздействию на ПЗП и в ближайшее время будем планировать выполнение работ с самоотклоняющимися кислотными составами. При разработке новых технологий мы сотрудничаем со специалистами из Самарского государственного технического университета, которые занимаются научно-исследовательской стороной данного вопроса: исследование кернового материала, состава флюидов, подбором химического состава, разработкой методики проведения воздействия. Сейчас наша компания начинает проект по замеру дебита скважин с помощью массоизмерительной установки АСМА.

ВК: Получается, что вузовская наука Вам помогает?

К.Д.: Да, очень помогает. После разработки теоретической части технологии приступим к ее опробованию непосредственно на месторождении.

ВК: «НефтеХимПромПоволжье» – большая компания?

К.Д.: Я пришел в компанию в 2010 году. Тогда в ней работало 30 человек. В настоящее время – 170. ►



geophysical well logging, cleaning out and pipeline testing. Performance of swabbing operations using wireline units, such as PKS-5, became the next stage in the development of the company. In the area of well testing the company then started providing services using jet pumps which is a separate and very extensive topic. We also provide services related to technological supervising of well construction and workover as well as physical and chemical treatment of the bottomhole formation zone and in the near future we plan to work with diverting acid compounds. When developing new technologies we cooperate with specialists from Samara State Technical University who carry out the research-related activities: studies of core materials, fluid composition, selection of chemical compounds, development of treatment techniques. Currently, within a separate area of its activities the company is starting a project aimed at well flow rate testing using ACMA mass measuring system.

СТТ: It turns out that you resort to academic research?

К.Д.: Yes, considerably so. After developing the theoretical part of the technology we will start oilfield testing.

СТТ: Is NefteKhimPromPovolzhye a big company? ►

БК: В каких регионах НефтеХимПром-Поволжье» оказывает услуги?

К.Д.: Мы работаем в своем – Самарском регионе, а также в Оренбургской области. Проводились работы в Республике Коми, в Ульяновской области, в Республике Татарстан, в Удмуртской Республике, в Республике Башкирия. В 2012 году мы начали проект для компании «Газпром нефть – Развитие». Так что у нас имеется опыт работ и в условиях Крайнего Севера. В 2013 году начали работы по очистке забоя и освоения скважин совместно с компанией – партнером по кольтюбингу.

БК: А как Вы туда транспортируете оборудование?

К.Д.: По зимнику, но в принципе готовы и к другим видам доставки.

БК: Какие виды работ можно считать конкурентным преимуществом компании «НефтеХимПромПоволжье»?

К.Д.: Основные наши виды работ связаны с применением азотных установок. Заказчику не всегда нужно, чтобы применялись большие азотные установки для выполнения работ при КРС. У имеющихся у нас установок сравнительно небольшой вес, и в условиях месторождения они более мобильны. Их выгодно использовать, когда не требуются очень большие объемы закачки. Кроме того, при использовании таких установок становится меньше стоимость работ по КРС. А если говорить о свабировании, то наши подъемники могут поднимать за один рейс до 1 кубометра жидкости, грузоподъемность наших установок – до 5,5 тонн.

БК: Колтюбинговых установок у Вашей компании нет.

К.Д.: Колтюбинговых установок у нас пока нет.

БК: Тогда чем вызван Ваш интерес к Конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»?

К.Д.: Мы сюда приехали, чтобы узнать, чем живет рынок высокотехнологичного нефтегазового сервиса, в том числе и в области колтюбинговых технологий, потому что в ближайшей перспективе мы ставим своей целью приобретение колтюбинговой установки и азотного агрегата для проведения более высокотехнологичных обработок операций. Наш курс – именно на высокие технологии.

БК: Установку какого класса Вы намерены приобрести?

К.Д.: Установку тяжелого класса с

К.Д.: When I came into the company in 2010, there were 30 people working in it. Currently it has 170 employees.

CTT: In which regions does NefteKhimPromPovolzhye provide its services?

К.Д.: We work in our own region – Samara region – as well as in Orenburg oblast. We performed operations in the Komi Republic, in Ulyanovsk oblast, in Tatarstan, in the Udmurtian Republic and in Bashkiriya. In 2012 we started a project for the company Gazprom Neft – Razvitiye. So we have operational experience in the High North environment. In 2013 we began operations related to bottom-hole cleaning and well development together with our coiled tubing partner company.

CTT: How do you transport your equipment there?

К.Д.: By winter roads but essentially we are ready to use other ways of delivery.

CTT: What operations can be considered as the competitive advantage of the company NefteKhimPromPovolzhye?

К.Д.: Our main kinds of operations are related to the usage of nitrogen systems. Customers do not always need using large nitrogen plants for well workover. Our plants are relatively light and have higher mobility in the oilfield. They are convenient to use when the injected amounts are not very high. Moreover, using such plants reduces the costs of workover. As for swabbing, our units can remove up to 1 cubic meter of fluids in one trip; our units have the capacity of up to 5.5 tons.

CTT: Does your company have coiled tubing units?

К.Д.: We don't have them yet.

CTT: Then why this interest in the conference 'Coiled Tubing and Well Intervention'?

К.Д.: We came here to see the latest developments in the market of high-tech gas and oilfield services, including in the area of coiled tubing technologies because our near-future objective is to purchase a coiled tubing unit and a nitrogen plant to perform more high-tech treatment operations. These high technologies are what we are aiming at.

CTT: CT unit of what class are you going to acquire?

К.Д.: A heavy-class unit allowing for the

возможностью проведения работ на глубине до 4000 м.

ВК: Какие колтюбинговые технологии в Ваших планах?

К.Д.: Воздействие на пласт, нормализация забоя и освоение.

ВК: А колтюбинговое бурение? Установка тяжелого класса позволяет использовать эту технологию.

К.Д.: Бурением пока заниматься не планируем. Начинать надо с малого.

ВК: Оправдала ли конференция Ваши ожидания?

К.Д.: Мы здесь в первый раз. Оценили хорошие возможности для формального и неформального общения. Пытаемся понять, чем живет рынок колтюбинга. Открываем для себя много нового. ©

Вела беседу Марина Жукова, «Время колтюбинга»

possibility to perform operations at the depth of up to 4000 m.

CTT: What coiled tubing technologies do your plans include?

K.D.: Formation stimulation, bottom-hole cleaning and well development.

CTT: And coiled tubing drilling? A heavy-class CT unit allows using this technology.

K.D.: We are not planning to perform drilling as yet. We'll start from little things.

CTT: Did the conference meet your expectations?

K.D.: It's the first time we attend it. We appreciate good opportunities for both formal and informal communication. We try to understand what makes the coiled tubing market tick. We're discovering things new to us. ©

The interview was conducted by Marina Zhukova, Coiled Tubing Times



**IV Международная Конференция
Нефть и газ Восточной Сибири и Дальнего Востока
17-18 апреля 2014 | Москва**

**Eastern Siberia +
Russian Far East
Oil & Gas**

+7 (495) 646 13 95 | info@easternsiberia.ru
www.easternsiberia.ru

Мобильные цементируемые установки производства **СЗАО «ФИДМАШ»** **NOV FIDMASH Mobile** **Cementing Units**

В последнее время наблюдается устойчивый рост объемов эксплуатационного бурения, в том числе горизонтального и разведывательного. Все эти работы включают этап цементирования и невозможны без применения современного оборудования, удовлетворяющего самым высоким требованиям к качеству цементного раствора и процессу закачки его в скважину. Цементирование скважины – заключительный этап строительства скважин. Эта операция необратимая, переделка которой связана со значительными затратами средств и времени. Применение современных цементирующих агрегатов позволяет обеспечивать бесперебойное нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Тем самым повышается качество цементирования в целом.

В условиях существующей конкуренции нефтедобывающие компании все чаще останавливают свой выбор на сервисных компаниях, способных предложить не только разумную стоимость работ, но и обеспечить быстроту и высокое качество их выполнения. Поэтому выбор цементирующего оборудования является одним из основополагающих вопросов в данной области.

На сегодняшний день наиболее востребованными становятся комплексы оборудования для цементирования с использованием высокоскоростного смесителя и автоматизированной системы смешивания воды и сухого цемента. Как правило, данные установки существуют в различных модификациях, но объединяет их единая схема функционирования – одна (две) независимые линии: палубный двигатель – трансмиссия – насос высокого давления, система непрерывного автоматического приготовления цементного раствора.

С 2010 года СЗАО «ФИДМАШ» производит данное оборудование. Были разработаны и выпущены установки цементирующие НС1000-10, отвечающие самым современным требованиям. Установка предназначена для приготовления цементных растворов и закачки их под давлением в скважину, а также для использования при проведении промыочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах. Установка выпускается в климатическом исполнении У1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от -40 °С до +40 °С.

Рoduction drilling lately has steadily increased including horizontal and reconnaissance drilling. Such operations include cementing and cannot be carried out without using cutting-edge equipment that would meet high requirements to the quality of the cement slurry and its injection into the well. Well cementing is the final stage of the well construction, the operation is irreversible and reworking would consume considerable money and time.

The use of state-of-art cementing units ensures uninterrupted injection of cementing slurry into the well at a given pace which improves the quality of the cementing process in general.

Faced by competition, oil-producing companies more and more often resort to oilfield servicing companies capable of offering not only a reasonable price for their work but also of ensuring its prompt and high-quality execution. That's why choosing the appropriate cementing equipment is one of the underlying principles in this area.

At present cementing equipment systems that are becoming most in demand are the systems that use a high-speed mixer and an automation system for mixing water and dry cement. As a rule, such units have various modifications but what they have the same operational principle – one (two) independent lines: a deck-mounted engine – transmission – high-pressure pump – automated system for uninterrupted blending of cementing slurry.

Since 2010 NOV Fidmash has been producing such equipment. The company has developed and manufactured the cementing unit NS1000-10 which meets all the modern requirements. The unit is designed to blend cementing slurry and to inject it under pressure into the well and to be used for preflush and overflush operations at oil and gas wells. The unit is manufactured in accordance with the requirements of U1 climatic category and according to the state standard No. 15150 for operation of machinery at an ambient air temperature of -40°C to +40°C.

Technological equipment is mounted on an all-wheel drive MZKT (8x8) and consists of the following main components:

- two horizontal SPM triplex plunger pumps driven by two diesel Caterpillar engines with two Allison hydromechanic transmission;
- Mission Sandmaster hydraulic-actuation centrifugal



Рисунок 1 – Установка цементировочная NS1000-10
Figure 1 – Cementing unit NS1000-10

Технологическое оборудование располагается на полноприводном шасси МЗКТ (8х8) и состоит из следующих основных компонентов:

- два горизонтальных трехплунжерных насоса SPM с приводом от двух дизельных двигателей Caterpillar с двумя гидромеханическими коробками передач Allison;
- гидроприводные центробежные насосы Mission Sandmaster для закачки воды, для нагнетания воды, для рециркуляции раствора и для подпитки насосов высокого давления;
- система загрузки и приготовления рабочей жидкости;
- система закачки рабочей жидкости под высоким давлением;
- система контроля и управления с датчиками давления, расхода, плотности.

Отличительной особенностью данной установки является наличие сдублированной системы гидроприводов, в которой гидронасосы устанавливаются на каждый из приводных двигателей и дублируют друг друга. При выходе из строя одного привода происходит подключение второго, который обеспечивает дальнейшую работу установки. Схема соединения трубопроводов низкого давления организована таким образом, чтобы обеспечить продолжение закачки при любой аварийной ситуации и выходе из строя какого-либо из центробежных насосов.

Сердцем установки является высокоскоростной смеситель типа Jet Mixer, в основе которого лежит принцип эжекции – ввод сухого порошка в протекающую жидкость. Данное устройство позволяет производить ввод сухого цемента (от цементовоза с пневмоподачей), перемешивать и получать рабочий раствор необходимой плотности и выдавать его в насосы высокого давления. Смешение происходит при высокоскоростной рециркуляции раствора (раствор успевает пройти несколько раз через смеситель перед тем, как попадет в линию закачки), и это, что очень важно, позволяет получить равномерный по консистенции раствор (принцип

- pumps for water injection, water flooding, slurry recirculation and high-pressure pump feeding;
- system for loading and preparation of the working fluid;
- system for high-pressure injection of working the fluid;
- control and management system with pressure, flow rate and density sensors.

A distinctive feature of this unit is the availability of a parallel hydraulic drive system, in which hydraulic pumps are mounted on each of the driving engines and duplicate one another. When one drive fails, the second drive is automatically actuated which ensures the operation of the unit. The low-pressure pipe layout is executed in such a way as to ensure continuous injection in any emergency situation and in the case of failure of the centrifugal pump.

The core element of the unit is the high-speed Jet Mixer which is based on the ejection principle, i.e. feeding of dry powder into the flowing fluid. This unit allows air-feeding dry cement (from cement truck), blending and obtaining a working mix with the required density and feeding it into high-pressure pumps. Blending takes place along with high-speed recirculation of the solution (the solution has enough time to pass several times through the blender before going to the injection line), and what is very important is that it ensures a mix with uniform consistency (the blending principle does not allow the cement to settle down). Thus, **there is no need** to prepare cement for future use.

Like any other new machinery, this unit had lots of bumps on its road including design debugging, prolonged testing and new software development. It should be mentioned that construction cement was field tested using cement trucks which allowed identifying certain defects that later had been removed.

At the initial stage of operation the personnel of the oilfield service company gets used to the new equipment, tries it out. So it is too early to talk about any significant success. Later on, the situation changes, experience is gained, and understanding of all the features of the unit is acquired which allows bringing

смешивания не позволяет цементу оседать). Таким образом, **нет необходимости** готовить цемент впрок.

Как и всякая новая техника, данная установка прошла свой тернистый путь – это и доработки конструкции, длительные испытания и новое программное обеспечение. Следует отметить, что были проведены полевые испытания в различных условиях и режимах, что позволило выявить некоторые недоработки, устраненные впоследствии.

На первых этапах начала эксплуатации персонал сервисной компании привыкает к новому оборудованию, «притирается». Поэтому говорить о больших успехах на этом этапе рано. Впоследствии ситуация меняется, нарабатывается опыт, появляется понимание всех особенностей установки, что позволяет раскрыть весь потенциал оборудования.

Следует отметить, что наша компания очень тесно сотрудничает со своими потребителями, прислушивается к их мнению и учитывает пожелания. Так, по итогам эксплуатации цементировочных установок HC1000-10 и в результате совместных обсуждений было принято решение существенно модернизировать конструкцию установки и реализовать это в следующем поколении, проведя модернизацию и разработав несколько компоновочных решений.

На сегодняшний день, в частности, ведутся работы по созданию такой модернизированной установки, в которой будет установлена теплоизолированная кабина оператора с пультом управления, будут существенно изменены манифольдные линии обвязки – для упрощения обслуживания установки, а также будет модернизировано программное обеспечение, позволяющее за счет введения новых элементов автоматизации максимально упростить работу оператора и исключить человеческий фактор. Основные технические характеристики установки останутся без изменений, так как существующие цементировочные установки HC1000-10 показали свою жизнеспособность и востребованность.

К настоящему времени с помощью цементировочных установок производства СЗАО «ФИДМАШ» HC1000-10 отработаны и проводятся следующие работы:

- операции по цементированию кондукторов с применением пресной и соленой воды затворения с расходом цемента от 40 до 50 т;
- операции по цементированию технических колонн на пресной и соленой воде с расходом цемента от 60 до 100 т;
- операции по цементированию обсадных колонн на соленой воде с расходом цемента от 40 до 70 т.

Плотность приготавливаемого раствора задавалась от 1,8 до 2,02 г/см³, производительность при откачке приготовленного раствора до 16 л/с (с учетом возможностей подачи цемента от



Рисунок 2 – Пример применения цементировочной установки HC1000-10

Figure 2 – Example of the application of the cementing unit NS1000-10

the equipment to its full potential.

It should be mentioned that our company closely cooperates with its consumers, respects their opinion and takes into account their wishes. For instance, as a result of the operation of NS1000-10 cementing units and joint discussions it was decided to upgrade the design and implement the modifications in next generation by upgrading and developing several layout arrangements.

Таблица 1 – Технические характеристики HC1000-10

Table 1 – Technical characteristics of the cementing unit NS1000-10

Максимальное рабочее давление*, МПа: – для НВД с плунжерами диаметром 88,9 мм (3,5 дюйма) – для НВД с плунжерами диаметром 114,3 мм (4,5 дюйма)	70 43
Maximum operating pressure*, MPa: – for vacuum bi-rotor pumps with plungers, diameter – 88,9 mm (3,5 inches) – for vacuum bi-rotor pumps with plungers, diameter – 114,3 mm (4,5 inches)	70 43
Максимальная производительность* закачки, л/мин: – для НВД с плунжерами диаметром 88,9 мм (3,5 дюйма) – для НВД с плунжерами диаметром 114,3 мм (4,5 дюйма)	1300 2130
Maximum injection rate*, l/min: – for vacuum bi-rotor pumps with plungers, diameter – 88,9 mm (3,5 inches) – for vacuum bi-rotor pumps with plungers, diameter – 114,3 mm (4,5 inches)	1300 2130
Максимальный суммарный расход, л/мин Maximum total flow rate, l/min	3000
Максимальная плотность приготавливаемого раствора, кг/м ³ Maximum density of the prepared mix, kg/m ³	2700
Максимальная производительность приготовления раствора, л/мин Maximum flow rate of the prepared mix, l/min	1900
Мощность приводного двигателя, кВт (л.с.) Driving engine power, kW (b.p.)	403 (540)
Емкость смесительного бака, м ³ Blender tank capacity, m ³	1,1
Емкость мерных баков, м ³ Gauge tank capacity, m ³	2x2
Максимальная скорость движения установки, км/ч Unit top travel speed, km/h	50
Габаритные размеры, не более, мм: – длина – ширина – высота Overall dimensions, mm, not more than: – length – width – height	12 000 2550 4000 12 000 2550 4000
Полная масса, не более, кг Total weight, kg, not more than	40 000

имеющегося оборудования – склада цемента ЦТ-40М и цементовоза ЦТ25).

Персоналом заказчика было отмечено, что использование установок НС1000-10 позволило значительно (в 2–3 раза) сократить время проведения операции, а также снизить до 10% расход цемента за счет более качественного приготовления раствора.

Установка НС1000-10 позволяет выполнить следующие работы по цементированию в процессе строительства скважин и боковых стволов:

- цементирование эксплуатационных колонн;
- цементирование хвостовиков на горизонтальных и наклонно-направленных боковых стволах;
- установку цементных мостов.

Дополнительные работы, производимые данной установкой:

- перекачка (в том числе под давлением) химических смесей и реагентов, буферных промывочных жидкостей, растворителей, тампонажных растворов для выполнения качественного цементирования;
- закачка специальных материалов для предотвращения поглощения цементного раствора;
- выполнение вспомогательных работ, перед началом и после цементирования, включая закачку и продавку составов. ☉



Рисунок 3 – Модернизированная цементировочная установка

Figure 3 – Upgraded cementing unit

At present, in particular, work is being carried out to create an upgraded unit which would have a heat insulated operator's compartment installed with a control console, significantly changed manifold piping lines to facilitate unit operation, and to upgrade software that would ensure maximum facilitation of the operator's work by introducing new automation elements and to exclude the human factor. The main technical characteristics of the unit will be left unchanged since the existing NS1000-10 cementing units proved their viability and necessity.

