

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (045), Сентябрь / September 2013


www.cttimes.org

**НЕФТЕСЕРВИСУ НУЖНА ВЫСОКОПРОДУКТИВНАЯ
ТЕХНИКА. КРУГЛЫЙ СТОЛ СПЕЦИАЛИСТОВ**
OILFIELD SERVICE NEEDS HIGHLY PRODUCTIVE
EQUIPMENT. ROUNDTABLE DISCUSSION OF
SPECIALISTS

**УНИКАЛЬНАЯ ОПЕРАЦИЯ ОТ «ШЛЮМБЕРЖЕ»
ПО ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННОГО ИНТЕРВАЛА**
UNIQUE CT OPERATION OF WATER PRODUCING
INTERVAL ISOLATION PERFORMED BY
SCHLUMBERGER

**ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА
В СУБГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ
БЕЗ ГЛУШЕНИЯ**

WATER SHUTOFF OPERATION IN A SUBHORIZONTAL
GAS WELL WITH NO WELL KILLING

**ФРЕЗЕРОВАНИЕ ФРАК-ПОРТОВ КОМПОНОВКИ
МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП ОТ «УРАЛ-ДИЗАЙН-
ПНП»**

THE EXPERIENCE OF URAL-DESIGN-PNP IN MILLING
FRAC PORTS OF THE STAGE FRAC ASSEMBLY WITH
CT APPLICATION

**ВНУРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ
СОЗДАНИЯ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩИХ КАНАЛОВ
ФИЛЬТРАЦИИ**

DOWNHOLE EQUIPMENT FOR CREATION OF
INTERPENETRATING FILTRATION CHANNELS



45





Полное больше суммы отдельных частей [Аристотель]



Coiled Tubing сервис

Инженерная поддержка

Offshore Coiled Tubing сервис

Интенсификация нефтяных и газовых скважин

Геофизические исследования в скважинах со сложным профилем





АВТОР ПРОЕКТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ

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 «Шлюмберге»

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

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

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

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

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

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»

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.А. 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

ORIGINATOR OF THE PROJECT

L. HRUZDZIOLOVICH

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

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

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

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

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

S. ZAGRANICHNY, Technical Engineer and
CT expert, Trican Well Service

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;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ –
В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова,
д.т.н., зам. директора Института промысловой химии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель
директора СЗАО «Новинка»; Х.Б. Луфт, старший
технический советник компании Trican Well Service;
К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES;
А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.
МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА – Марина Куликовская
(advert@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН –
Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – cttimes@cttimes.org

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka
(halina.bulyka@cttimes.org);
SALES MANAGER – Alexander Pirozhkov
(alexander.pir@cttimes.org);
SCIENTIFIC EDITOR – Vasili Andreev;
TRANSLATORS – Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko;
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko,
Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian
Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor
of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial
Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
I. Pirch, Deputy Director of CJSC Novinka; H.B. Luft, Professor,
Senior Technical Advisor of Trican Well Service; K. Newman,
Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor
of Engineering, Professor.
MARKETING AND ADVERTISING – Marina Kulikovskaya
(advert@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN –
Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – cttimes@cttimes.org

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала «Время колтюбинга» и
Некоммерческим партнерством «Центр развития
колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством
по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

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

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

Отпечатано в типографии ООО «Поликraft».
Республика Беларусь, г. Минск, ул. Кнорина, 50, корп. 4,
к. 401а. ЛП №02330/0494199 от 03.04.2009 г. Заказ №

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224,
Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press
and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

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

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

The Journal offers a cooperation
to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Дорогие друзья, я рад представить вам осенний номер журнала «Время колтюбинга». Редакционный портфель на этот раз был полон, как, пожалуй, никогда, особенно раздел «Технологии».

Гвоздь номера – рассказ специалистов компаний «Шлюмберже» и «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» об уникальной операции по изоляции обводненного интервала с применением мостовых пробок, проведенной с помощью колтюбинга, в горизонтальной скважине, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП. Уже в нескольких строках названия статьи перечислен целый ряд самых передовых технологий внутрискважинных работ!