At present with the use of NOV FIDMASH NS1000-10 cementing units the following operations have been tried out and are successfully performed:

- cementing of surface casings using fresh and salty water with cement flow rate of 40 to 50 t;
- cementing of service casings using fresh and salty water with cement flow rate of 60 to 100 t;
- cementing of intermediate casings using fresh and salty water with cement flow rate of 40 to 70 t.

The density of the prepared mix was set at 1.8 to 2.02 g/cm³, the flow rate during pumping-out of the prepared mix is up to 16 l/sec (with account for the possibility to feed cement from the available equipment – CT-40M cement storage units and CT-25 cement carriers).

The Customer's personnel noted that using NS1000-10 units ensured considerable – two-three fold – reduction of the time necessary for cementing operations, 10%-reduction in cement flow rate thanks to a better quality of the prepared mix and also allowed performing squeezing operations with the same unit.

NS1000-10 unit allows performing the following cementing operations during the construction of wells and lateral holes:

- Production string cementing;
- Liner cementing in horizontal and lateral slant holes;
- Cement plugging.

Additional operations using this unit include:

- Pumping (including under-pressure) of chemicals and reagents, flushing fluids, solvents, cementing slurry to ensure a high quality cementing job.
- Injection of special materials to prevent grout acceptance.
- Performance of auxiliary operations prior to and after the cementing job, including injection and squeezing of the solutions. ☉

Преимущества мобильных цементировочных установок производства СЗАО «ФИДМАШ»

1. Оптимизация затрат на материалы. Установка позволяет приготавливать столько цемента, сколько его действительно необходимо. Использование в составе установки смесительного устройства типа Jet Mixer в сочетании со специальной системой автоматического контроля плотности позволяет приготавливать цементный раствор в реальном режиме времени.
2. Оптимизация затрат на персонал. При работе цементировочного комплекса достаточно 3–4 человек.
3. Оптимизация оборудования. Установка не нуждается в дополнительном оснащении осреднительной (-ными) емкостью (-ями), также в оснащении дополнительной станцией контроля цементирования.
4. Многофункциональность. Возможность проведения работ по массивным закачкам, кислотным обработкам и т.д.

Выбор за вами...

The advantages of mobile cementing units manufactured by NOV FIDMASH

1. Optimization of the raw material costs. The unit allows preparing as much cement as needed. Using the Jet Mixer blender along with the special system of automated density control ensures real-time preparation of the cement slurry.
2. Optimization of personnel costs. 3 to 4 persons are sufficient to operate the cementing system.
3. Equipment optimization. The unit does not need additional cement surge tanks and an additional cementing control station.
4. Multi-functional performance. The unit can be used to performed massive injections, acid treatments, etc.

So, it's your call ...

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТОПИТЕЛЕЙ

А.М. ВОЛКОВ, начальник отдела сервиса СЗАО «ФИДМАШ»

С наступлением осенне-зимнего периода эксплуатации пришли и проблемы, характерные для него, а именно: появились претензии к работоспособности подогревателей, устанавливаемых на оборудовании производства СЗАО «ФИДМАШ» (как правило, это Webasto). Это относится как к воздушным подогревателям (обогрева кабины), так и жидкостным (предпускового подогрева двигателя и гидросистемы). В ходе мониторинга, проведенного нашими специалистами, была обнаружена закономерность: в регионах с газоконденсатными месторождениями проблем с подогревателями оказалось значительно меньше, а в регионах с преобладанием нефтяных скважин проблем больше.

Причины отказа подогревателей в основном связаны с использованием некачественного топлива, присутствием в его составе инородных частиц, приводящих к засорению и механическому разрушению клапана дозирующего топливного насоса.

Это связано с преобладанием на заправочных станциях дизельного топлива нефтяного либо газоконденсатного происхождения. Причины отказа подогревателей в основном связаны с использованием некачественного топлива, присутствием в его составе инородных частиц, приводящих к засорению и механическому разрушению клапана дозирующего топливного насоса.

Немаловажным является и выбор топлива, учитывающего климатические условия

Антигелевые присадки необходимо растворять в подогретом топливе, а простая заливка в бак при отрицательных значениях температуры топлива имеет больше негативный и даже губительный эффект.

эксплуатации оборудования. Следует напомнить, что в период использования в холодное время года основная масса эксплуатирующих предприятий нарушает требования руководства по эксплуатации подогревателей в отношении применения топлива. Так, наиболее оптимальной является система питания подогревателя топливом от одного из двух источников: в летний период – из общего топливного бака, а в условиях низких температур питание отопителя осуществляется от отдельного резервуара, заправляемого дизтопливом типа «Арктика» или чистым керосином. Переключение топливных магистралей производится с помощью специального крана. Некоторые компании закупают антигелевые присадки для противодействия эффекту выпадения парафина в дизельном топливе в условиях отрицательных температур, но используют их без ознакомления с особенностями применения. В основной своей массе все антигелевые присадки необходимо растворять в подогретом топливе, а простая заливка в бак при отрицательных значениях температуры топлива имеет больше негативный и даже губительный эффект, так как нерастворенный «антигель», попадая на распылительную сетку горелки отопителя, приводит к «закоксовыванию» и невозможности нормального горения топлива. ●

Индикатором «закоксовывания» горелки отопителя является повышенный уровень дыма при запуске, отсутствие пламени (ошибка F01), обрыв пламени (ошибка F02) и отключение подогревателя. При частом возникновении данных неполадок отопитель переходит в режим аварийной блокировки (ошибка F12) – в этом случае (согласно инструкции по эксплуатации Webasto) его включение возможно только после ремонта, выполняемого аттестованными специалистами. Для сохранения ресурса горелки при дальнейшей эксплуатации необходима полная разборка отопителя с последующей очисткой горелки. В противном случае из-за насыщения распылительной сетки горелки углеродом,

содержащимся в саже, возможно ее прогорание. Это приведет к необходимости ее замены, так как закоксовывание горелки не попадает под гарантийные обязательства завода-изготовителя. В любом случае при появлении интенсивного дымления из выхлопной трубы подогревателя, индикации ошибок F01 или F02 прежде всего следует произвести проверку топлива, при необходимости перейти на чистый керосин либо на топливную смесь в пропорциях с дизтопливом, предварительно удалив остатки «летнего» топлива. Согласно

инструкции по эксплуатации в условиях холодного климата, рекомендуется применение арктического дизельного топлива либо обычного дизтоплива с добавлением керосина в соотношении 50:50. Ниже -35 °C рекомендовано применять чистый керосин. При переходе на зимнее топливо необходимо произвести запуск и дать отопителю поработать около 15 минут для заполнения топливной системы новым топливом. Следует отметить, что добавление керосина в топливо, в котором парафин уже выпал в виде осадка, результата не принесет.

Следует учесть также тот немаловажный факт, что даже при отсутствии необходимости подогрева в летний период эксплуатации подогреватели необходимо запускать не реже одного раза в месяц в течение одного часа для предотвращения залипания элементов топливного насоса и коррозии внутренних полостей камер сгорания.

При соблюдении этих несложных, но важных указаний эксплуатация отопителей не будет доставлять вам проблем.

Мы готовы ответить на все вопросы, касающиеся эксплуатации оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ». Ждем писем по адресу fidmashsales@nov.com ●



Society of Petroleum Engineers

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

**Последний день регистрации:
12 марта 2014 г.**

18-20 МАРТА 2014 Г.

г. Москва,
Ленинградский пр-т, д.37, к.9
Отель «Аэростар», Конференц-зал
«Петровский»

www.aerostar.ru

Совместная техническая конференция SPE/EAGE

“Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей”



20 марта 2014г.

в рамках конференции международным экспертом
компании Total проводится

тренинг-курс

**«ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ»**

**КОНФЕРЕНЦИЯ И
ТРЕНИНГ-КУРС
РАССЧИТАНЫ
НА СПЕЦИАЛИСТОВ
СЛЕДУЮЩИХ
НАПРАВЛЕНИЙ:**

- Геофизики
- Геологи
- Петрофизики
- Специалисты по моделированию
- Инженеры-разработчики
- Главные инженеры проектов

Цели и результаты конференции

- Обмен взглядами и идеями в области построения стратегий моделирования в разных нефтегазовых компаниях
- Анализ существующего рабочего процесса моделирования и выработка подходов к его совершенствованию для получения максимального результата
- Обмен взглядами и идеями по улучшению организационного процесса, методов обучения и развития технологий для достижения синергии при моделировании
- Обзор особенностей моделирования и экспертизы моделей в рамках подсчета запасов и проектов разработки
- Представление новейших разработок и методов в области геологического и гидродинамического моделирования
- Представление результатов наиболее интересных проектов

Контакты:

Ульяна Дмитриева udmitrieva@spe.org

Анна Шалупина ashalupina@spe.org

тел/факс: +7 495 268 0454

<http://www.spe-moscow.org/ru/news/>

<http://www.spe.org/events/14amsc/>

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

ЖУРНАЛ,
целиком посвященный
новейшим технологиям
внутрискважинных работ,
в том числе колтюбингу

КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

cttimes@cttimes.org



9-10 АПРЕЛЯ 2014г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа. Новые технологии и оборудование хранения, транспортировки, переработки и распределения природного газа и нефти. Насосы, компрессорное оборудование. Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности. Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера. Энергетическое оборудование. Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность. Комплексная переработка сырьевых ресурсов, утилизация промышленных и твердых бытовых отходов. Очистка сточных вод и обращение с осадком. Предупреждение загрязнений воздушной среды. Реабилитация загрязненных территорий и акваторий.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты. Средства связи, телекоммуникации и сигнализации. Противопожарная техника.



Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



Выставочная компания "СибЭкспоСервис-Н".

г.Новосибирск

тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный.

e-mail: ses@avmail.ru

www.ses.net.ru

Положительный опыт использования алюминия на нефтенпромысле

The Positive Use of Aluminum in the Oilfield

Рон КЛАРК, Coiled Tube Resource Management

Ron CLARKE, Coiled Tube Resource Management, LLC

Алюминиевая буровая труба

Алюминиевая труба производится при помощи процесса экструзии, соответственно, можно произвести трубу с разной толщиной стенки по всей длине бесшовного тела трубы. Это позволяет сделать стенку трубы толще и прочнее в месте замкового соединения; более того, данная технология позволяет экструдировать кольцо износа по центру тела трубы. Эти две характеристики позволяют повысить устойчивость трубы к усталости при изгибе и в определенной степени помогают снизить тенденцию к спиральному скручиванию трубы. Разная толщина стенок и расположенное по центру кольцо износа также дают положительный эффект в плане снижения износа трубы и снижения риска усталости трубы вследствие напряжения при изгибе.

Учитывая переменную толщину стенок и более низкую твердость алюминиевой трубы, потребуются относительно незначительные изменения процесса манипуляции с трубами по сравнению с обычными буровыми трубами. Во-первых, необходимо предусмотреть наличие конусообразных плашек, которые бы не оставляли отметин на трубе. Применение таких плашек позволит обеспечить большую и более единообразную площадь контакта и предотвратить деформации тела трубы вследствие концентрации напряжения. Во-вторых, необходимо несколько расширить вкладыши элеватора для того, чтобы в них помещался больший внешний диаметр алюминиевой трубы с переменной толщиной стенки в местах замкового соединения. Наконец, необходимо (насколько это практически осуществимо) ограничить агрессивный контакт между стальными поверхностями и более мягкой алюминиевой трубой. Это можно достаточно легко осуществить путем применения мягких прокладок, мягких строп, модифицированных элеваторов и колпачков для защиты резьбы.

Алюминиевая труба выпускается в стандартных

Aluminum drill pipe

Aluminum pipe is manufactured in an extrusion process and can be produced with varying wall thickness along a seamless tube pipe body. This tapering allows for increased thickness and greater strength around the tool-joint interface and, in addition, an upset wear band can be integrally extruded in the center of the pipe body. Both of these features play a role in increasing the pipe's resistance to bending fatigue and to a certain extent help to reduce the tendency of the pipe to become helically buckled. The tapering and the center wear band also play beneficial roles in reducing pipe body wear and mitigating the fatigue risk due to bending stress.

Given the tapered geometry and lower material hardness of the aluminum pipe profile some relatively minor handling modifications should be made relative to normal rig operations. The first, and most critical, is to provide for tapered and non-marking slip dies. The tapered and non-marking dies will allow for a larger and more consistent area of contact between the concentrations and the potential for impartation of stress concentrating deformations in the aluminum pipe body. The second key consideration is for a slight relief of the elevator bushings to accommodate the larger outside diameter of the tapered aluminum pipe profile near the tool joint shoulder. Finally, consideration should be made to minimize, to the extent practical, aggressive contact between steel surfaces and the softer aluminum pipe body. This can easily be accomplished through the use of soft spacers, soft slings, modified lifting elevators or lifting caps.

Aluminum pipe is manufactured in standard nominal sizes from 4" to 5 7/8", but typically has a greater wall thickness than equivalent steel pipe. The pipe is generally +40% lighter than equivalent sized steel pipe.

типоразмерах от 4 до 5½ дюймов, однако, как правило, имеет большую толщину стенки по сравнению с аналогичной стальной трубой. Алюминиевая труба обычно на более чем 40% легче, чем стальная труба эквивалентного размера.

Наиболее распространенным сплавом, используемым при производстве алюминиевых буровых труб, является алюминиевый сплав серии 2xxx (медно-кремниво-марганцевый сплав) с максимальным пределом текучести 58 000 psi. Это значительно меньше, чем у наиболее распространенных марок стальных труб, например, S-135. Тем не менее из-за меньшей плотности материала и большего эффекта плавучести удельная прочность алюминиевой трубы эквивалентна или выше, чем у стальной трубы.

Алюминиевые трубы оснащаются стандартными стальными замковыми соединениями методом термопосадки, в результате которого осуществляется посадка замкового соединения на тело алюминиевой трубы с натягом. Как правило, соединение проходит гидростатические испытания и выдерживает давление до 5000 psi. На тело трубы наносится резьба с обоих концов, а на замковые соединения наносится резьба с обратной стороны в виде «вспомогательного соединения», а затем термическим способом осуществляется посадка замкового соединения на трубу. Фактически любое премиальное замковое соединение или замковое соединение стандарта API может быть посажено на алюминиевую трубу, что расширяет возможности ее использования в разных условиях.

Предел прочности на скручивание алюминиевой трубы составляет порядка 60% от предела прочности стальной трубы; это означает, что может произойти спиральное скручивание алюминиевой трубы в ситуациях, в которых колонна стальных труб выдержит нагрузки. Тем не менее, благодаря меньшему весу трубы на единицу длины, алюминиевая труба испытывает меньшие компрессионные нагрузки, чем стальная труба при СПО и безроторном бурении. При роторном бурении, вероятнее всего, произойдет скручивание трубы при ее попадании в горизонтальный участок ствола скважины, когда нагрузка на долото создает компрессионные нагрузки на трубу. При безроторном бурении существует вероятность деформации трубы при ее размещении выше точки начала набора кривизны или в верхней части наклонного ствола (в конце участка набора угла ствола). При испытаниях, описанных в данной статье, применялось только роторное бурение.

У алюминиевой трубы также меньшее сопротивление усталости при изгибе, чем у стальной трубы, соответственно, имеется больший риск разрушения трубы, если алюминиевая труба будет включена в состав колонны и будет

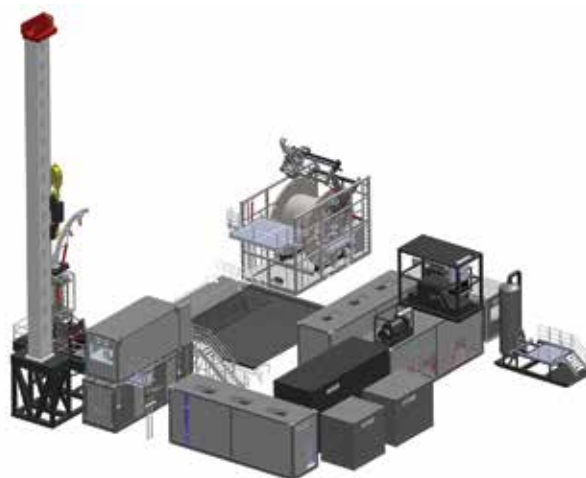


Рисунок 1 – Морское модульное колтюбинговое оборудование, выполненное из алюминия

Figure 1 – Offshore Modular CT Spread in Aluminum

The most common alloy used in the manufacture of aluminum drill pipe is in the Aluminum Association 2xxx series (Copper-Silicon-Manganese) and has maximum yield strength of 58,000 psi. This is considerably lower than common steel pipe grades, such as S-135. However, due to its lighter material density and greater buoyancy effect, the strength-to-weight ratio of aluminum pipe is equivalent to or better than steel pipe.

Aluminum drill pipe is fitted with standard steel tool joints through a thermal shrink fit process and resulting interference fit between the steel tool joints and aluminum alloy pipe body. The connection is typically hydrostatically tested and rated pressure tight up to 5,000 psi. The pipe body is machined with threads on either end and tool-joints are back threaded with a “service connection” and then thermally fitted to the pipe. Essentially any type of API or premium tool joint can be fitted to the pipe, allowing for a wide range of operating conditions.

The critical buckling limit of aluminum pipe is approximately 60% that of steel, meaning aluminum pipe has the potential to become helically buckled in situations where a full string of steel pipe would not. However, due to its lighter weight per foot, the compressive loads on aluminum pipe are generally lower than with steel while tripping in or while slide drilling. In rotary drilling mode, drill pipe is most likely to buckle

эксплуатироваться в интервале с высокой интенсивностью искривления ствола или же если будет осуществляться вращение трубы в условиях спирального скручивания. Хотя усталостная прочность у алюминия ниже, чем у стали, это компенсируется более низким модулем упругости алюминия, в результате чего у алюминиевой трубы будет меньшее напряжение при изгибе по сравнению со стальной трубой, при условии, что другие параметры идентичны (например, интенсивность искривления ствола и размеры трубы).

Учитывая свойства алюминиевой трубы, важным фактором является правильное размещение алюминиевых труб в комбинированной (сталь + алюминий) колонне, которое позволит максимально использовать преимущества алюминия и минимизировать риски. Для определения правильного размещения алюминиевых труб необходимо осуществить моделирование скручивающих и осевых нагрузок, которые будут возникать в ходе планируемой операции.

При использовании буровых труб из алюминиевого сплава серии 2XXX необходимо также принимать во внимание эксплуатационные ограничения в плане температуры и коррозии. Алюминиевые сплавы серии 2xxx приобретают высокую прочность в результате процесса термической обработки и выдерживания, которые происходят при температуре 240-300 градусов по Фаренгейту. Таким образом, трубы, произведенные из сплавов серии 2XXX, не следует использовать в условиях, при которых тело алюминиевой трубы будет в течение длительного периода времени разогреваться до температур выше 240 градусов по Фаренгейту, если только не будет учитываться понижающий коэффициент на снижение прочности трубы. Существуют кривые старения для сплавов серии 2XXX, которые позволят рассчитать коэффициенты снижения прочности трубы в зависимости от температуры.

Что касается коррозии, то сплавы серии 2XXX очень стабильны при значениях pH от 3 до 10. За пределами приемлемого диапазона pH может возникнуть питтинговая коррозия, которая приведет к утончению стенок трубы и необходимости применения понижающего коэффициента к прочностным характеристикам трубы. Трубы, выполненные из сплавов серии 2XXX, также продемонстрировали хорошую устойчивость к сероводороду в буровых растворах на водной основе с концентрацией H_2S до 10% psi. Однако необходимо получить еще больше информации об эксплуатационных характеристиках сплавов серии 2XXX в сероводородной среде, и в настоящее время проводится ряд исследований по данной теме.

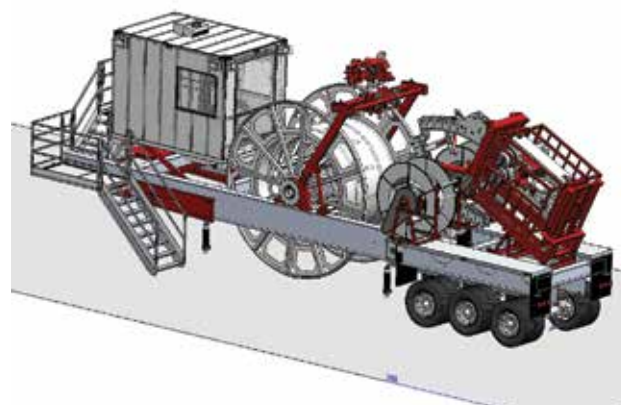


Рисунок 2 – Алюминиевая конструкция: полуприцеп, кольтюбинговый инжектор, барабан и другие компоненты (Общий вес почти вдвое меньше веса стальной конструкции)

Figure 2 – Aluminum Construction: Coiled Tubing Trailer, Coiled Tubing Injector, Coiled Tubing Workreel and other Components (Total weight close to half that of steel construction)

when it is placed in the horizontal section of a wellbore where weight on bit induces compressive loads on the pipe. While slide drilling, drill pipe is most likely to buckle when it is placed above the kick-off point or in the upper portion of the lateral (near the end of the build section). For the trial described in this case study, only rotary drilling was used.

Aluminum pipe also has lower resistance to bending fatigue than steel, and therefore there is a greater risk of pipe failure if the aluminum pipe is placed in the string and operated in a portion of the wellbore with high dogleg severity, or if it is rotated while helically buckled. While the fatigue endurance of aluminum is lower than steel, this attribute is somewhat offset by aluminum's lower modulus of elasticity, which results in lower bending stress when compared to steel, assuming other parameters are identical (such as dogleg severity and tube dimensions).

Given the properties of aluminum drill pipe, the proper placement of aluminum in a combined (steel + aluminum) string is essential to realize the maximum performance benefits while minimizing risks. Determining the optimum placement requires thorough torque and drag modeling of the planned operation.

Some final considerations that must be taken with 2XXX series aluminum alloy drill pipe are its temperature and corrosion operating limits. 2xxx series aluminum alloys develop their high strength from thermal heat treating and aging processes that occur in the 240-300F range. As a result, 2XXX

Преимущества легкосплавных буровых труб с точки зрения скручивающих и осевых нагрузок

Несмотря на то, что в отрасли был достигнут значительный прогресс в плане понимания скручивающих и осевых нагрузок в скважинах с большим отходом от вертикали, все еще имеется множество ошибочных мнений на данный счет. Скручивающие и осевые нагрузки, хоть их часто и упоминают вместе, напрямую не связаны друг с другом, и факторы, приводящие к увеличению или уменьшению одного вида нагрузок, напрямую не приводят к увеличению другого вида нагрузок. В скважинах с меньшим углом наклона необязательно будут более низкие скручивающие или более низкие осевые нагрузки. Низкая интенсивность искривления ствола автоматически не означает, что осевые и скручивающие нагрузки будут тоже низкими. Более того, зачастую недооценивается вероятность возникновения спирального скручивания в ходе бурения, а также при возникновении такого скручивания его часто не могут определить. Контроль над скручивающими и осевыми нагрузками может стать важным компонентом мониторинга текущих условий в стволе скважины во время бурения, но только в том случае, если есть должное понимание физических процессов, происходящих в стволе скважины, и эти процессы учитываются.

Вес буровой трубы напрямую влияет на скручивающие и осевые нагрузки, однако это не единственный фактор. Максимальная длина алюминиевой трубы (для безопасной эксплуатации) ограничена либо растягивающими нагрузками, либо скручивающими нагрузками, либо усталостью при изгибе. Значительного снижения скручивающих и осевых нагрузок можно добиться путем использования в составе колонны как стальных, так и алюминиевых труб. Скручивающие и осевые нагрузки вызваны боковой силой – силой, которая возникает при контакте между трубой и стволом скважины (Johancsik et al, 1983 г.). Выделяют четыре категории таких сил:

- Нижняя сила. Возникает в результате концентрации веса труб на нижней части ствола наклонной скважины.
- Тормозная сила. Также известна как тяговый эффект. Данная сила возникает, когда труба прижимается к стенке ствола скважины в результате тяги или сжатия колонны на искривленных участках скважины.
- Силы жесткости. Возникают в результате сопротивления трубы изгибам, когда труба прижимается к стенкам ствола при движении по искривленной траектории скважины.
- Силы выпучивания – возникают при спиральном скручивании труб, когда выпученная часть латерально прижимается к стенкам ствола скважины (Wu et al, 1993 г.).

alloy pipe should not be used in well environments in which the aluminum alloy pipe body will reach temperatures at or above 240F for extended periods of time, unless a down grading for strength reduction is considered. Well established aging curves are available for 2XXX alloys that will allow for appropriate temperate related strength down grades.

With respect to corrosion, 2XXX alloys are very stable in pH ranges of 3 to 10. Outside the acceptable pH range, pitting can occur that will reduce wall thickness and may require a down grading of the pipe. 2XXX alloy pipe has also shown good resistance to H₂S exposure in water based drilling mud with concentrations of H₂S up to 10% psi. More data is needed on 2XXX alloy performance in H₂S and several studies are now in process.

Torque and drag benefits of lightweight drill pipe

Although the industry has made significant progress in understanding torque, drag and buckling in extended reach wells, there are still many misconceptions in the field. Torque and drag, although generally lumped together, are not directly related to one another, and factors that increase or decrease one does not directly lead to an increase in the other. Lower inclination wells do not necessarily have lower torque or lower drag. “Low dog-leg severity” does not directly result in lower torque and drag. In addition, the occurrence of helical buckling while drilling is often underestimated and frequently not identified when it does occur. Torque and drag monitoring can be a critical tool for monitoring hole conditions while drilling, but only if the physics of what is occurring down hole is properly understood and accounted for.

The weight of the drill pipe does directly impact torque and drag loads, but pipe weight is not the only factor. The ultimate length of aluminum pipe that can be operated safely is limited either by tensile loads, torsional loads, or bending fatigue. A very significant reduction in torque and drag loads can be achieved through the use of a string containing both steel and aluminum components. Torque and drag are caused by side-forces - normal forces which occur whenever there is contact between the pipe and the wellbore (Johancsik et al, 1983). There are four distinct categories of these normal forces:

- Low-side forces. Occur from the weight of the pipe laying on the low side of the hole in an inclined well;
- Brake drum forces. Also known as the capstan effect, this force occurs as the pipe is pulled

Сочетание всех этих четырех сил создает сложную ситуацию, когда измеряемые на устье силы являются не самыми худшими силами, которые испытывают компоненты колонны буровых труб. Измерения на поверхности напрямую не отражают реальных нагрузок, которые воздействуют на определенный компонент буровой колонны. В течение операции относительная величина этих скручивающих и осевых сил будет меняться.

Модуль Юнга у алюминиевой трубы меньше чем у стальной (10 600 000 psi по сравнению с 30 000 000 psi у стальной трубы). В результате этого уменьшается сила, которая может вызвать спиральное скручивание, и увеличиваются дополнительные боковые силы, создаваемые в результате воздействия определенной сжимающей нагрузки на трубу. Момент инерции и кольцевой зазор можно увеличить путем регулирования размеров алюминиевой буровой трубы. Это помогает снизить тенденцию алюминиевой трубы к выпучиванию, но только если внешний диаметр не будет увеличен слишком сильно, а внутренний диаметр не будет слишком уменьшен, что может создать проблемы с точки зрения гидравлических характеристик, и в результате чего такая труба станет непривлекательной для использования.

Суммарное влияние алюминиевой трубы на скручивающие и осевые нагрузки

В то время как алюминий помогает напрямую снизить часть скручивающих и осевых нагрузок, создаваемых «нижними» силами, влияние данного материала на «тормозные» силы и боковые силы, вызванные выпучиванием трубы, варьируется в зависимости от траектории скважины, длины алюминиевой трубы и ее позиции в колонне труб.

В скважинах с малым углом отхода от вертикали алюминиевые трубы снижают скручивающие и осевые нагрузки в основном за счет уменьшения «тормозных» боковых сил на любом наклонном участке траектории скважины. В горизонтальных скважинах тормозные силы, как правило, меньше, чем «нижние» силы. Использование алюминиевой трубы уменьшит «нижние» силы, но это необязательно приведет к уменьшению скручивающих и осевых нагрузок, так как риск выпучивания трубы будет выше при использовании алюминиевой трубы в горизонтальном участке скважины. Правильные действия в данном случае будут заключаться в снижении нагрузки на долото с тем, чтобы поддерживать сжимающие нагрузки ниже предела, после которого начинается спиральное скручивание трубы.

Если Вы дочитали до конца статьи, благодарю Вас за внимание. ☺

to the side of the hole by the tension or compression in the string in curved portions of the well;

- Stiffness forces. Occurs due to the pipe's resistance to bending, forcing it towards the sides of the hole through a tortuous well path;
- Buckling forces -Occurs when a pipe becomes helically buckled and the coil pushes laterally into the side of the hole (Wu et al, 1993).

The combination of these four categories of forces creates a complex situation where the loads measured at surface are often not the worst case loads that drill string components experience, and surface measurements do not directly reflect the actual loads imposed on any particular component of the string. Over the course of an operation, the relative magnitudes of these torque and drag forces will change.

Aluminum pipe has a lower Young's Modulus than steel (10,600,000 psi vs. 30,000,000 psi for steel). This serves to decrease the force required to initiate helical buckling and at the same time increases the additional side-forces created when a given compressive load is applied to the pipe. The moment of inertia, and radial clearance, can be increased by manipulating the dimensions of aluminum drill pipe, this helps to reduce the buckling tendency of aluminum pipe but can only go so far without greatly increasing the OD or decreasing the ID of the pipe which would create hydraulics issues making the resulting pipe a poor selection.

Combined effects of aluminum pipe on torque and drag loads

While aluminum does directly reduce the portion of torque and drag loads created by "low-side" forces, its influence on both "brake-drum" forces and buckling induced side-forces vary depending on the well path, the length of aluminum pipe and its position in the string.

In a low angle well-path, aluminum pipe would reduce torque and drag loads primarily by reducing "brake-drum" side forces through any build section in the well path. In a horizontal well path, brake-drum effects are generally less than the "low-side" forces. Use of aluminum pipe would reduce the low-side forces but this may not necessarily translate to reduced torque and drag loads as the risk of buckling would be increased with aluminum pipe in the horizontal. Successfully managing this scenario would require reducing the weight on bit to keep compressive loads on the aluminum pipe below the helical buckling limit.

If you made it this far, thank you for your attention. ☺

www.mioge.ru

2014-2015

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ
НЕФТЕГАЗОВЫХ
ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE



НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА
24 - 27 февраля 2014
Лондон, Милан



3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
4 - 5 марта 2014
Стокгольм, Норвегия



13-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И
ИНФРАСТРУКТУРА Кавказа»
26 - 27 марта 2014
Тбилиси, Грузия



МОНГОЛЬСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
НЕФТНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
апрель 2014
Улаан-Батор, Монголия



13-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
9 - 10 апреля 2014
Анкара, Турция



18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
13 - 15 мая 2014
Ташкент, Узбекистан



3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ГАЗОВЫЙ
КОНФЕРЕНЦИЯ ТУРКМЕНИСТАНА
20 - 21 мая 2014
Ашгабат, Туркменистан



16-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
28 - 31 мая 2014
Киев, Украина



21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
3 - 6 июня 2014
Баку, Азербайджан



21-й МИРОВОЙ НЕФТНЫЙ КОНГРЕСС И
ВЫСТАВКА 21 IOGC
15 - 19 июня 2014
Москва, Россия, МВЦ «Крокус Экспо»



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



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И 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



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



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



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»
ноябрь 2014
Дар-эс-Салам, Танзания



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



12-я РОССИЙСКАЯ
ИНТЕРНАЦИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2013
23 - 25 июня 2013
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) 207 396 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com
W www.oilgas-events.com



18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

13 - 15
МАЯ 2014
ТАШКЕНТ
УЗБЕКИСТАН

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА



ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 396 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com



SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГА РОССИИ

2 - 4
СЕНТЯБРЯ 2014
КРАСНОДАР
РОССИЯ

www.mioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ ЮГА РОССИИ



ITE Moscow T +7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru



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

ВЕДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ



ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 396 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com



УПРОЩЕННЫЙ ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ НАСОС ДЛЯ ДЕГИДРАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, УСТАНАВЛИВАЕМЫЙ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА LOW-COMPLEX COILED TUBING DEPLOYED DOWNHOLE PUMP FOR GAS WELL DEWATERING

Синтия Бэкман ХАНСЕН, Hansen Downhole Pump Solutions AS, Норвегия
Cynthia Beckman HANSEN, Hansen Downhole Pump Solutions AS, Norway

Хэннинг Хансен является предпринимателем и изобретателем, который совместно основал и развил несколько технологических/сервисных компаний в Норвегии, Великобритании и США, включая компанию Hansen Downhole Pump Solutions.

Около 10 лет назад он изобрел электрический внутрискважинный насос для механизированной добычи, в основе которого лежал электродвигатель с постоянным магнитом. В процессе разработки он получил несколько критических замечаний от нефте- и газодобывающих компаний. Представители этих компаний положительно отзывались о самой технологии, но все же сетовали на ее чрезмерную сложность, которая делала нерентабельным использование насоса на скважинах с падающим уровнем добычи. Компании нуждались в технологии, которая была бы проще и дешевле, но при этом оставалась надежной. Также важным требованием была возможность установки насоса через колонны НКТ с наружным диаметром до 60,3 мм. После этих замечаний господин Хансен подумал, что «должен быть способ создания конструктивно простого и более дешевого насоса для скважин с низкими дебитами!»

Хэннинг Хансен является автором ряда довольно сложных технологий, начиная от полужесткого (наматываемого на барабан) угольного «стержня» для каротажа с использованием оптоволоконного кабеля (www.ziebel.com), являющегося альтернативой колтбюбину и внутрискважинным тракторам, до буровой установки, размещаемой на морском дне в глубоких водах, которая управляется робототехникой, контролируемой с надводного судна. Он освоил простую истину: «легко изобрести что-либо сложное, но гораздо более трудно изобрести что-то по-настоящему простое».

Два года проектирования и концептуальных проработок, тестирования моделей и других исследований привели к получению патентов на насосы упрощенной конструкции (что должно положительно отразиться на их цене). Были запатентованы насосы электрического, гидравлического и пневматического типов, а также насос с эластичной камерой. Наименее сложным из них является пневматический насос. Тестирование данного инструмента придало разработчику уверенность, что стало толчком к началу производства насоса. Последний имеет диаметр всего 38,1 мм и может устанавливаться при помощи, скажем, гибкой трубы. Уникальный насос не имеет сальников, а также практически лишен движущихся поршней или аналогичных частей, подвергающихся действию скважинного флюида. Бессальниковая структура насоса позволяет ему работать при очень высоких температурах. Он также не подвержен воздействию так называемых

Henning Hansen is an entrepreneur and innovator, having co-founded and built up several technology/service companies in Norway, UK and USA, including Hansen Downhole Pump Solutions.

About 10 years ago he invented an electrical downhole pump for artificial lift applications based on permanent magnet motor technology. During the development phase he received a number of comments from oil- and gas-producing companies that they loved the complex technology, but it would be too expensive for their lower producing wells... They needed something less complicated, less costly, reliable and a technology that could be deployed through existing tubing strings down to 2-3/8" OD.

This led him to think, "It must be possible to invent a much less complex, less costly and rig-less installed pump for these low producing wells!"

Henning had invented a number of very complex technologies ranging from a semi stiff and spoolable carbon "rod" for fiber optic logging (www.ziebel.com) as an alternative to coiled tubing and wellbore tractor logging, to a drilling rig placed on the seafloor (www.rds.no) at great depths, operated by robotics controlled from a surface vessel. "Inventing something complex is easy, but it is far more difficult to invent something really simple!" he learned.

Two years followed with design of concepts, testing models, etc., resulting in patent applications for low complexity (which should lead to lower cost) pumps being an electrical, a hydraulic bladder type, a hydraulic and finally a pneumatic operated pump. The pneumatic is the one of least complexity, where testing gave confidence to design and manufacture a pump being only 1,5" OD that can be deployed and operated by for example coiled tubing. This unit is seal less, and practically has no moving pistons or similar exposed to wellbore fluids. Being seal less, it can handle very high temperatures. It will not suffer from so-called gas locking, which is a common problem with other pumps. Also it will pump at any well deviations.

The construction allows for local manufacture close to the clients, where one can actually manufacture the longest component, being the pump housing, out of the coiled tubing or standard wellbore tubing available at location. So, no need to ship long units over long distances.





Погрузка лебедки с кабелем на испытательное судно в г. Картахена, Испания
Loading the test umbilical winch onto the test vessel in Cartagena, Spain

газовых пробок, которые являются распространенной проблемой для других насосов. Насос способен прокачивать флюид в скважинах с любыми отклонениями от вертикали. Конструкция насоса делает возможным его производство поблизости от места расположения клиента. Собственно говоря, для этого требуется изготовить всего лишь самый длинный компонент насоса, его кожух, из гибкой трубы или стандартной НКТ, доступной на буровой площадке. Таким образом, нет нужды в транспортировке длинных модулей на большие расстояния.