Также изоляции пластовой воды (а это одна из самых животрепещущих и трудноразрешимых проблем) посвящена статья специалистов из Института проблем нефти и газа РАН, создавших технологию ограничения водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения, позволяющую ощутимо снизить обводненность продукции.

В российской компании «Урал-Дизайн-ПНП» разработана и успешно внедрена технология по фрезерованию фрак-портов в многозонной компоновке Stage FRAC, значительно ускоряющая ввод скважины в эксплуатацию.

Специалисты из института «ТюменНИИгипрогаз» и компании «Газпром подземремонт Уренгой» знакомят читателей с технологией кислотной и щелочной обработки с помощью колтюбинговой установки, оптимальной для восстановления продуктивности скважин в условиях АНПД.

Профессор Ю.А. Балакиров предлагает инновационный способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов и дает очень полезные практические рекомендации в «Колонке члена редакционного совета». Пользуясь случаем, я хочу еще раз призвать коллег по редакционному совету стать колумнистами журнала и делиться своим богатейшим опытом с нашей читательской аудиторией, самая активная часть которой, я надеюсь, скоро встретится очно.

Я приглашаю всех вас, уважаемые коллеги, принять участие в 14-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», которая пройдет 30 октября – 1 ноября в Москве. Как всегда, вас ждет насыщенная официальная программа и продуктивное неформальное общение. Даю слово нефтяника – будет интересно!

И в заключение хочу, хотя и несколько запоздало, поздравить вас всех с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Здоровья вам и душевного спокойствия! И помнить, что нефтяники всего земного шара – братья, независимо от того, что они наливают в стаканы в день праздников – виски или водку. Потому что они делают работу, которая по силам только настоящим мужчинам!

Рон Кларк



EDITORIAL

Dear friends, I am happy to introduce to you the autumn issue of the Coiled Tubing Times. The issue, especially its Technologies column, is brimming with articles, this time more than ever.

The highlight of the issue is a story told by the representatives of Schlumberger and LUKOIL – Western Siberia companies about a unique coiled tubing operation of water producing interval isolation in a horizontal well completed with 8-stage multistage fracturing (MSF) system using two inflatable bridge plugs. The few lines of the article heading embrace a number of cutting edge technologies for well intervention!

Another article, which is also dealing with the water shutoff issue (one of the most burning and hardest-to-solve problems), is presented by the experts from the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences who invented the technology of water shutoff in subhorizontal gas wells with no well killing, thus ensuring a significant reduction in water production.

A Russian company, the Ural-Design-PNP, has successfully milled frac ports with three-stage Stage FRAC arrangement, their technology being used to bring wells into production at an accelerated pace.

The representatives of OJSC TyumenNIIGiprogas and OJSC Gazprom Podzemremont Urengoy demonstrate to our readers the acid and alkaline treatment techniques based on the usage of coiled tubing equipment, which improve oil and gas recovery under conditions of ALFP.

Professor Yu. A. Balakirov puts forward an innovative method of well penetration to enhance oil recovery and provides vital practical guidelines in the Editorial Board Column. Let me take another opportunity to invite my colleagues from the editorial board to contribute to the columns of our journal and to share their vast experience with our readers. Let me also hope that very soon our most active readers will meet face to face.

Dear colleagues, I invite you to take part in the 14th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference to be held in Moscow from 30 October to 1 November, 2013. The conference offers, as it always does, an exhaustive official programme and fruitful informal communication. Take my word of an oil-well expert – it will be fascinating!

In conclusion, I would like to congratulate you, even if a bit late, on the Day of Oil, Gas and Fuel Industry Workers. May you stay healthy and retain inward peace! Please, remember that oil industry workers round the world comprise a fraternity, irrespective of whether they have whiskey or vodka in their glasses on festive occasions. They are all united by the man-sized work they do!