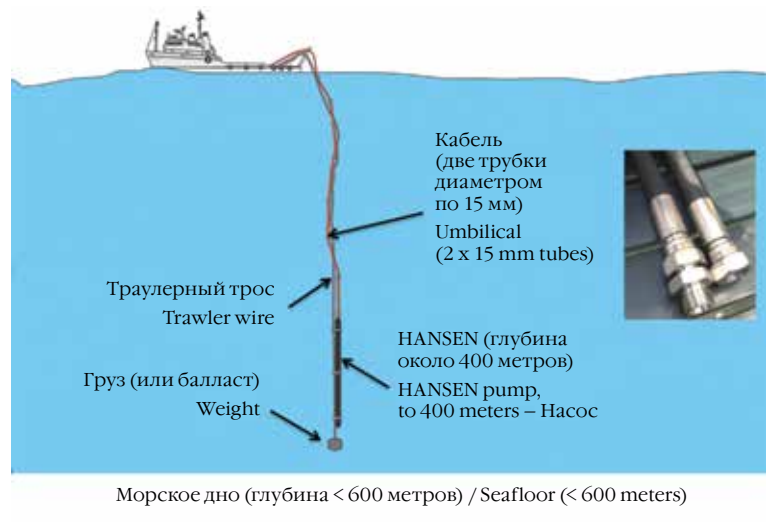
В октябре 2013 года насос длиной 6 м был испытан в море неподалеку от г. Картахена, Испания, так как это было наиболее выгодно в плане расходов на проведение испытаний и в плане доступности (офис компании Hansen Downhole Pump Solutions также расположен в Испании). Хотя насос спроектирован для работы в скважинах глубиной до 6 500 м, тестирование проводилось на глубине 400 м. Это было обусловлено желанием снизить затраты на стадии разработки технологии. Для приведения в действие насоса использовался сжатый воздух, хотя насос может работать на компримированном природном газе, азоте и др. газах.

Около 20 баррелей воды откачивалось ежедневно на поверхность, что вполне достаточно для большинства газовых скважин, нуждающихся в постоянной дегидратации. Увеличение длины насоса и/или повышение числа ходов поршня в час может легко приумножить это число. Также подобного эффекта можно достичь, увеличив диаметр насоса, если скважина позволяет сделать это.

После испытаний в морских условиях в конструкцию насоса были внесены несколько небольших изменений, призванных упростить систему управления насосом на поверхности и снизить объемы газа, необходимого для его работы.

Сейчас компания Hansen готовит этот новый насос к выходу на рынок, сосредоточившись, прежде всего, на дегидратации газовых скважин. Насос можно размещать в скважине при помощи колтюбинговой установки, снаряженной концентрическими гибкими трубами. Например, может использоваться гибкая труба диаметром 31,8 мм с размещенной внутри трубой диаметром 9,5 мм. Конфигурация гибких труб «31,8 мм – 9,5 мм – 6,4 мм» также возможна. Все зависит от конфигурации.

Таким образом, если у вас есть возможность использования колтюбинга и вы располагаете клиентами, нуждающимися в дегидратации газовых скважин, вам, возможно, стоит взять эту новую насосную технологию на заметку. ☺



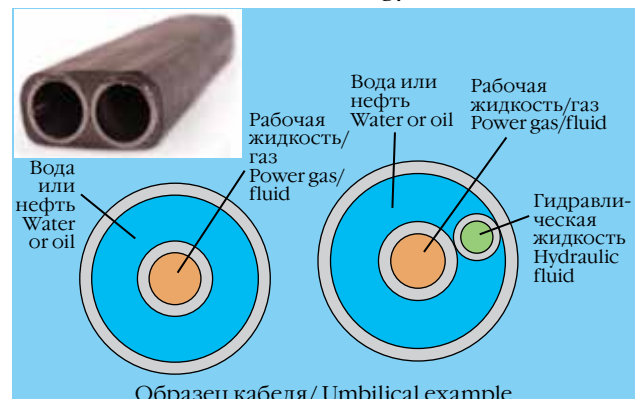
In October 2013 a 6 meter long pump was tested in the sea outside Cartagena in Spain, as that was the best to do regarding cost, complexity and availability close to the office of Hansen Downhole Pump Solutions. Although the pump is designed for wells with depths up to 6,500 meters (21,300 feet), the testing was performed at a depth of 400 meters (1,300 feet) to be cost efficient on the development of the technology. Compressed air was used to power the pump, although it is designed for use with natural compressed gas, nitrogen, etc.

About 20 barrels of water per day was pumped to the surface, which is sufficient for the majority of gas wells requiring continuous deliquification. Increasing the length of the pump and/or increasing the strokes per hour can easily increase this lift rate. So will of course also be increasing the diameter of the pump, if the wellbore allows for that.

Some minor improvements has been implemented to the pump design following the sea trials, simplifying the surface control system and reducing the amount of gas used to operate the pump.

Now Hansen are preparing to launch this new pump into the market, focusing first of all on gas well dewatering. The pump can be installed by coiled tubing units having a concentric coiled tubing available, say a 1-1/4" with a 3/8" tube, or a 1-1/4" with a 3/8" tube and a 1/4" tube, installed inside, depending on configuration.

So, if you have coiled tubing capabilities and have clients requesting gas well dewatering, you may want to check out this new technology. ☺



www.hansenpumps.com

ВСЕ НАШИ РАЗРАБОТКИ ИДУТ В ПРОИЗВОДСТВО

ALL OUR DEVELOPMENTS ARE APPLIED IN PRACTICE

*Корреспондент
журнала «Время
колтубинга»
беседует с доцентом
кафедры технологии
химических
веществ для
нефтяной и газовой
промышленности
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина
Л.Ф. Давлетшиной.*



*Coiled Tubing Times Journal correspondent
is talking to Ms. Lucia Davletshina, Associate
Professor, Chair of Chemical Substances
Technology for Oil and Gas Industry, Gubkin
Russian State University of Oil and Gas.*

Coiled Tubing Times: Ms. Davletshina, Research and Educational Centre (REC) “Oilfield Chemistry” that operates under the auspices of Gubkin Russian State University of Oil and Gas is a bright example of applied science, when research efforts translate into fully-fledged technologies and are applied in real production activities. Such cooperation between researchers and production sector is yet quite a rare case in Russia. What is the key to success?

Lucia Davletshina: Generally speaking, our success starts not from the technology but from the specialists whom we train at the university. At present we have a “bachelor-master” system of education, but we do our best so that the maximum number of bachelor graduates continues with master’s degree studies to obtain more comprehensive and sophisticated training. Today REC “Oilfield Chemistry” “absorbs” almost all the master’s degree students: students enroll in our master’s programme and we distribute them to different research areas. We assign to them the so-called “mini-patrons” – junior research fellows and PhD students. Under their supervision our master’s degree students start working in narrow research areas. Actually, this is real research work already and upon graduation our master’s degree students are highly-qualified research fellows who are engaged in technology development.

Recently a lot of people tend to defend their PhD theses. Every year we have 3–4 people who are ready to defend PhD thesis. This is quite good. And, as far as you know, besides scientific novelty, the thesis should also contain a section dedicated to practical relevance of the research, in which our students always write about practical implementation of their research and the results of such implementation.

CTT: Another reason why your graduates are well prepared for real research activities is that they have very good theoretical training, isn’t it?

L.D.: Our Chair of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry trains specialists in oilfield chemistry. Only two universities in Russia train such kind of specialists. Our students deeply study the basics of

Время колтубинга: Люция Фаритовна, Научно-образовательный центр (НОЦ) «Промысловая химия», работающий под эгидой РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, является ярким примером прикладной науки, когда научно-исследовательские разработки оперативно переходят в реальное производство и становятся полноценными технологиями. Такая форма взаимодействия ученых и производителей – пока еще редкость в России. Не поделитесь ли Вы секретами успеха?

Люция Давлетшина: По большому счету наш успех начинается не с технологий, а со специалистов, которых мы готовим в университете. В настоящее время мы перешли к системе «бакалавр-магистр», но, выпуская бакалавров, мы стремимся, чтобы их максимальное количество шло в магистратуру и получало более обширные знания. Сегодня НОЦ «Промысловая химия» практически всех магистрантов «поглощает» в себя: ребята поступают в нашу магистратуру, и мы их распределяем по направлениям. Даем им, если можно так назвать, мини-шефов – это младшие научные сотрудники и аспиранты. Магистранты под их руководством начинают работать по узким направлениям. Практически это уже научная работа, и наши магистранты на выходе – квалифицированные научные кадры, которые занимаются разработкой именно технологий.

В последнее время у нас поток пошел защит диссертаций. Ребята созрели, накопилась критическая масса, и в год у нас 3–4 человека выходят на защиту кандидатской диссертации.

Это неплохой показатель. А в диссертации помимо научной новизны есть раздел «Практическая значимость», где наши ребята практически всегда указывают внедрение своих разработок и полученные результаты.

ВК: Ваши выпускники хорошо подготовлены к исследовательской работе еще и потому, что получили фундаментальную теоретическую подготовку, не так ли?

Л.Д.: Наша кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности выпускает специалистов по промышленной химии. В России только два университета выпускают таких специалистов. Студенты глубоко изучают основы многих наук – фундаментальных и прикладных. Теорию они изучают на лекциях, которые читают высококвалифицированные специалисты: профессор Силин М.А., заведующий нашей кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, профессор Магадова Л.А., директор НОЦ «Промысловая химия», профессор Лыков О.П., профессор Низова С.А. и другие достойные представители преподавательской касты. Практические навыки студенты осваивают на лабораторных работах на базе НОЦ «Промысловая химия». Стараемся привлекать студентов в студенческое научное общество, так называемое СНО, где они принимают участие в научной работе кафедры, сами понимаете, так тоже расширяются и углубляются их знания, особенно в химии. По моему глубокому убеждению, нельзя говорить о технологии в отрыве от химии. Мы, специалисты кафедры, очень внимательно и требовательно относимся именно к качеству создаваемых составов. Это необходимо для того, чтобы обеспечить всю технологию процесса и получить высокую эффективность.

ВК: Нередко бывает, что научные разработки, названные прикладными, на самом деле не являются прикладными. Но только не у Вас! Что нужно для того, чтобы разработка была действительно востребованной производством?

Л.Д.: Да, все наши разработки идут в производство. Наши специалисты, чтобы получить эффект от внедренной технологии на этапе постановки задачи по разработке технологий и составов, а мы настаиваем на соответствии технологии химическому составу, который в ней применяется, должны ясно представлять проблемы производства и существующие современные технологии, возможности их улучшения. В НОЦ «Промысловая химия» работают несколько лабораторий, сотрудники которых решают проблемы во всех направлениях тематики промышленной химии. ▶

fundamental and applied sciences. Theoretical knowledge is acquired during lectures given by highly-qualified specialists: professor M.A. Silin, Head of our Chair of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, professor L.A. Magadova, Director of REC “Oilfield Chemistry”, professor O.P. Lykov, professor S.A. Nizova and other renowned representatives of the faculty. Practical skills are acquired during laboratory-based work at REC “Oilfield Chemistry”. We also try to involve students into Student Research Society where they participate



Практика в компании «Татнефть»
Internship in the company Tatneft

in the research activities of the Chair. By doing this our students also expand and deepen their knowledge, especially in chemistry. I think that we should not talk about technologies in isolation from chemistry. We, the specialists of the Chair, have very careful and demanding attitude towards the quality of chemical compounds. It is necessary to ensure compliance with the technology and derive high efficiency of operation.

СТТ: Quite often scientific research is called applied research; however, it is not applied in reality. But this is not your case! What needs to be done to make research results practically applicable and demanded by the production sector?

Л.Д.: Right, all our research is applied in the production sector. When our specialists receive a task to develop certain technology or chemical compound, they must clearly understand the issues and problems production sector currently faces, they should be aware of existing modern technologies and the ways of improving such technologies. We have a number of laboratories at REC “Oilfield Chemistry” and laboratory scientists do research in all the areas of oilfield chemistry. ▶

ВК: Но, очевидно, и рекламная политика должна вестись грамотно?

Л.Д.: Эффективная рекламная политика, конечно, должна быть. Мы представляем свои технологии на многих конференциях, ездим в нефтегазодобывающие компании – там показываем свои разработки.

ВК: Вы в настоящее время работаете над докторской диссертацией. Она посвящена колтюбинговым технологиям?

Л.Д.: В фокусе исследования – разработки кислотных систем на основе поверхностно-активных веществ для ОПЗ нагнетательных и добывающих скважин. Конечно, крен делается в сторону гибкой трубы, потому что она дает дополнительные возможности, позволяет проводить обработки более грамотно и селективно, согласно требованиям и условиям, принимая во внимание свойства флюидов, скелет породы. Мы подбираем составы, затем делаем большой объем исследований.

ВК: Изучаете ли Вы и коллеги опыт конкурентов – зарубежных разработчиков композиций для промышленной химии?

Л.Д.: Это очень интересный и большой вопрос. На сегодняшний день у нас нет площадки, где бы мы могли профессиональные вопросы обсуждать с зарубежными коллегами. У нас есть ежегодная Всероссийская конференция «Нефтепромысловая химия». Она традиционно собирает представителей вузов, разрабатывающих технологии, а также нефтегазосервисных компаний, которые технологии применяют, и добывающих компаний, которые такой сервис заказывают. Западным компаниям мы регулярно отправляем приглашения, но они почему-то на конференцию не приезжают. А в частных беседах западные, как Вы говорите, конкуренты признаются, что химиков они «держат закрытыми». Вот и на Вашей конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» бывает сравнительно немного зарубежных специалистов.

ВК: Боятся утечки информации. Многие компании засекречивают также своих конструкторов оборудования.

Л.Д.: Да. И про свои составы они говорят: «smart water» или «very smart water». Это любимые выражения. Но это все равно не роботы, а контролируемый процесс, химизм которого нужно изучать, да и статистику никто не отменял. У таких процессов есть научные основы, но западные компании, когда представляют свои новые разработки, никогда не говорят о научных основах, а излагают формальные вещи, не



CTT: But a smart advertising policy should also be in place?

L.D.: Of course, an efficient advertising policy should be pursued. We present our technologies at many conferences; we visit oil and gas producing companies and show our developments to them.

CTT: You are currently working on your PhD thesis. Is it about coiled tubing technologies?

L.D.: My research is focused on development of surfactant-based acid systems meant for bottom-hole treatment in injection and production wells. Of course, emphasis is made on the coiled tube, since it gives us additional opportunities, allows performing treatment in a more efficient and selective manner meeting all the requirements and conditions and taking into account fluid properties and formation matrix. We select chemical compounds and then do a large amount of research.

CTT: Do you or your colleagues study the experience of your competitors – foreign companies that develop chemical compounds?

L.D.: This is a very interesting question. At present we do not have a forum where we could discuss professional issues with our foreign colleagues. We have annual Russian conference “Oilfield Chemistry”. This conference is usually attended by representatives of higher educational institutions that develop the technologies, representatives of oil and gas service companies that use the technologies and representatives of oil and gas producing companies that order the services. We regularly send invitations to foreign companies, but they do not come to participate in our conference. In private talks our foreign competitors, as you called them, confess that they keep a lid on their chemical specialists and chemical compounds. Even at your Coiled Tubing Technologies and Well Intervention conference foreign specialists are not that numerous.

CTT: They are afraid of information leak. Many companies even keep a lid on their equipment designers.

L.D.: Yes. When speaking about their chemical

раскрывающие сущности. Обычно рассказывают и показывают мультфильм про то, как это работает. Мы стараемся работать по-другому. Мы создаем технологии для промышленности, но являемся научными работниками, а значит, должны защищать кандидатские и докторские диссертации и, следовательно, публиковаться в научных журналах, выступать на конференциях. Наши работы обсуждаются научным сообществом.

ВК: Какие факторы препятствуют внедрению разрабатываемых Вами и коллегами технологий?

Л.Д.: В наибольшей степени препятствует то, что на сегодняшний день только начинают появляться большие проекты по повышению нефтеотдачи пласта. Российские компании начинают созреть для долгосрочных (2–3 года) проектов. Большой проект предполагает огромный объем исследований. Когда мы смотрим, сколько западные компании вкладывают средств в научно-исследовательские работы, и сравниваем с тем, сколько вкладывают наши компании, то многое становится ясным. Наши компании морально не готовы вкладывать большие деньги в науку. Но, с другой стороны, они готовы покупать недешевые технологии у западных специалистов. Это две стороны одного процесса.

ВК: Почему, на Ваш взгляд, так происходит?

Л.Д.: Это чисто психологический момент. Наверное, еще со времен Петра I. Мы любим иностранцев и как-то скептически относимся к достижениям соотечественников.

ВК: А что способствует внедрению Ваших разработок?

Л.Д.: Наша кафедра выпускает одну группу каждый год. Фактически это высококлассные специалисты, обладающие обширными знаниями и по нефтепромысловой химии, и в области разработки нефтяных и газовых месторождений. Они уходят в нефтяные компании на промыслы. На производстве они видят, как идут процессы, сравнивают западные технологии с отечественными, анализируют, видят преимущества и недостатки, способствуют принятию решений по внедрению технологий.

Второе направление – это проводимые лекции наших специалистов в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по направлению повышения квалификации и на промыслах, по приглашению компаний.

ВК: И в заключение беседы личный вопрос. Вы блестяще сочетаете научную карьеру и преподавательскую деятельность с классическим женским предназначением. У Вас прекрасная семья, двое замечательных детей. Читательская аудитория нашего



compounds they use phrases like “smart water” or “very smart water”. These are their favorite ones. But still this is not a robotized process. This is a controlled process and it is necessary to study its chemistry. Besides, there are statistical data. Such processes have certain science behind them; however, companies from the West when presenting their new developments never speak about the science behind these developments, but tell the audience some formal things that do not reveal the essence of the technology. Usually they show an animation about how the technology works. We try to work in a different manner. We create technologies for the production sector, but still we are scientists, we have to defend our PhD theses, therefore, publish articles in scientific journals and make presentations at conferences. Our research and developments are discussed by the academic community.

CTT: What factors hamper introduction of the technologies developed by you and your colleagues?

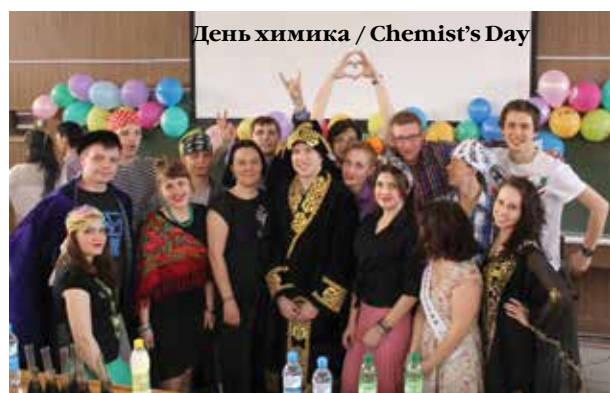
L.D.: The main factor is that today large EOR projects only start to be implemented in Russia. Some Russian companies start feeling prepared for long-term (2–3 years) projects. But large and a long-term project means a lot of research. If we compare the amount of money foreign companies invest in R&D activities with the amount of investments made by our domestic companies, it will explain everything. Our companies are morally unprepared to invest a lot in research activities. But, on the other hand, they are ready to buy quite expensive technologies from foreign specialists. These are two sides of one coin.

CTT: Why, do you think, the situation is like this?

L.D.: This is a psychological moment, probably, dating back to the era of Peter I. We do like foreigners and are skeptical about our domestic achievements.

CTT: What fosters practical implementation of R&D done by your Chair?