Ron Clarke

**С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!
CONGRATULATIONS ON THE DAY OF OIL, GAS AND FUEL INDUSTRY WORKERS!**

ПЕРСПЕКТИВЫ

Секция «Современные технологии и техника для разработки месторождений на поздней стадии» в рамках Конференции «ЭНЕРКОН-2013»12

Нужна надежная высокопродуктивная техника (круглый стол в рамках 9-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ»)24

Проблемы развития нефтесервиса обсуждаются в Госдуме32

ТЕХНОЛОГИИ

К.Бурдин, Р.Мазитов, П.Бравков, Д.Попов, Д.Сериков, В.Клименко, В.Жук, А.С.Голованев, А.А.Потрясов, В.Н.Ковалев, Р.Р.Юнусов
Уникальная операция ГНКТ в горизонтальной скважине, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП, по изоляции обводненного интервала с применением мостовых пробок34

Д.А.Каушанский, В.Б.Демьяновский, А.И.Цицорин, В.Н.Москвичев
Ограничение водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения44

В.Н.Шумаков, Р.З.Ханафин, А.Ю.Категов
Внедрение новой технологии компании ООО «Урал-Дизайн-ПНП»48

Е.В.Паникаровский, Д.А.Кустышев, Д.А.Кряквин, Р.В.Ткаченко, А.В.Кустышев
Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью колтюбинговой техники50

Ю.А.Балакиров
Способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов58

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДСОВЕТА

Ю.А.Балакиров
Неуклонно повышать качество перфорации нефтяных и газовых скважин61

Полезные советы при воздействии кислотой на матрицу терригенного коллектора63

ПРАКТИКА

Колтюбингом можно делать любую работу («Время колтюбинга» беседует с **Ю.Р.Стерлядевым**, исполнительным директором ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»)66

Будем развивать передовые технологии в России! («Время колтюбинга» беседует с **П.И.Поповым**, исполнительным директором – директором ООО «Нефтегазтехнология»)72

Колтюбинговая установка для Азотного завода («Время колтюбинга» беседует с **Е.А.Альмухаметовым**, генеральным директором ТОО «Азотный завод»)80

ОБОРУДОВАНИЕ

Ю.В.Белугин
Комплекс ГРП производства СЗАО «ФИДМАШ»84

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России90

Д.Л.Третьяков, М.И.Галай
Опытно-промышленные испытания комплекта внутрискважинного оборудования СК-146 для создания глубокопроникающих каналов фильтрации92

А.А.Бурмистров, В.В.Кукушкин
Применение спецподъемников с длиномерной сталеполимерной трубой для проведения комплексных работ при ремонте скважин и геофизических исследованиях96

И.В.Ворошилов, А.В.Юрьев, Д.В.Владыкин
Передвижные азотные компрессорные станции100

А.М.Волков
Управление и регулировка скорости спуска-подъема трубы102

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

12-я Московская Международная выставка «Нефть и газ»/ MIOGE 2013104

В Пекине с успехом прошел «Саммит по газовой инфраструктуре Китая-2013»118

Нефтепромышленная химия: сложные задачи – инновационные реагенты (В Москве, в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 27–28 июня 2013 года прошла VIII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромышленная химия»)122

ЮБИЛЕИ

Одной из самых передовых сервисных компаний Западной Сибири ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» исполняется 20 лет!131

Анкета «Времени колтюбинга»132

Красота месторождений140

А–Ω

Паскаль Брюкнер: «Крах иллюзий расчищает путь чудесам»142

PROSPECTS

Session “State-of-the-art Technologies and Equipment for Development of Brownfields” Held in the Framework of ENERCON-2013 Conference12

Reliable and Highly Productive Equipment Required (Round-table discussion within the framework of the 9th Consumer Conference of NOV FIDMASH)24

State Duma Discusses Problems of Oil Service in Russia32

TECHNOLOGIES

K. Burdin, R. Mazitov, P. Bravkov, D. Popov, D. Serikov, V. Klimenko, V. Zbuk, A. Golovanev, A. Potryasov, V. Kovalev, R. Yunusov
Unique Coiled Tubing (CT) Operation of Water Producing Interval Isolation in a Horizontal Well Completed with 8-stage Multistage Fracturing (MSF) System Using Two Inflatable Bridge Plugs34

D. Kausbanskiy, V. Demyanovskiy, A. Tsitsorin, V. Moskvichev
Water Shutoff in Subhorizontal Gas Wells with no Well Killing44