L.D.: Every year one group of students graduates from our Chair. These are top-ranked specialists who possess extensive knowledge about oilfield chemistry



журнала преимущественно мужская. Какие советы Вы бы дали нашим читателям, чтобы их спутницы жизни тоже реализовались в профессии?

Л.Д.: Каждая женщина выбирает свой путь. Я считаю, что сейчас мужчины другие, они очень отличаются от наших отцов. Наши мужчины готовы воспринимать нас именно как равных и дают нам возможность быть равными. Другая сторона – а насколько они готовы принять нас такими? И еще один маленький вопрос: наверное, дети все-таки недополучают от работающих мам то, что они должны были бы получить.

ВК: Важный вопрос: что в большей мере способствует формированию личности ребенка – личный пример матери или ее личное время? На мой взгляд, все-таки личный пример.

Л.Д.: В этом Вы правы. Для меня примером была моя мама. Она занимала должность исполнительного директора экологического фонда ОАО «Татнефть» и постоянно, был такой период, ездила в командировки. Она участвовала во всех экологических новшествах, которыми «Татнефть» сегодня славится. Возможно, в детстве мне ее внимания не хватало, но ее пример увлеченности делом дал мне очень много. По большому счету успешная карьера женщины зависит от мужчины, который рядом. Мой муж, мы с ним вместе учились в аспирантуре, хорошо себе представляет мою работу и готов к тому, что я, бывает, прихожу домой позже него.

С другой стороны, я часто говорю своим студенткам: «Если женщина работает, то мужчина более собран». Успешная в карьере женщина не дает расслабляться мужчинам, а современные девушки очень самостоятельные и самодостаточные. Поэтому мой совет мужчинам: им надо принять нас такими, какими мы стали. Принять поколение самостоятельных женщин. Но готовы ли мужчины к этому? И все ли женщины на это готовы?

ВК: Это риторические вопросы, Люция Фаритовна. Но нашим читателям стоит над ними задуматься. Большое спасибо за откровенный разговор. И успехов! ☺

Вела беседу Ольга Лис, «Время колтюбинга»

and about development of oil and gas fields. They work at oil companies in the field. In the field they observe all the processes, compare foreign technologies with domestic ones, analyze, see all the advantages and disadvantages, facilitate the process of making decisions on introduction of certain technologies.

There is also a second field of our work – lectures delivered by our specialists at Gubkin Russian State University of Oil and Gas within the framework of advanced training courses, and training in the field on the invitation of companies.

CTT: At the end of our conversation I would like to ask you a personal question. You brilliantly manage to combine research work, teaching and caring for your family. You have a very good family, two nice children. The majority of our readers are men. What would you advise them so that their wives manage to achieve a lot in their profession?

L.D.: Each lady chooses her own way in life. I think that today's men are different; they very much differ from our fathers. Our men are ready to perceive us as peers and they give us an opportunity to be equal with them. On the other hand – are they ready to accept us as peers? There is also another important issue: children are not receiving from their working moms all the care and attention that they should have received.

CTT: There is an important question: what affects the process of molding child's personality to a greater extent – mother's personal example or mother's free time? Personally I think that it is mother's personal example.

L.D.: You are right. My mother was a good example for me. She was the executive director of Tatneft's Environmental Foundation and she was travelling a lot. She participated in the development of all the environmental novelties and innovations Tatneft is currently famous for. Probably, in my childhood I missed her care and attention, but my mom's personal example of dedication to her business helped me a lot. Generally speaking, woman's career depends on her husband or partner. My husband, we were doing our postgraduate course together, knows my work very well and he is ok when sometimes I come home much later than he does.

On the other hand, I always tell my female students: "If a woman works, then her man is much better organized". Women with successful career keep their men up, and modern ladies are independent and self-sufficient. That is why my advice to men is the following: they should accept us as we are. Accept the generation of independent women. But are men ready for that? Are all the women ready for that?

CTT: These are rhetorical questions, Ms. Davletshina. But our readers should think about these points. Thank you very much for frank conversation. Good luck! ☺

Interviewer: Olga Lis, Coiled Tubing Times Journal



Нетрадиционная нефть в России

14 мая 2014
Москва

1-я Технологическая Конференция Нетрадиционная нефть в России



*Ведущее российское мероприятие, посвященное
решению сложных технологических задач добычи
трудноизвлекаемой и сланцевой нефти*

www.uorc.net

Для дополнительной информации свяжитесь:
Даг Робсон, директор отдела продаж

doug.robson@themobiusgroup.com
+34 952 904 230

Halliburton

анонсировал партнерство в области разработки нетрадиционных ресурсов в сотрудничестве с Российским государственным университетом нефти и газа имени Губкина

Halliburton (NYSE: HAL) анонсировал подписание соглашения о сотрудничестве с Российским государственным университетом нефти и газа имени Губкина в области разработки нетрадиционных ресурсов, включая баженовскую свиту. Церемония подписания состоялась 30 января 2014 года в РГУ нефти и газа.

В рамках соглашения компания Halliburton предоставит старший технический и управленческий персонал для работы в отраслевом консультативном совете РГУ нефти и газа, а также базовый материал для программы обучения по разработке нетрадиционных запасов в РГУ нефти и газа, которая станет основой для отраслевой подготовки студентов.

Кроме того, компания Halliburton будет осуществлять сотрудничество с РГУ нефти и газа в области базовых и прикладных исследований по разработке традиционных и нетрадиционных ресурсов, оказывать поддержку студенческих проектов и реализовывать возможности в области научных исследований и разработок с российскими партнерами по отрасли.

По словам Бреди Мерфи, старшего вице-президента компании Halliburton по развитию бизнеса: «Halliburton нацелен представить передовые идеи в области разработки нетрадиционных ресурсов, а также современные решения в области исследований и разработки баженовской свиты в России».

Выступая с речью на церемонии подписания соглашения, ректор РГУ нефти и газа Виктор Мартынов отметил, что «благодаря сотрудничеству с компанией Halliburton, РГУ нефти и газа получит возможность предоставления студентам и отраслевому персоналу реального мирового опыта разработки нетрадиционных ресурсов».

Согласно опубликованным отчетам, запасы нетрадиционных ресурсов в России насчитывают порядка 680 трлн кубических метров, включая сланцевый газ, песчаники и метан угольных пластов. Константин Шилин, вице-президент компании Halliburton в России, отметил, что компания Halliburton и национальные компании заинтересованы в новых выпускниках, имеющих

Halliburton

Announces Unconventional Resource Development Partnership with Russian State Oil and Gas University-Gubkin

Halliburton (NYSE: HAL) announces the signing of a partnership agreement with Gubkin Russian State University of Oil and Gas for the development of unconventional resources in Russia, including the Bazhenov shale. A signing ceremony took place on January 30 at the university.

As part of the agreement, Halliburton will provide senior technical and management staff to serve on Gubkin's Industry Advisory Boards; as well as provide the foundation material for Gubkin's unconventional curriculum that will become the basis for student and industry training.

In addition Halliburton will work with Gubkin to explore basic applied research opportunities in conventional and unconventional resource development, provide assistance with student projects, and pursue R&D opportunities with Russian industry partners.

According to Brady Murphy, Halliburton's Senior Vice President of Halliburton Business Development, "Halliburton is positioned to provide the most recent ideas in unconventional development as well as state-of-the-art research and development solutions for the Bazhenov in Russia".

Speaking at the signing ceremony, university Rector Viktor Martynov noted that "by collaborating with Halliburton, Gubkin will be able to offer students and industry personnel real-world experience in unconventional resource development".

According to published reports, Russia may hold as much as 680 trillion cubic meters of unconventional resources, which include gas from shale, sandstones and coal beds. Konstantin Schilin – Halliburton Vice President Russia, noted that Halliburton as well as local



Слева стоит профессор М.А.Силин, первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; справа Dr. Paul Stephenson – развитие бизнеса и стратегические проекты в компании Halliburton. Слева сидит ректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессор В.Г. Мартынов, справа от него Dr. Konstantin Schilin – вице-президент российского филиала компании Halliburton

Standing at left is Professor Mikhail Silin, university Vice Rector in charge of innovation activity and commercialization of new developments; right is Dr. Paul Stephenson – Business Development and Strategic Projects. Seated left is Rector University Professor Viktor Martinov and right Dr. Konstantin Schilin – VP Halliburton Russia

необходимые знания и подготовку для решения задач в области разработки баженовской свиты и других нетрадиционных ресурсов.

Профессор М.А. Силин, проректор РГУ нефти и газа по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, отметил, что «благодаря сотрудничеству с компанией Halliburton, РГУ нефти и газа теперь имеет возможность создания совместной схемы усовершенствования программы и условий обучения для подготовки студентов, которые смогут сделать более ценный вклад в развитие работодателя после окончания университета». ☉



Слева стоит ректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессор В.Г. Мартынов, рядом с ним Dr. Konstantin Schilin – вице-президент российского филиала компании Halliburton, за ними – Dr. Paul Stephenson, развитие бизнеса и стратегические проекты в компании Halliburton

Standing left is Rector University Professor Viktor Martinov, Dr. Konstantin Schilin – VP Halliburton Russia, on the background – Dr. Paul Stephenson, Business Development and Strategic Projects

companies will require new graduates with the requisite knowledge and training to tackle the challenges of the Bazhenov and other unconventional resources.

Professor Mikhail Silin – university Vice Rector in charge of innovation activities and commercialization of new developments noted that "by partnering with Halliburton, Gubkin is now in a position to create a collaborative framework to strengthen our educational curriculum and learning environment and to prepare students to contribute more to their employers upon graduation". ☉

О компании Halliburton

Основанная в 1919 году, компания Halliburton является одной из ведущих мировых сервисных компаний, предоставляющих весь спектр современных технологий и услуг для нефтегазовой отрасли. Компания ведет деятельность в 80 странах и насчитывает свыше 75 тысяч человек, представляющих 140 национальностей. Подразделения компании предоставляют услуги и технологические решения на протяжении всего периода эксплуатации месторождения: начиная с определения местонахождения углеводородов, моделирования месторождения – до бурения, оценки параметров пласта, строительства, заканчивания скважин и оптимизации добычи. Подробную информацию вы можете найти на сайте компании www.halliburton.com.

About Halliburton

Founded in 1919, Halliburton is one of the world's largest providers of products and services to the energy industry. With more than 75,000 employees, representing 140 nationalities in approximately 80 countries, the company serves the upstream oil and gas industry throughout the lifecycle of the reservoir – from locating hydrocarbons and managing geological data, to drilling and formation evaluation, well construction and completion, and optimizing production through the life of the field. Visit the company's website at www.halliburton.com.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
Базовый вуз нефтегазового комплекса России

Нефтепромысловая химия

I Международная научно-практическая конференция (IX Всероссийская научно-практическая конференция) «Нефтепромысловая химия» состоится 26 июня 2014 года в Москве, в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Ленинский проспект, 65).

Организаторами мероприятия выступают: Министерство образования и науки Российской Федерации, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), НОЦ «Промысловая химия», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НП «Национальный институт нефти и газа».

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

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

Тематика конференции:

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

В программу конференции входит конкурс на лучший доклад среди молодых специалистов и конкурс фотографий «Красота месторождений».

Материалы конференции будут опубликованы в сборнике материалов I Международной (IX Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия».

Для участия в работе конференции нужно до 31 мая 2014 года пройти онлайн-регистрацию по адресу <http://gubkinuniv.timepad.ru/event/102867/> или прислать на электронный адрес конференции npch@gubkin.ru заполненную регистрационную форму. Тезисы докладов (не более одной страницы) или статью (не более трех страниц) необходимо прислать до 31 мая 2014 года на электронный адрес npch@gubkin.ru. Материалы, присланные после 31 мая 2014 года, а также оформленные не в соответствии с требованиями, к публикации приниматься не будут.

Подробную информацию об условиях участия и размере организационного взноса можно получить, отправив запрос в оргкомитет конференции по адресу npch@gubkin.ru.

Production Chemistry

The I International Research-to-Practice Conference (The IX All-Russian Research-to-Practice Conference) "Production Chemistry" will take place in Moscow on June 26, 2014 in Gubkin Russian State University of Oil & Gas (Leninsky Prospekt, 65).

The event will be organized by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, in Gubkin Russian State University of Oil & Gas, Production Chemistry Research Center, Hydrocarbon Production and Use Technologies technological platform, the National Institute of O&G.

The conference will be attended by representatives of the R&D institutes, universities, enterprises, firms, engaged in development, production, supply and application of chemical reagents for O&G industry on the territory of Russia and CIS.

The participants of the conference had an opportunity of revealing major trends in the development of global and Russian markets in the development of chemical reagents, establish contacts and receive the necessary information about modern level of production and application of chemical reagents in O&G industry.

The theme of the conference:

- reagents for well drilling, completion and overhaul;
- reagents and technologies of their application in production enhancement and oil well stimulation.
- application of chemical reagents while transportation of oil and oil products;
- development and application of modern methods of protective materials and inhibitors of corrosion, scale and paraffin for O&G equipment;
- application of water-soluble polymer materials in operation of oilfields;
- Surfactant species in O&G industry;
- environmental aspects of production and application of chemical reagents in O&G industry;
- information support and marketing for production and application of chemical reagents in O&G industry.

The program of the conference includes a contest for the best report among young specialists and a contest of photos "Beauty of the Fields".

The materials of the conference will be published in the collection of materials of the I International Research-to-Practice Conference (The IX All-Russian) Research-to-Practice Conference "Production Chemistry".

In order to take part in the conference you have to pass on-line registration at the address: <http://gubkinuniv.timepad.ru/event/102867/> before May 31, 2014 or fill-in the registration form and send it to the e-mail of the conference: npch@gubkin.ru. Please, submit the abstracts of the reports (no more than 1 page) or articles (no more than 3 pages) before May 31, 2014 to the e-mail: npch@gubkin.ru. The material submitted after the deadline of May 31, 2014 or filed incorrectly will not be accepted for publication.

You can receive detailed information on the conditions of participation and the amount of the organization fee by sending a request to the organization committee at the address: npch@gubkin.ru.



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ



26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

С 12 по 14 февраля 2014 года в Оренбурге в СКК «Оренбуржье» прошла ежегодная выставка «Нефть. Газ. Энерго».

Организаторами выступили правительство Оренбургской области, Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области, Торгово-промышленная палата Оренбургской области и ООО «УралЭкспо».

Эта выставка – деловое мероприятие года, на котором специалисты отрасли обменивались опытом, представляли инновационные разработки и создавали перспективную базу для расширения своей деятельности как в Оренбургском регионе, так и за его пределами.

Количество участников выставки из года в год растет. На сегодняшний день порядка 90 предприятий из Оренбургской области, а также более чем из 30 регионов страны представили на обозрение общественности свои достижения и инновационные разработки. Среди экспонентов были: ООО «Газпром добыча Оренбург», ЗАО «НПФ «Нафта» (Пермь), ЗАО «Саратовэнергомашинокомплект», ООО «ТК Нефтетанк» (Москва), Воронежский механический завод-филиал ФГУП «ГКНПЦ им. Н.В. Хруничева» и др.

Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области в рамках реализации областной программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности в Оренбургской области на 2010–2015 годы» представило коллективную экспозицию предприятий Оренбургской области, работающих в сфере энергосберегающих технологий.

12 февраля состоялось торжественное открытие выставки, на котором с приветственной речью выступили: министр экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области В.В. Васин, главный инженер – первый заместитель генерального директора «Газпром добыча Оренбург» А.Н. Мокшаев и вице-президент торгово-промышленной палаты Оренбургской области О.Н. Авдеев. Выступающие отметили важность и необходимость подобного мероприятия, особенно в непростое для экономики страны время, и поблагодарили экспонентов выставки за представленные интересные новинки и разработки, актуальные для Оренбургской области.



Знаменательным событием выставки стало подписание «Меморандума о взаимопонимании и сотрудничестве» между Министерством экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области и товариществом с ограниченной ответственностью AstanaSolar Республики Казахстан по развитию солнечной энергетики на территории Оренбуржья.

В рамках деловой программы прошли профильные мероприятия. Состоялся круглый стол «Современные технологии учета энергоресурсов (природного газа) в рамках реализации закона об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», организатором которого выступило ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург». Компания «ИРЗ-Связь» и Ижевский радиозавод провели семинар «Построение локальных систем оповещения потенциально опасных объектов на радиоканальном оборудовании КОР «Радиус». ПГ «Метран» собрал заинтересованных специалистов на семинаре «Решения Emerson Process Management для автоматизации производственных процессов в нефтегазодобыче и нефтегазопереработке».

Филиал Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина провел круглый стол «Инновационные технологии в разработке месторождений, транспорте и переработке природного газа и конденсата».

На сцене СКК «Оренбуржья» были подведены итоги работы выставки и состоялось торжественное награждение участников дипломами Министерства экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области за активное участие в выставке.

Особых наград, дипломов с медалями, были удостоены: ООО «Газпром добыча Оренбург», ЗАО «Саратовэнергомашкомплект», ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург».

Выставка стала площадкой для благотворительной акции «Оберег в каждый дом», которая была направлена на поддержку проекта «Куклотерапия». Цель проекта – реализация программы по социальной адаптации детей. Данная программа, благодаря глубокому пониманию проблем детей, находящихся в трудной жизненной ситуации, нашла поддержку в Министерстве образования, Министерстве культуры и внешних связей, Министерстве

финансов Оренбургской области, а также в муниципальных образованиях.

За время работы экспозиции ее посетило более 2500 человек, среди них 86,7% – специалисты отрасли. Каждый год выставка «Нефть. Газ. Энерго» доказывает свою эффективность. Большинство участников не раз убеждались в значимости события, и каждый год стараются представить новые разработки всеобщему вниманию. Мероприятие способствует налаживанию взаимовыгодного сотрудничества в нефтегазовой сфере, и свыше 70% участников нынешней выставки уже нацелены на активную подготовку и участие в выставке «Нефть. Газ. Энерго – 2015». ☉



Филиал Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина провел круглый стол «Инновационные технологии в разработке месторождений, транспорте и переработке природного газа и конденсата».



15-19
июня
2014

Москва, Россия



21-й Мировой нефтяной конгресс РЕГИСТРАЦИЯ открыта

Вы можете зарегистрироваться
сейчас на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



ExxonMobil



TOTAL

ZARUBEZHNEFT

Официальное
издание

FIRST WORLD
PETROLEUM

Официальный
партнёр

EY
Building a better
working world

Золотые спонсоры



Серебряные спонсоры





Reed Exhibitions

ООО "Рид Экспозишнз"

0+



КРАТКАЯ СТАТИСТИКА ROG 2012

- Более 3000 участников более чем из 30 стран
- 750 делегатов конференции
- Более 140 технических докладов

RO & G 14



Российский
нефтегаз SPE

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ

14-16 Октября, 2014 | Москва, ВВЦ, Павильон 75

www.russianoilgas.ru

ТЕХНИЧЕСКИЕ КАТЕГОРИИ ДЛЯ ПОДАЧИ РЕФЕРАТОВ

- Новые подходы и технологии поддержания добычи для месторождений на поздней стадии разработки
- Комплексное освоение новых месторождений Восточной Сибири, Ямала и др.
- Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы (сланцевый газ, технологии добычи метана из угольных пластов, газ плотных коллекторов, трудноизвлекаемая нефть, тяжелая нефть и т.д.)
- Охрана труда, промышленная и экологическая безопасность
- Геология и геофизика
- Разработка месторождений и методы увеличения нефтеотдачи пласта
- Строительство скважин – бурение и заканчивание
- Наземное оборудование, строительство и проекты
- Добыча
- Проблемы освоения шельфа и морских месторождений
- Подбор персонала и кадровые ресурсы

СРОК ПОДАЧИ РЕФЕРАТОВ ПРОДЛЕН ДО 24 ФЕВРАЛЯ 2014 ГОДА

Наталья Бабина,
менеджер по продажам
Ирина Кузнецова,
директор выставки

т: +7 495 937 6861, доб. 127
е: natalia.babina@reedexpo.ru
т: +7 495 937 6861, доб. 152
е: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

ЗОЛОТОЙ СПОНСОР



СПОНСОР



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 гидродескоструйная 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?