V. Shumakov, P. Khanafin, A. Kategov
Introduction of a New Technology by Ural-Design-PNP Company48

E. Panikarovskiy, D. Kustyshev, D. Kryakvin, R. Tkachenko, A. Kustyshev
Acid and Alkaline Treatment Techniques Using Coiled Tubing Equipment50

Yu. Balakirov
Methods of Well Penetration to Enhance Oil Recovery58

EDITORIAL BOARD COLUMN

Yu. Balakirov
Steadily Increasing the Quality of Perforation of Oil and Gas Wells61

Helpful Tips for Acid Stimulation of a Terrigenous Reservoir Matrix63

PRACTICE

Coiled Tubing Can Make Any Job Possible (Coiled Tubing Times is talking to **Yury Sterlyadev**, the executive director of “Tatneft-AktyubinskRemServis” Company)66

Let’s Develop Cutting-Edge Technologies in Russia! (Coiled Tubing Times is talking to **Pavel Popov**, CEO-director of OOO Neftegaztekhnologiya)72

Coiled Tubing Unit for Nitrogen Production Plant Oilfield Chemistry (Coiled Tubing Times is talking to **Yerbolat Almukhametov**, general director of Nitrogen Production Plant)80

EQUIPMENT

Manufacturer’s Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia90

D. Tretjakov, M. Galay
Pilot Tests of SK-146 Downhole Equipment Complex Intended for Creation of Interpenetrating Filtration Channels92

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

12th Moscow International Oil and Gas Exhibition 2013104

Gas Infrastructure China Summit 2013 Concluded Successfully118

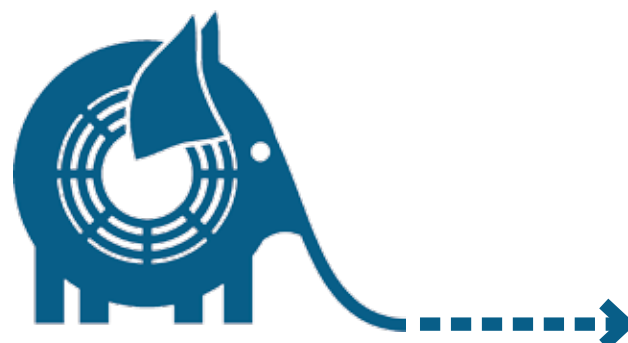
Oilfield Chemistry: Challenging Tasks – Innovative Reagents (On June 27–28, Moscow-based Gubkin Russian State University of Oil and Gas played host to the 8th pan-Russian research and practice conference “Oilfield chemistry”)122

Coiled Tubing Times Questionnaire132

The Beauty of Oilfields140

A–Ω

Pascal Bruckner: ‘The Defeat of an Illusion Always Opens the Door to Miracles’142



14-я Международная научно- практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

Продолжается регистрация участников конференции. Уже подтвердили свое участие более 60 делегатов из 29 нефтегазосервисных и нефтегазодобывающих компаний, так что конференция обещает стать местом встречи и общения заказчиков и подрядчиков.

Ждем вас **30 октября – 1 ноября 2013 года** в Москве, в гостинице «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 8, ст. метро «Динамо»). На 30 октября запланирован учебный семинар «Новейшее применение колтюбинга», основные лекции которого «Применение колтюбинга при проведении операций через НКТ, а также некоторые другие вопросы»/"Thru-tubing coiled tubing applications as well as other topics" подготовлены специалистами компании Weatherford.

Почетный редактор журнала «Время колтюбинга» Рон Кларк познакомит слушателей с последними инновациями в области высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Оргкомитет конференции ждет подтверждения участия в семинаре лекторов и других международных компаний. Курс семинара рассчитан на 8 академических часов. Каждому слушателю будет вручен именной сертификат о прохождении курса, а также конспект лекций семинара.

31 октября – 1 ноября состоятся технические секции. Их тематика: Новые

Registration of the conference participants is on the way. Over 60 representatives from 29 gas and oilfield service and production companies have confirmed their participation, which means the conference promises to be a venue for meeting and communication between customers and contractors.