**Алексей Аблов, руководитель проекта
ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»**

1. Нефтегазосервисная.
2. 3–4 года.
3. ГДИ, ГФИ.
4. Разработки в области гибких труб, новые материалы и технологии изготовления и использования ГТ).
5. ГДИ, ОПЗ, бурение, освоение азотными комплексами.
6. ОПЗ, освоение, промывка после ГПР.
7. Переоснащение барабана ГТ в зимних условиях в чистом поле без оборудования для перемотки.
8. Да.
9. Да, очень.

АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

Coiled Tubing Times QUESTIONNAIRE

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)?

**Aleksey Ablov, Head of Coiled Tubing Project,
Packer Service, LLC**

1. Oil and gas service.
2. For 3–4 years.
3. Well logging and flow testing operations.
4. About developments in the sphere of coiled tubing, including new materials and technologies for CT manufacturing and application.
5. Flow testing operations, bottomhole zone treatments, nitrogen lift.
6. Bottomhole zone treatments, post-frac cleanouts, well completion.

10. Нет, очень.
11. 50% на 50%. Все зависит от конкретных условий и скважины.
12. Да. В зоне работы нашего комплекса ОПЗ (кислотный ГРП) и песчаные ГРП (КТРП и ГРП).
13. ГНКТ, ГРП, ГДИ, ОПЗ.
14. Эти же.

**Дмитрий Кавальчук, инженер-технолог,
ЗАО «БВТ-Восток»**

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. ГИС, бурение боковых стволов.
4. Бурение боковых стволов с применением ГНКТ.
5. –
6. ГИС, очистка скважины от АСПО, фрезерование многостадийных компоновок для ГРП.
7. Видеокаротаж с применением ГНКТ.
8. Очень.
9. Нет.
10. Да.
11. Посредством ГНКТ.
12. Нет.
13. ГРП, кислотные обработки.
14. ГРП.

**Иван Каштанов, начальник управления
внутрискважинных работ, ОАО «НОВАТЭК»**

1. Нефтегазодобывающая.
2. С 2009 года.
3. Новые технологии ПНП, исследование скважин с применением ГНКТ.
4. Широкий спектр технологий, особенно опыт, наработанный другими компаниями, в том числе зарубежными.
5. ГРП и МГРП; исследования на ГНКТ с кабелем; исследования скважинным трактором.
6. Промывка скважин, их освоение, исследование; разбуривание седел и шаров после МГРП; ликвидация гидратных пробок на скважинах с АВПД; исследование горизонтальных скважин с отходом до 3,5 км.
7. Освобождение инструмента в горизонтальной скважине глубиной более 6000 м.
8. Да.
9. Да. Основная проблема неприменения – высокие расценки.
10. Да. Только на карбонатных коллекторах.
11. С помощью скважинного трактора – на скважинах свыше 4000 м; на ГНКТ – до глубины 4000–4500 м.
12. МГРП.
13. МГРП на газовых скважинах с АВПД (ачимовские отложения).
14. Зарезки боковых стволов с применением ГНКТ – 300–400 м.

**Рустам Хасанишин, главный специалист,
ООО «Газпром нефть НТЦ»**

1. Научно-исследовательская структура.
2. 5 лет.

7. Spooling of CT in the field under winter conditions with no proper equipment.
8. Yes.
9. Yes, I'm very interested.
10. No, I'm not.
11. "Fifty-fifty". All depends on the given conditions and well type.
12. Yes. In our region the effective types are acid fracturing and conventional hydraulic fracturing (with proppant utilization).
13. CT technologies, hydraulic fracturing, flow testing operations and bottomhole zone treatments.
14. The same.

**Dmitriy Kovalchuk, Process Engineer,
BVT-Vostok, CJSC**

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. Well logging and sidetracking operations.
4. Sidetracking with CT application.
5. –
6. Well logging, milling of multi-stage hydraulic fracturing assemblies, removal of asphalt, resin and paraffin deposits.
7. Well video logging with CT application.
8. Yes, I'm very interested.
9. No.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. No.
13. Hydraulic fracturing and acid treatments.
14. Hydraulic fracturing.

**Ivan Kashtanov, Head of Well Intervention
Department, NOVATEK, JSC**

1. Oil and gas producing.
2. Since 2009.
3. New EOR technologies, CT well logging.
4. About various technologies. In particular, about field experience gained by both Russian and foreign companies.
5. Hydraulic fracturing and multi-stage fracturing; CT well logging on e-line; well logging with downhole tractor utilization.
6. Well cleanouts, flow testing, logging operations; milling of seats and balls after multi-stage fracturing; removal of hydrate plugs in the wells with abnormally high reservoir pressure (AHRP); well logging in horizontal wells with reaches up to 11,500 ft.
7. Unfreezing of a downhole tool that stuck in a horizontal well deeper than 19,685 ft.
8. Yes.
9. Yes. The main reason of non-use is its high cost.
10. Yes. But only in carbonate reservoirs.
11. If the well is deeper than 13,000 ft, a downhole tractor should be used. CT should be used in wells not deeper than 13,000–14,800 ft.
12. Multi-stage hydraulic fracturing.
13. Multi-stage hydraulic fracturing in gas wells with AHRP (Achimovsky deposits).
14. Sidetracking with CT application (the length of sidetracks is 1,000–1,300 ft).

3. Водоизоляционные работы.
4. Геофизика для горизонтальных скважин.
5. Колтубинг, ГРП, КРС.
6. Разбуривание портов МСГРП; освоение горизонтальных скважин.
7. Многоступенчатый ГРП.
8. Да.
9. Да.
10. Нет.
11. ГНКТ.
12. Да.
13. –
14. ГРП, СКО.

**Сергей Новиков, заместитель начальника
управления развития бизнеса,
ООО «Фрак Джет-Волга»**

1. Нефтегазосервисная, производитель оборудования.
2. 1 год.
3. Все технологии, представленные на 14-й Международной конференции «Колтубинговые технологии и внутрискважинные работы», имеют ценность и будущее.
4. –
5. ТК-ГАК и волновая технология.
6. –
7. Определение источника МКД и ликвидация МКД.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ надежнее, но и трактор хорош.
12. ГРП – это технологическое преступление!
13. За волновой технологией – будущее.
14. –

**Артем Балабанов, генеральный директор,
ООО «Торговый дом «Уралтрубмаш»**

1. Производитель оборудования.
2. Давно.
3. –
4. Целиком и полностью полагаюсь на профессионализм работников редакции в выборе тем для журнала.
5. –
6. –
7. Вызов притока из пласта, нормализация забоя, растепление парафиновых пробок, фрезерование НКТ, обрезка НКТ.
8. –
9. –
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –

**Олег Воин, заместитель генерального
директора по геологии, ООО «Фрак Джет-Волга»**

**Rustam Hasanshin, Chief Specialist, Gazprom
neft NTC, LLC**

1. Scientific and research structure.
2. For 5 years.
3. Water shutoff operations.
4. About well logging in horizontal wells.
5. Coiled tubing, hydraulic fracturing, well workover.
6. Milling of multi-stage fracturing ports; completion of horizontal wells.
7. Multi-stage hydraulic fracturing.
8. Yes.
9. Yes.
10. No.
11. Coiled tubing.
12. Yes.
13. –
14. Hydraulic fracturing, acid treatments.

**Sergey Novikov, Deputy Head, Business
Development Department, Frac Jet-Volga, LLC**

1. Oil & gas service and equipment manufacturing company.
2. For 1 year.
3. All technologies presented at the 14th International Coiled Tubing and Well Intervention Conference are of great importance and potential.
4. –
5. Wave technologies and three-component geo-acoustic logging.
6. –
7. Identification of between casing pressure source and its elimination.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. CT is more reliable, but downhole tractor is good as well.
12. Hydraulic fracturing is a technological crime!
13. The future is in the wave technology.
14. –

**Artem Balabanov, General Manager,
Uraltrubmash Trading House, LLC**

1. Equipment manufacturing company.
2. For a long time.
3. –
4. I completely rely on competency of the editorial staff in that question.
5. –
6. –
7. Well stimulation, bottomhole cleaning, thawing of paraffin plugs, cutting/milling of production tubing.
8. –
9. –
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –

**Oleg Voin, Deputy General Director, Geology,
Frac Jet-Volga, LLC**

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. Телеметрия.
4. –
5. Колтюбинг.
6. Освоение скважин.
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да, если будет качественное оборудование.
11. В зависимости от задачи.
12. Нет.
13. ГРП.
14. ГРП.

**Михаил Юшков, директор,
ЗАО «ИНК-Сервис»**

1. Нефтегазосервисная
2. С 2011 года.
3. –
4. ГИС на ГНКТ, аварийные работы на ГНКТ, освоение скважин на ГНКТ.
5. Обо всех новых технологиях.
6. Колтюбинг, ГРП, МГРП.
7. –
8. Пока обычные работы.
9. Да.
10. Да.
11. Да.
12. ГНКТ.
13. Да. Многостадийные ГРП.
14. –
15. –

**Александр Бейсенов, специалист,
ООО «Технотройлизинг»**

1. Инвестиции/Лизинг.
2. Около 2 лет.
3. Все основные технологии в данной сфере.
4. Об основных тенденциях развития (т.к. я являюсь представителем определенной отрасли).
5. –
6. –
7. –
8. Да. Для изучения и понимания.
9. Да. Для общего знания.
10. Да. Для общего понимания.
11. Быстро и своевременно. Исходя из этого выбирать способ доставки.
12. –
13. –
14. –

**Максим Токарев, заместитель
генерального директора по развитию
бизнеса, Calfrac Well Services**

1. Нефтегазосервисная.
2. 3 года.
3. –
4. Проведение многостадийных ГРП с ГНКТ.
5. ГНКТ и ГРП.

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. Telemetry.
4. –
5. Coiled tubing.
6. Well completion.
7. –
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes, if there will be the corresponding high-quality equipment.
11. It depends on the task to be solved.
12. No.
13. Hydraulic fracturing.
14. Hydraulic fracturing.

Mikhail Yushkov, Director, INK-Service, CJSC

1. Oil and gas service.
2. Since 2011.
3. –
4. CT well logging, CT emergency operations, well completions with CT application.
5. About all new technologies.
6. Coiled tubing, hydraulic fracturing, multi-stage fracturing.
7. –
8. We have performed just common operations so far.
9. Yes.
10. Yes.
11. Yes.
12. Coiled tubing.
13. Yes. Multi-stage hydraulic fracturing.
14. –
15. –

**Alexander Beysenov, specialist,
Technostroyleasing, LLC**

1. Investments/Leasing.
2. For about 2 years.
3. All main CT technologies.
4. About main development trends (since I represent a specific sector).
5. –
6. –
7. –
8. Yes. For studying and understanding.
9. Yes. For common knowledge.
10. Yes. For general idea.
11. The conveyance should be quick and timely. That's the main criterion for choosing.
12. –
13. –
14. –

**Maksim Tokarev, Deputy General Director,
Business Development, Calfrac Well Services**

1. Oil and gas service.
2. For 3 years.
3. –
4. About multi-stage fracturing with CT application
5. Coiled tubing and hydraulic fracturing.
6. Well completion and cleanout, milling of balls/seats

6. Промывка и освоение скважин, разбуривание шаров/седел после МСГРП, геофизические работы на ГНКТ.
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. ГНКТ.
12. Да. Традиционные ГРП, МСГРП, кислотные ГРП.
13. ГРП.
14. Технологии для разработки нетрадиционных залежей (сланцы, баженовская свита).

Юрий Штахов, начальник отдела разработки технических средств, ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

1. Производитель оборудования.
2. 5 лет.
3. ГИС, резка НКТ.
4. –
5. –
6. –
7. –
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. Посредством ГНКТ.
12. –
13. ГРП, «Турбоёрш».
14. ГРП.

Динар Шавалиев, ведущий специалист-супервайзер по ПНП, ОАО «Томскнефть-ВНК»

1. Нефтегазодобывающая.
2. Узнал недавно.
3. Все кислотные обработки в скважине.
4. Всё о ГРП и ПНП.
5. ГФР, ГРП, СКО.
6. Очистка ПЗП после ГРП с применением ГНКТ.
7. Вымыв проппанта пенными технологиями на жесткой трубе с использованием азотно-компрессорных станций производства Уфимского компрессорного завода.
8. Да.
9. Да.
10. Да.
11. С помощью ГНКТ.
12. Да. Водный ГРП и многостадийный (ОПИ).
13. СКО, пенно-кислотные обработки, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин гелевыми системами.
14. Освоение скважин инертными газами (азот) с выводом на депрессии.

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 или halina.bulyka@cttimes.org

after multi-stage fracturing, CT well logging.

7. –
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. Coiled tubing.
12. Yes. Conventional hydraulic fracturing, acid fracturing, multi-stage fracturing.
13. Hydraulic fracturing.
14. Technologies for unconventional deposits (shale rocks, Bazhenov formations) development.

Yuriy Shtakhov, Head of Technological Tools Development, NPP RosTEKtechnologies, LLC

1. Equipment manufacturing company.
2. For 5 years.
3. Well logging, tubing cutting operations.
4. –
5. –
6. –
7. –
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With the use of coiled tubing.
12. –
13. Hydraulic fracturing, “Turbo-pig”.
14. Hydraulic fracturing.

Dinar Shavaliyev, Lead Expert-Supervisor, EOR, Tomskneft-VNK, JSC

1. Oil and gas producing.
2. I have just discovered your Journal.
3. All acid treatments.
4. Everything about EOR and hydraulic fracturing.
5. Geophysical operations, hydraulic fracturing, acid treatments.
6. Post-frac bottomhole formation zone treatments with CT application.
7. Proppant removal with foam technologies application and utilization of nitrogen units manufactured by Ufimskiy compressor factory.
8. Yes.
9. Yes.
10. Yes.
11. With coiled tubing utilization.
12. Yes. Conventional hydraulic fracturing and multi-stage fracturing (pilot testing).
13. Acid treatments, foam-acid treatments, conformance control of injection wells with the use of gel systems.
14. Bringing well into production with application of inactive gases (nitrogen) in underbalanced conditions.

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 or halina.bulyka@cttimes.org



Дорогие друзья!

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

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 гидропескоструйная 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?

21. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!

COILED TUBING OPERATIONS

Praxis Technical Training
14–18 April 2014
Istanbul, Turkey



THIS COURSE IS A MUST-ATTEND IF YOU WISH TO:

- Gain a thorough understanding of CT equipment
- Share and discuss all the different aspects of procedures for rigging up and CT operations
- Learn fluid and N2 pumping and pressure testing applications, calculations and procedures
- Understand IWCF Barrier Control during a CT operation
- Prepare detailed incident reports and resolution
- Identify each CT downhole tool and design a Bottom Hole Assembly

3 EASY WAYS TO REGISTER

CALL: +971 4 884 1110 EXT. 118 FAX: +971 4 884 7140 EMAIL: PRAXIS@PRAXIS-GLOBAL.COM

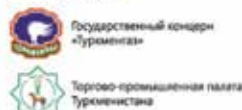
TGC 2014

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА

20–22 мая 2014 года
Ашхабад • Туркменистан

www.turkmenistangascongress.com
www.turkmengas.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ



СО-ОРГАНИЗАТОР



КОНТАКТЫ

Москва:
Тел.: +7 (495) 935 7350
Факс: +7 (495) 935 7351
e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

Лондон:
Тел.: +44(0) 207 328 88 99
Факс: +44(0) 207 624 90 30
e-mail: info@summittradeevents.com

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014

Центр международной торговли
Совместно с Неделями российского бизнеса

«Сегодня российский нефтегазовый сектор стоит на пороге новых вызовов и перемен. Необходимо обсуждать вопросы, связанные с привлечением инвестиций в нефтегазовую отрасль страны, фискальной политики в этой сфере, воспроизводством минерально-сырьевой базы, развитием рыночной инфраструктуры, внедрением инновационных технологий и новейших технических разработок».

А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации



«Роль нефтегазового сектора в российской экономике продолжает оставаться высокой. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2012 году составила почти 50 %. За 12 лет добыча нефти в России выросла более чем в 1,5 раза, что соответствует уровню добычи примерно в 4 млн баррелей нефти в сутки. Сегодня Россия стала мировым лидером по объему добычи нефти и занимает шестое место по запасам, добывая каждый восьмой баррель нефти в мире».

А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации

«Я надеюсь, что не только ежегодный Форум, но и наша постоянная работа в межфорумный период будет являться залогом хороших результатов, успешного развития нефтегазового комплекса и надежного позиционирования ТЭК в глобальной экономике».

А.Н. Шохин, Президент РСПП



«Полагаю, что проведение Национального нефтегазового Форума будет способствовать укреплению сотрудничества между представителями органов государственной власти и бизнеса, позволит уточнить перспективы инновационного развития отечественного топливно-энергетического комплекса».

С.Н. Катирин, Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации

«Главные задачи – это эффективное использование недр и эффективность работы самого нефтегазового комплекса. Структурные реформы, проведенные в НГК в 90-х годах прошлого века, в начале 2000-х дали свои плоды. Комплекс знает, что такое конкуренция и сейчас перед нефтяниками и газовиками стоят вопросы технологического перевооружения».

Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России



«Необходимо сформировать регулирующие механизмы повышения энергоэффективности государственных компаний и их ответственность, на законодательном уровне четко установить принципы и методы формирования политики энергосбережения в государственных компаниях, структуру и содержание этой политики, функций и задач, решаемых государственными компаниями».

П.Н. Завальный, Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, Президент Российского газового общества

Подробности на сайте www.oilandgasforum.ru и по телефону «горячей линии» 8-800-333-05-15



Автор фотографий – Дмитрий Ковальчук, инженер-технолог ЗАО «БВТ-Восток».

Его работы использованы также в оформлении обложки номера.

Поделитесь красотой месторождений, на которых работаете Вы!

Присылайте фотографии по адресу cttimes@cttimes.org

Photography courtesy of Dmitry Kovalchuk. He is an engineering technologist at BVT-VOSTOK ZAO. His pictures were used for the cover of the issue.

Share The Beauty of Oilfields that you develop. Send us photos to the address: cttimes@cttimes.org



КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ



THE BEAUTY OF OILFIELDS



Фото slb.com

«Шлюмберже» коммерциализирует новую услугу по выделению границ многослойных пластов

Компания «Шлюмберже» объявила о продвижении на рынок своей новой услуги PeriScope HD по выделению границ многослойных пластов. Новая технология точно определяет границу многослойных пластов, ориентацию соседних слоев и положение границы пластового флюида, что позволяет оказывать услуги по размещению скважин в карбонатных и терригенных пластах на вы-

сочайшем уровне.

«При работе со сложными, тонкослоистыми и расчлененными пластами геофизикам важно разместить скважины в наиболее продуктивных частях коллекторных слоев, – отметил Стив Кауфман, президент подразделения Drilling & Measurements компании «Шлюмберже». – Технология PeriScope HD позволяет клиентам выбирать оптимальную траекторию ствола скважины в рамках коллектора для увеличения объемов добычи».

Услуга PeriScope HD использует комбинацию инверсионных моделей и дополнительных азимутальных измерений для обеспечения точного определения границ многослойных пластов, что способствует правильному размещению скважин. Технология определения многослойных пластов в режиме реального времени дает лучшее понимание того, как осаждались эти продуктивные пласты. Это дает геофизикам возможность размещать будущие скважины таким образом, чтобы это положительно сказывалось на объемах добычи.

Услуга PeriScope HD прошла полевые испытания на месторождениях Ближнего Востока, Европы, Азии и Южной Америки, а также в тонкослоистых коллекторах Северной Америки. Новинка доказала свою способность точно определять границы пластов как при использовании проводящих, так и высокоомных буровых растворов.

В Австралии клиент планировал пробурить скважину в пределах 3 метров по вертикали от кровли пласта, а также определить границы песчаных каналов, которые пересекали продуктивный пласт. Услуга PeriScope HD предоставила информацию о границах пласта, которая дала возможность разместить дренажную скважину в пределах 2-метровой области (речь идет об истинной глубине по вертикали) ниже кровли пласта. Вдобавок определение границ многослойного коллектора дало клиенту полезную информацию, которая улучшила понимание сложной структуры пласта.

Schlumberger Commercializes New Multilayer Bed Boundary Detection Service

Schlumberger announced the commercialization of the PeriScope HD multilayer bed boundary detection service. The technology accurately detects multiple formation layers, orientation of approaching beds and fluid boundary positions to enable advanced well placement services in clastic and carbonate fields.

“For complex, thinly bedded and compartmentalized reservoirs, it is critical for geoscientists to place wells in the most productive parts of the reservoir layers,” said Steve Kaufmann, president, Drilling & Measurements, Schlumberger. “The PeriScope HD technology enables customers to choose the optimal steering direction within the reservoirs to improve production.”

The PeriScope HD service uses a combination of inversion models with additional azimuthal measurements to provide precise delineation of formation bed boundaries for advanced well placement and accurate definition of multiple productive layers. This real-time multilayer detection technology leads to better understanding of how formations are deposited, which enables geoscientists to position future wells for improved production.

The PeriScope HD service has been tested in reservoirs in the Middle East, Europe, Asia and South America, as well as thinly layered reservoirs in North America. The technology proved its ability to accurately detect formation bed boundaries in both conductive and resistive drilling fluids.

In Australia, a customer was planning to geosteer a well within 3-m true vertical depth (TVD) of the top structure and also delineate overlapping dipping channel sands. The PeriScope HD service delivered bed boundary information to place the drain hole within 2-m TVD below the reservoir top throughout the entire drilled interval. In addition, the multilayer reservoir delineation provided the operator with an increased understanding of the complex reservoir. ☉

Успешное применение ЦПК-технологии на месторождениях «Татнефти»



Фото tatneft.ru

На месторождениях ОАО «Татнефть» для регулирования заводнения высокопроницаемых пластов успешно применяется технология, включающая использование композиционной системы на основе целлюлозно-полимерного комплекса (технология ЦПК).

Состав реагента ЦПК разработан в сотрудничестве ЗАО «Полицелл», ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть» и ООО «Татнефть-Хим-Сервис».

Технология предназначена для вовлечения в разработку слабо-дренируемых или недренируемых запасов нефти за счет выравнивания фронта заводнения и увеличения охвата пластов. С этой целью в пласт закачивается реагент «целлюлозно-полимерный комплекс». Устойчивый к биоразложению природный полимер, применяемый в данной технологии, обладает важной особенностью – с увеличением минерализации его вязкость увеличивается до трех раз. Это позволяет применять ЦПК на объектах с любой минерализацией закачиваемых вод.

Реагент ЦПК – это композиция дисперсных компонентов органического и неорганического происхождения с широким диапазоном дисперсности частиц. Наличие трех модификаций реагента ЦПК и их применение с учетом условий объектов воздействия повышают эффективность технологии.

Полимер в составе ЦПК выполняет сразу несколько функций: является стабилизатором дисперсионной среды, агентом довытеснения нефти из менее проницаемой части коллектора, а также дополнительным блокирующим агентом за счет образования в пласте высоковязких растворов, усиливающих эффект дисперсных компонентов.

Среди преимуществ технологии также всепогодность применения, экологическая безопасность и отсутствие эффекта необратимой коагуляции.

Технологический процесс реализуется стандартным нефтепромысловым оборудованием – комплексными установками типа КУДР. Обработка пласта производится через нагнетательные скважины. ►

Successful Implementation of CPC Technology at Tatneft Oilfields

A technology using a composite system based on the cellulose and polymer complex (CPC technology) has been developed and is successfully applied at JSC TATNEFT's oil fields to control highly permeable reservoirs water flooding.

The CPC reagent composition has been jointly developed by JSC "Policell", TatNIPneft of JSC TATNEFT and OOO "Tatneft-KhimServis".

The technology is intended to involve in the development poorly drained or non-drained oil reserves by aligning the flood front and increasing the reservoir coverage. The composition "pulp-polymer complex" is injected into the reservoir for this purpose, which is a natural origin polymer additionally comprising dispersed components of organic and inorganic origin. The stable to biological degradation natural polymer applied in this technology possesses one important feature: its viscosity increases up to three times with mineralization increase. This allows applying the CPC at sites with any injected water salinity.

The CPC reagent is a composition of dispersed components of organic and inorganic origin with a wide range of the particles dispersion. There are three different modifications of the CPC reagent and its application taking into account the treated targets' properties increases the efficiency of the technology.

The polymer in the composition of the CPC performs simultaneously several functions: it is a dispersion medium stabilizer, agent of additional crude oil displacement from less permeable part of the reservoir, as well as an additional blocking agent at the expense of generating highly viscous solutions in the formation amplifying the effect of dispersed components.

The advantages of the technology also include the all-season application, environmental safety and the lack of irreversible clogging effect.

The technological process is implemented with application of standard oilfield equipment – integrated units of KUDR type. The formation treatment is performed through injection wells. ©

«Шлюмберже» представляет новую технику проведения ГРП

Компания «Шлюмберже» объявила о выходе новой техники проведения ГРП BroadBand Sequence, которая позволяет последовательно обрабатывать интервалы перфорации в скважинах, вскрывающих нетрадиционные коллекторы. Новая методика последовательно изолирует образовавшиеся в пласте трещины, что гарантирует полную обработку всех интервалов перфорации в каждой из зон ГРП. Это приводит к повышению эффективности ГРП, а также к последующему увеличению объемов добычи по сравнению с традиционными методиками.

В основе техники BroadBand Sequence лежит разработанная с использованием сложных жидкостей смесь из разлагаемых волокон и мультимодальных частиц, которая подходит для использования в новых и переоборудованных скважинах. Новая техника в особенности подходит для операций по повторному ГРП, так как характеризуется способностью временно изолировать интервалы без помощи механических инструментов (таких, например, как мостовые пробки).

«Оптимизация процессов обработки интервалов перфорации в нетрадиционных коллекторах является серьезной задачей для нашей индустрии, – заметил Америо Гатти, президент подразделения Well Services компании «Шлюмберже». – Методика BroadBand Sequence призвана решить эту задачу и повысить продуктивность скважин наших клиентов путем усиления контакта с продуктивным пластом в каждой из зон обработки».

Эта методика проведения ГРП уже продемонстрировала свою эффективность в более чем 500 операциях, выполненных на данный момент на нескольких нетра-

диционных месторождениях, включая Eagle Ford, Haynesville, Woodford, Spraberry и Bakken.

Новинка позволила клиентам из Южного Техаса более чем на 20% повысить уровень добычи из новых законченных скважин на нетрадиционном месторождении. Также эта техника проведения ГРП снизила временные затраты на заканчивание скважины при проведении операций типа «цементирование и перфорация» на 46% по сравнению с традиционными методиками благодаря обработке более длинных интервалов. Вдобавок эта технология применялась в Южном Техасе на скважине при проведении повторного ГРП, удвоив уровень добычи и в четыре раза увеличив давление притока.

BroadBand Sequence является первой из семейства технологий заканчивания BroadBand, направленных на максимальное увеличение продуктивности скважин на нетрадиционных месторождениях.

Schlumberger Introduces New Fracturing Technique

Schlumberger announced the introduction of the BroadBand Sequence fracturing technique, which enables sequential stimulation of perforation clusters in wells drilled in unconventional reservoirs. This new technique sequentially isolates fractures at the wellbore to ensure every cluster in each zone is fractured resulting in greater production and completion efficiency compared to conventional methods.

Developed using a composite fluid comprising a proprietary blend of degradable fibers and multimodal particles, the BroadBand Sequence technique is suited for use in new wells and in recompletions. This technique is particularly suitable for re-fracturing operations, given its ability to promote temporary cluster isolation without the aid of mechanical devices such as bridge plugs.

"Optimizing the stimulation of wellbore perforation clusters in unconventional reservoirs is a significant challenge for our industry," said Amerino Gatti, president, Well Services, Schlumberger. "The BroadBand Sequence technique addresses this challenge and increases our customers' well production by enhancing stimulation contact in every zone in the reservoir."

This fracturing technique has delivered robust and consistent performance in more than 500 operations conducted to date in several unconventional plays including the Eagle Ford, Haynesville, Woodford, Spraberry and Bakken shales.

The BroadBand Sequence fracturing technique has enabled customers in South Texas to increase production from new completions in unconventional reservoirs by more than 20%. It has also reduced well completion time by up to 46% in plug-and-perf operations by stimulating longer intervals compared with conventional methods. In addition, this technology was applied to a well in South Texas for a refracturing operation, which resulted in double the production with a fourfold increase in flowing pressure.

BroadBand Sequence is the first release of a family of BroadBand completion technologies aimed at maximizing well productivity in unconventional reservoirs. ©

«Шлюмберже» представляет технологию для оптимизации производительности скважин



Foto: slb.com

Компания «Шлюмберже» объявила о появлении на рынке новых шаров ELEMENTAL для проведения многостадийных ГРП, изготовленных из сплавов, способных к химическому разложению. Новые шары из сплавов разлагаются полностью, а сам процесс разложения поддается точной оценке, что гарантирует максимальную производительность скважины.

«Технология разлагаемых шаров ELEMENTAL позволяет проводить многостадийные ГРП в цементированных и нецементированных скважинах, устраняя риски прихвата шаров и необходимость их фрезерования, – отметил Майк Гардинг, президент подразделения по заканчиванию скважин компании «Шлюмберже». – Эта технология предоставляет нашим клиентам существенное увеличение эффективности подобных операций. Начало добычи из скважин как на традиционных, так и на нетрадиционных месторождениях, значительно ускоряется».

Шары из сплава прогнозируемо разлагаются в различных внутри-скважинных условиях, в широком диапазоне скважинных глубин, температур, давлений и типов скважинного флюида. Контролируемое разложение происходит без применения химических добавок, без необходимости создания среды с низким уровнем pH, а также без проведения операций по извлечению или фрезерованию шаров после ГРП.

Технология ELEMENTAL может использоваться в купе с системами для проведения многостадийных ГРП компании «Шлюмберже». Данная технология использовалась в комбинации с системой Falcon для многостадийной обработки нецементированных скважин. Пластовые условия были весьма сложными с точки зрения скорости разложения шаров. К числу таких месторождений относят Gold Creek, Slave Point, Glauconite, Cardium, Montney и Lower Montney с забойными температурами не выше 30 градусов Цельсия.

Шары ELEMENTAL также использовались на месторождении Bakken, где пластовые температуры составляют порядка 127 градусов Цельсия. Клиент компании «Шлюмберже» использовал новую технологию для заканчивания и проведения ГРП в многоствольной скважине при помощи системы Falcon. Всего насчитывалось 42 зоны для ГРП (по 21 зоне на каждый боковой ствол). После проведения ГРП в каждом из стволов, скважина была введена в эксплуатацию. При этом ни один из шаров не вернулся на поверхность, что подтверждает их быстрое разложение.

Schlumberger Launches Degradable Alloy Technology to Optimize Well Productivity

Schlumberger announced the introduction of the ELEMENTAL degradable alloy balls for multistage stimulation treatments. The technology demonstrates predictable and complete degradation of the alloy balls ensuring maximum well productivity.

“The ELEMENTAL degradable alloy technology enables high-stage-count jobs to be carried out in both cemented and uncemented wells by eliminating the risk of stuck balls and the need to mill them out,” said Mike Garding, president, Completions, Schlumberger. “This technology provides our customers with a step-change increase in operation efficiency, bringing production online faster in conventional and unconventional reservoirs.”

The alloy balls degrade predictably in a wide range of downhole conditions, well depths, temperatures, pressures and well fluids. Controlled degradation takes place without the need for chemical additives, low pH environment, retrieval operations or milling after fracturing.

The ELEMENTAL degradable alloy technology can be used with Schlumberger multistage stimulation systems. The technology has been deployed with the Falcon* multistage stimulation system for uncemented

Партнерство Губкинского университета и Weatherford для выполнения сложных и комплексных нефтегазовых проектов



Foto: weatherford.ru

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и нефте-сервисная компания

Weatherford подписали ме-

морандум о взаимопонимании, направленный на интеграцию усилий по созданию Центра совместных геолого-геофизических исследований. Современная лабораторная база Губкинского нефтегазового университета, научная школа и новейшие технологии Weatherford дадут необходимый взаимовыгодный синергетический эффект для выполнения сложных и комплексных проектов для нефтегазовой отрасли в соответствии с мировыми стандартами.

Партнеры консолидируют усилия, направленные на оперативное выполнение научных исследований при реализации различных коммерческих проектов, включая решение задач в области геомеханики, повышения нефтеотдачи пластов и других актуальных проблем нефтегазового сектора РФ.

Стороны планируют разработку совместных программ обучения и повышения квалификации персонала. В комплекс мероприятий войдет и отбор особо одаренных студентов старших курсов и выпускников Губкинского университета, знания и умения которых будут отмечены именными стипендиями, а лучшие из них смогут пройти стажировку в компании Weatherford.

По окончании встречи для делегации Weatherford сотрудниками вуза была проведена экскурсия по лабораториям и научным центрам Губкинского университета и презентации новейшего оборудования, закупленного университетом в рамках развития программы «Национальный исследовательский университет».

Как отметил ректор Виктор Георгиевич Мартынов: «Губкинский университет как лидер в системе нефтегазового образования России предлагает партнерам не только свой интеллектуальный потенциал и опыт научно-исследовательской работы, но и современные цепочки взаимосвязанного научного оборудования для исследования горных пород и насыщающих их флюидов. За последние три года в рамках программы развития НИУ мы капитально переоснастили наши лаборатории. Мы заинтересованы в дополнительном доходе при реализации комплексных проектов, которые ранее мы выполнять не могли. Это позволит поступательно развивать университет, совершенствовать технологическую платформу нефтегазовых

технологий в кооперации с нашими партнерами».

Дин Камински, вице-президент Weatherford, Россия, добавил: «Мы знаем, что ваш университет известен не только в России, но и во всем мире. Мы очень рады дружить с лидерами и профессионалами своего дела. Партнерство должно быть взаимовыгодным, и у нас есть что предложить – целый спектр уникальных технологий, многие из которых на российских месторождениях применяются впервые, в том числе в сложных геологических условиях. Решение задач такой повышенной сложности требует качественной проработки всех принимаемых решений. Создание совместного научного центра позволит консолидировать усилия на взаимовыгодной основе. Мы готовы продуктивно поработать, для чего уже реконструировали учебный класс на кафедре бурения, снабдив его наглядными образцами нашего оборудования. Уверен, этот проект будет успешен для обеих сторон».

Partnership of Gubkin University and Weatherford in Complex and Integrated Oil and Gas Projects

Gubkin Russian State University of Oil and Gas and oilfield service company Weatherford signed a Memorandum of Understanding aimed at joining efforts to establish the Center of Joint Geological and Geophysical Studies. The advanced laboratory facilities of Gubkin University, the scientific school, and the innovative technologies of Weatherford will provide a mutually beneficial synergetic effect for implementation of complex and integrated projects for the oil and gas industry according to global standards.

The partners will consolidate their efforts for effective scientific research under business projects, including development of solutions in geomechanics, enhanced oil recovery and other topical problems of Russian oil and gas industry.

The Parties are planning to evolve joint personnel training and further development programs. The cooperative activities will include selection of talented senior students of Gubkin University for Weatherford, which will provide the best students with scholarships and practical training opportunities.

After the meeting, a tour to the laboratories and R&D centers of Gubkin University was arranged for Weatherford delegation with presentations of innovative equipment purchased by the University within the framework of the National R&D University Development Program.

Principal of Gubkin Russian State University Victor Martynov: "Gubkin University being the leader in the system of oil and gas education in Russia offers its partners not only its intellectual potential and R&D expertise, but also cutting-edge sets of interrelated research equipment for study of rocks and their fluids. Over the last three years we have substantially re-equipped our laboratories under the National R&D University Development Program. We are interested in additional revenue from implementation of integrated projects, which we were not able to perform earlier. It will allow us to develop incrementally and enhance our oil and gas technologies in cooperation with our partners."

Dean Kaminski, Vice President, Weatherford Russia: "We know that your University is well known not only in Russia, but in the whole world. We're very glad to be friends with such leaders. This partnership will be mutually beneficial and we have something to offer – this is a whole range of unique technologies, including those applied for the first time in difficult geological environments of Russian fields. Such challenges need careful consideration of all decisions. Establishment of a joint research center will enable us to consolidate our efforts on a mutually beneficial basis. We are ready to work diligently. We have already upgraded a training room of the Drilling Department and exhibited models of our equipment. I'm sure this project will produce a good effect for both parties." ●

wells in formations representing a significant challenge to degradation times, such as Gold Creek, Slave Point, Glaucinite, Cardium, Montney and Lower Montney with bottom hole temperatures as low as 30 degC (86 degF).

The ELEMENTAL alloy technology has also been used in the Bakken basin, where formation temperatures are around 127 degC (260 degF). One customer used the technology to complete and fracture a multi-lateral wellbore containing 42 Falcon stages, 21 per lateral. After each lateral was fractured, the well was allowed to flow back without any of the alloy balls being recovered at surface, validating the swift degradation behavior of the technology. ●

Эффективные технологии повышения нефтеотдачи пластов



Фото tatneft.ru

Для повышения коэффициента извлечения нефти карбонатных пластов в компании «Татнефть» успешно внедряется технология регулирования заводнения карбонатных коллекторов путем комбинированного воздействия осадко- и гелеобразующими композициями (технология ГЕОС-К).

Предложенная специалистами ТатНИПнефть технология применяется при разработке месторождений, представленных неоднородными по проницаемости карбонатными коллекторами. Предложенный метод сочетает в себе несколько механизмов воздействия и осуществляется путем закачки в нагнетательные скважины осадко- и гелеобразующей композиции, представляющей собой состав на основе шитых эфиров целлюлозы и щелочно-полимерной композиции.

Для блокирования крупных трещин используется гелеобразующий состав высокой прочности, обладающий выраженной адгезией к породе пласта. Это необходимо для сохранения изолирующих свойств в условиях периодического изменения размеров трещин.

После обработки гелеобразующей композицией производится закачка подвижной щелочно-полимерной композиции, поступающей в менее охваченные заводнением пропластки. Наличие щелочного агента приводит к гидрофилизации поверхности пород, что в свою очередь совместно с механизмом внутрипластового образования ПАВ улучшает отделение нефти от породы, повышает ее подвижность.

Среди преимуществ разработки: применение недорогих реагентов отечественного производства, возможность использования для приготовления композиции как пресной, так и сточной минерализованной воды, а также возможность осуществления в любых климатических условиях, высокая технологическая эффективность.

New Technologies for Enhanced Oil Recovery

The technology of controlled carbonate reservoir flooding through combined effects of sedimentation and gel-forming compositions (GEOS-K technology) is successfully implemented at TATNEFT Company to increase the recovery factor of carbonate reservoirs.

The technology developed by the experts of TatNIPneft is applied at the late stage of developing deposits ►

represented by permeability-wise heterogeneous carbonate reservoirs. The proposed method combines multiple mechanisms of impact and is carried out by pumping sedimentation and gelling composition into injection wells. The above-mentioned composition is a cross-linked cellulose ethers and alkaline/polymer based solution.

The high strength gelling composition with a pronounced adhesion to the reservoir rock is used to block large fractures. This is necessary to preserve isolating properties under the periodical change of the fractures size.

Following the treatment with the gelling composition, the injection of the movable alkaline/polymer composition is performed. The presence of an alkaline agent results in hydrophilizing the surface of reservoir rocks, which were earlier not involved in the development. This, in turn, together with a mechanism for in-situ formation of a surfactant, improves the separation of oil from the rock and improves its mobility.

The advantages of engineering development include the use of inexpensive domestic production reagents, possibility of using both fresh and saline waste water for the preparation of compositions, as well as possibility of implementation in any climatic conditions and high technological efficiency. ●

Компании «Газпром нефть» и «Шлюмберже» расширяют технологическое сотрудничество для разработки запасов сланцевой нефти



Фото gazprom-neft.ru

Компании «Газпром нефть» и «Шлюмберже» подписали дополнение к действующему между ними с 2011 года рамочному соглашению о технологическом сотрудничестве. Компании расширяют взаимодействие для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов сланцевой нефти,

в первую очередь – залежей баженовской свиты в Западной Сибири.

В ближайшее время сотрудничество компаний будет касаться планов «Газпром нефти» по освоению бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади Красноленинского месторождения, а в будущем – и других проектов по разработке нетрадиционных запасов нефти на территории ХМАО. Приобретенные в ходе этой работы компетенции «Газпром нефти» будут совмещаться с опытом компании «Шлюмберже», полученном как на бажено-абалакском комплексе в Западной Сибири, так и при разработке запасов сланцевой нефти по всему миру.

В качестве технологического партнера компания «Шлюмберже» предоставит «Газпром нефти» проверенные технологические решения, подкрепленные опытом и знаниями российских и международных экспертов «Шлюмберже» в области нетрадиционных ресурсов. Представители компаний «Газпром нефть» и «Шлюмберже» войдут в

состав объединенного координационного комитета, который будет определять стратегии, цели и критерии эффективности при реализации проектов разработки баженовской свиты. Эксперты компании «Шлюмберже» будут привлекаться к участию в заседаниях научно-технического совета «Газпром нефти» при рассмотрении проектов по изучению бажено-абалакского комплекса.

В настоящее время «Газпром нефть» исследует залежи сланцевой нефти в рамках трех проектов. Летом 2013 года «Газпром нефть» утвердила программу работ по дальнейшему изучению залежей нефти бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади Красноленинского месторождения (разрабатывается «Газпромнефть-Хантосом»). Программа предусматривает бурение до осени 2014 года четырех наклонно-направленных скважин глубиной 2,7–2,8 тыс. метров для изучения баженовской свиты. Бурение первой скважины началось в декабре 2013 года.

Опыт работы с аналогичными запасами «Газпром нефть» также получает в рамках компании Salym Petroleum Development (SPD) – совместного предприятия с компанией Shell, которую акционеры контролируют паритетно. В январе SPD сообщила о начале бурения первой горизонтальной оценочной скважины для изучения баженовской свиты на Верхне-Салымском месторождении. Всего SPD планирует в 2014–2015 гг. построить 5 таких скважин с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта.

Кроме того, в 2013 году было создано второе совместное предприятие «Газпром нефти» и компании Shell, которое займется новыми проектами по разведке и разработке запасов сланцевой нефти на территории ХМАО.

Gazprom Neft and Schlumberger Expand Technical Cooperation for Development of Shale Oil Reserves

Gazprom Neft and Schlumberger have signed a supplement to their Framework Agreement on Technology Cooperation, which was made in 2011. The companies expand cooperation to achieve greater efficiency in development of hard-to-extract shale oil reserves, mainly from Bazhenov deposits in Western Siberia.

In the near future, the companies will cooperate on Gazprom Neft plans for the development of Bazhenov-Abalaksy group at the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field, and later, cooperation will extend to other projects for development of non-conventional oil reserves in Khanty-Mansi Autonomous District. The expertise that Gazprom Neft will acquire from these activities shall be combined with the experience that Schlumberger gained from the operations at the Bazhenov-Abalaksy group in Western Siberia, as well as from the development of shale oil reserves worldwide.

As a technology partner, Schlumberger will provide Gazprom Neft with proven technical solutions backed by the experience and expertise of Russian and global Schlumberger unconventional resources experts. Representatives of Gazprom Neft and Schlumberger will be members of the Joint Coordinating Committee, which will determine the strategy, objectives and performance indicators in the implementation of Bazhenov

Baker Hughes представляет новое семейство пробок для ГРП SHADOW™



Фото bakerhughes.com

Компания Baker Hughes объявила о коммерческой доступности новой серии пробок для ГРП SHADOW™. Новые стационарные пробки большого диаметра спроектированы так, что их можно оставлять в скважине после завершения ГРП. Конструкция пробок позволяет скважинному флюиду беспрепятственно проходить сквозь них. Пробки SHADOW являются более эффективной альтернативой традиционным композитным пробкам, так как они позволяют обойтись без колтюбинговых операций, снижая тем самым стоимость работ и риски для персонала и окружающей среды.

Также семейство пробок SHADOW отличается большим внутренним диаметром, а их конструкция не препятствуют непрерывному потоку. Использование разлагающихся шаров для ГРП IN-Tallic™ дает возможность начать добычу сразу после завершения операций по гидроразрыву. При этом не нужно извлекать пробки из скважины. Шары для ГРП IN-Tallic™ сделаны из наноструктурированного материала с использованием технологии Controlled Electrolytic Metallic (CEM). Они выдерживают давление при проведении ГРП, а затем разлагаются в скважине под действием добываемого флюида, оставляя большое проходное отверстие для достижения максимальных уровней добычи. Начальная точка входа трещины в пласт создается с помощью золотникового клапана Alpha™, приводимого в действие давлением. Это устраняет необходимость использования перфоратора на колтюбинге.

Так как пробки остаются в скважине, их можно устанавливать вне зоны досягаемости гибкой трубы, которая используется для доставки фрезеровочного инструмента. Это дает возможность компаниям проводить ГРП в более длинных боковых стволах и максимально увеличивать зону «покрытия» пласта. Новые пробки идеальны для использования в отдаленных регионах, где заказ оборудования для внутрискважинных работ может быть проблематичным.

Семейство SHADOW было протестировано в полевых условиях на двух из семи скважин, расположенных в кластере на месторождении Horn River. Остальные пять скважин заканчивались с применением традиционных композитных пробок. Результаты по уровням добычи на скважинах с пробками SHADOW и их композитными аналогами были идентичны. Однако из-за того, что на первых двух скважинах удалось избежать фазы разбуривания пласта, процесс заканчивания сократился примерно на два дня. Экономия составила около 150 тыс. долларов с каждой из двух скважин.

Baker Hughes Introduces SHADOW™ Series Frac Plug

Baker Hughes has announced the commercial release of its SHADOW™ series frac plug, a permanent, large-bore, flow-through frac plug designed to be left downhole after fracturing operations are complete. SHADOW plugs are a more efficient alternative to traditional composite plugs because they eliminate coiled tubing operations from the critical well path and enable reduced costs and HSE risks.

SHADOW plugs feature a large flow-through inside diameter (ID) and use IN-Tallic™ disintegrating frac balls, allowing production flow – with the plugs in place – as soon as fracturing operations are complete. The IN-Tallic™ frac balls, which are made with a controlled electrolytic metallic (CEM) nanostructured material, hold pressure during fracturing and disintegrate in the well when exposed to produced fluids, leaving a large ID to enable maximum production. The initial reservoir entry point is created using Alpha™ sleeve pressure-actuated valve, rather than a perforating gun run in on coiled tubing.

Because the plugs stay in the well, they can be set beyond the reach of coiled tubing-conveyed milling tools, allowing operators to fracture longer lateral sections and maximize reservoir access. The plugs are also ideal for developments in remote locations where it may be difficult to procure intervention equipment.

The SHADOW plug was field tested on two of seven wells in the Horn River Basin while the other five wells were completed using conventional composite plugs. The wells with the SHADOW frac plugs produced at the same volume as the wells using the composite plugs. However, because the drillout phase was eliminated, the time on well was reduced by approximately two days for a cost savings of \$150,000 per well. ☉

formation development projects. Schlumberger experts shall also participate in the Gazprom Neft Scientific and Technical Council meetings related to the Bazhenov-Abalaksy group projects.

Currently, Gazprom Neft explores shale oil deposits in three projects. In summer 2013, Gazprom Neft approved the program for further study of the Bazhenov-Abalaksy shale oil group of the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field (being developed by Gazpromneft-Khantos). The exploration program includes drilling of four directional wells to depths of 2,700–2,800 m (8,860–9,190 ft.) until autumn 2014. Drilling of the first well started in December 2013.

Gazprom Neft is also gaining experience in developing similar reserves through Salym Petroleum Development (SPD), a 50/50 joint venture with Shell. In January, SPD announced drilling of the first horizontal appraisal well for exploring the Bazhenov Formation at the Upper Salym. In 2014–2015, SPD plans to build five similar wells using multistage hydraulic fracturing technology.

Moreover, in 2013, a second joint venture of Gazprom Neft and Shell was formed, which will operate new projects of exploration and development of shale oil deposits in the Khanty-Mansi Autonomic District. ☉

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ



Вышла в свет «Технология и техника бурения» – учебное пособие в двух частях для студентов специальностей горного и геологического профилей, прежде всего обучающихся по специальности «разработка месторождений полезных ископаемых» со специализацией «буровые работы», а также по всем другим направлениям подготовки и переподготовки горных инженеров.

Главный автор труда – Владимир Сергеевич Войтенко – академик Российской академии естественных наук, доктор технических наук, профессор, член редакционного совета и главный научный консультант журнала «Время колтюбинга».

Курс «Технология и техника бурения» основывается на таких дисциплинах, как физика, химия, математика, гидравлика, тепло- и электротехника, сопротивление материалов, горные машины и оборудование, общая геология, геофизика, минералогия и петрография. Авторы пособия постарались учесть особенности не только аналогичных дисциплин, изучаемых в горных вузах, но и специфику бурения глубоких геологоразведочных и нефтегазовых скважин, поскольку в современной экономической и социальной ситуации как России, так и Беларуси, стоит задача подготовки творчески мыслящих молодых специалистов, обладающих базовыми знаниями по бурению скважин любого назначения и умеющих применять эти знания на практике.

В основу данного учебного пособия легли идеи отечественных и зарубежных ученых – специалистов в области бурения и горного дела из трудов, охватывающих разные области теоретического обоснования и производства буровых работ

и практически весь спектр работ по сооружению скважин как по глубинам, так и по целевому назначению.

В «Технологии и технике бурения» рассматриваются теория, технические средства и технология бурения скважин различного назначения при разработке месторождений полезных ископаемых. В первой части «Горные породы и буровая техника» описываются основные характеристики горных пород, способы их разрушения при бурении скважин, а также буровые установки различных типов, в том числе буровые установки для работы с колонной гибких труб. Рассматриваются области сооружения скважин, которые по технике и технологии производства буровых работ кардинально отличаются друг от друга.

Во второй части «Технология бурения скважин» описаны основные технологические процессы и способы бурения скважин различного назначения, конструкции скважин и методика их проектирования, а также технологическое оборудование для бурения. Приведены необходимые инженерные расчеты по режимам бурения, промывке, креплению и освоению скважин, способы предупреждения и ликвидации аварий и осложнений, сопровождающих процесс строительства скважин. Рассмотрены технико-экономические показатели, документация, а также организация буровых работ и ликвидации скважин.

Два тома «Технологии и техники бурения» вместили 812 страниц с широчайшим объемом информации, необходимой молодому специалисту – строителю скважин. ☉

Технология и техника бурения / В.С. Войтенко, А.Д. Смышник, А.А. Тухто, С.Ф. Шемет;
(под общ. ред. В.С. Войтенко). Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М. – (Высшее образование: Бакалавриат)

Николай Васильевич РАХИМОВ

Nikolay RAKHIMOV

Родился 13 мая 1962 года в Пермской области. В 1979 году окончил среднюю школу. Учился в химико-технологическом училище. В 1980 году начал трудовую деятельность аппаратчиком воздухоразделения 5-го разряда ПО «Пермнефтеоргсинтез».

С 1980 по 1983 год проходил срочную службу в Военно-морском флоте.

В 1983 году приехал на Крайний Север по комсомольской путевке, работал помощником бурильщика, бурильщиком в Уренгойской нефтегазоразведочной экспедиции по испытанию скважин ПО «Уренгойнефтегазгеология».

В 1989 году перешел на работу в Управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин ПО «Уренгогаздобыча». Работал бурильщиком КРС, мастером по ремонту скважин, начальником службы оперативного управления производством, начальником цеха капитального ремонта скважин, начальником производственного отдела, начальником производственно-технического отдела, а с 2003 года – главным инженером управления. В течение этого периода управление было переименовано в Управление интенсификации и ремонта скважин (УИРС), а производственное объединение – в ООО «Уренгойгазпром», сегодняшнее название ООО «Газпром добыча Уренгой».

30 марта 2007 года при реорганизации северных газодобывающих компаний было создано ООО «Северподземремонт», где Н.В. Рахимов работал вначале начальником Уренгойского УИРС, а с мая 2007 года – главным инженером – первым заместителем генерального директора ООО «Северподземремонт». После переименования предприятие называется ООО «Газпром подземремонт Уренгой».

Окончил Новоуренгойский техникум газовой промышленности по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Московский государственный открытый университет по специальности «экономика предприятий ТЭК». В 2009 году защитил кандидатскую диссертацию на тему «Разработка технологии водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок для скважин Уренгойского НГКМ».

За время работы был отмечен грамотой РАО «Газпром», благодарностью Министерства энергетики РФ, имеет звание «Почетный работник газовой промышленности», лауреат премии ОАО «Газпром» в области науки и техники. Является ветераном труда.

В 2013 году Н.В. Рахимову присвоено звание «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности». ☉



Born on May 13, 1962, in Perm region. Finished high school in 1979. Studied in the College of Chemistry and Technologies. Started his working career as the category 5 operator of the air separation system at the company Permnefteorgsintez in 1980.

Served in the Navy in 1980–1983.

In 1983 he was commissioned by the Young Communist Party to the High North where he worked as an assistant driller and later as a driller in Urengoy Well Testing Oil and Gas Exploratory Expedition of Urengoyneftegazgeologiya.

In 1989 he took up a position at the Department for Enhanced Oil Recovery and Well Workover at Urengogazdobycha. He worked as a well workover driller, well workover foreman, head of the operations management, head of the workover department, head of the manufacturing department, head of the industrial engineering department and as a chief managing engineer since 2003. During that period the department was renamed into the Department for Well Stimulation and Workover and the company was renamed into Urengoygazprom, today known as Gazprom Dobycha Urengoy.

On March 30, 2007, restructuring of the northern gas producing companies resulted in the foundation of Severpodzemremont, where Nikolay Rakhimov at first worked as the head of Urengoy Department for Well Stimulation and Workover and starting from 2007 as the chief engineer and first deputy of the managing director of Severpodzemremont. After renaming, the company is called Gazprom Podzemremont Urengoy.

Nikolay Rakhimov graduated from Novy Urengoy Vocational School of Gas Industry majoring in Drilling of Oil and Gas Wells; Tyumen State Oil and Gas University majoring in Development and Operation of Oil and Gas Fields, and Moscow State Open University majoring in Economics of Fuel and Energy Companies. In 2009 he defended his Ph. D. thesis on Development of Waterproofing Methods Using Coiled Tubing Units for Urengoy Oil and Gas Condensate Field.

During his working career he was awarded with the Gazprom certificate of honor and received commendation from the Ministry of Energy of the Russian Federation. He holds the title of the honorary gas industry worker and is the winner of the Gazprom science and technology award. Nikolay Rakhimov is the veteran of labor.

In 2013 Nikolay Rakhimov was awarded the title of Honored Worker of Oil and Gas Industry. ☉



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 2014 год – 4000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию
журнала на 2014 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 2014 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

юридическое
лицо

☐

физическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом
отделении по каталогу «Роспечать». **ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.**

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время
колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте
www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него
полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить
наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.
Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было
бы интересно прочесть на страницах журнала
«Время колтюбинга».

Подпись



Продолжается подписка на 2014 год!

Подписку вы можете
оформить через редакцию.

Справки по телефону:

+7 916 512-70-54

E-mail: cttimes@cttimes.org

Subscription to Coiled Tubing Times Journal for 2014

Cost of annual e-version of
Coiled Tubing Times Journal
is \$80,00.

E-mail: 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.



Полный **комплекс** ярких идей

Поставка полного комплекса оборудования в области ГНКТ начинается с воплощения задуманных идей и передовых технологий в производстве. На основе наших брендов, не раз доказывавших свое превосходство, и проверенного временем качества оборудования, мы непрерывно создаем новые технологии для повышения надежности и производительности подземного оборудования. Свяжитесь с нами, для получения дополнительной информации по оборудованию для ГНКТ.

DOWNHOLE

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



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



Fidmash®

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



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