We will be expecting you in Moscow at Aerostar Hotel (37 Leningradsky avenue, block 8, 'Dinamo' subway station) from the **30th of October till the 1st of November 2013**. The training workshop 'Cutting-Edge Applications of Coiled Tubing' will be held on October 30, 2013 and will include a lecture on 'Thru-tubing coiled tubing applications' as well as other topics prepared by specialists from Weatherford Company.

Ron Clarke, Honorary Editor at Coiled Tubing Times, will introduce the attendees to the latest innovations in the area of high-tech gas and oilfield servicing. The Organizing Committee is waiting for the lecturers from other international companies to confirm their participation in the workshop. The full course of the workshop takes 8 academic hours. Upon the completion of the course each attendee will be given a personal certificate and the summary of the lectures.

Technical sessions of the conference will take place from October 31 to November

технологии повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока. Инновации в использовании колтюбинговых технологий. Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ. Новые технологии проведения ГРП. Нефтепромысловая химия (реагенты для ГРП). Современные методы исследования скважин. ГИС с использованием гибкой трубы. Гидропескоструйная перфорация. Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах (технологии и материалы). Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов. Оборудование и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин. Вопросы стандартизации, информационного и инженерно-технического обеспечения внутрискважинных работ.

Ожидается ряд докладов от официального спонсора конференции – компании «Шлюмберже», посвященных самым новым технологиям, а также от компаний Trican Well Service, Welltec, «Урал-Дизайн-ПНП», Weatherford и др.

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

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

На протяжении всех трех дней будет действовать выставка, на стендах которой будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

Организаторами конференции традиционно выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Мероприятие пройдет при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Более подробная информация опубликована на сайте www.cttimes.org (страница «Конференция» www.cttimes.org/ru/conference).

Оргкомитет

1 and will be dedicated to newest technologies of enhanced oil recovery and production stimulation; innovations in applying coiled tubing technologies; sidetracking including with the use of coiled tubing; new technologies of hydraulic fracturing; oilfield chemistry (reagents for hydraulic fracturing); state-of-art techniques of well surveying; coiled tubing-based well logging; hydraulic jet perforation; cement squeeze in oil and gas wells (technologies and materials); technologies and equipment for developing nonconventional sources of hydrocarbons including gas removal from coal beds; equipment and tools for maintenance and workover; issues of standardization, informational and engineering support of downhole operations.

Schlumberger, the official sponsor of the conference, and such companies as Trican Well Service, Welltec, Ural-Design-PNP, Weatherford and others are expected to make several presentations on cutting-edge technologies.

The round table 'Trends in the Development of High-Tech Gas and Oilfield Services in Russia and the CIS' will be organized by the general sponsor of the conference NOV Fidmash and the editorial office of Coiled Tubing Times journal.

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

An exhibition will be held during the three days of the conference to showcase the products and/or technologies of the participating companies.

The conference will traditionally be organized by the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA), Coiled Tubing Technologies Development Centre (Moscow) and Coiled Tubing Times research and application journal. The event will be held under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation.

For more information visit www.cttimes.org ('Conference' tab at www.cttimes.org/ru/conference).

Organizing Committee

14-я Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

**30 октября – 1 ноября 2013 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»**
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)

**October 30 – November 1, 2013
Aerostar Hotel, Moscow, Russia**
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)

Тематика технических секций конференции:

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

Technical sessions will focus on the following topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel.: +7 916 512 70 54,
+7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttimes.org

Генеральный спонсор конференции
Conference Primary Sponsor



Официальный спонсор конференции
Conference Official Sponsor



Спонсор конференции
Conference Sponsor



www.cttimes.org/ru/conference

РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

14-я Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

30 октября – 1 ноября 2013 г.
г. Москва, гостиница «Аэростар», (Ленинградский проспект, 37, к. 9, ст. м. «Динамо»)

*Фамилия *Написание по-английски
*Имя *Написание по-английски
*Отчество
*Должность Написание по-английски
.....
*Компания
*Адрес электронной почты
*Телефон *Факс
Почтовый адрес

*Поля, обязательные для заполнения

Формат участия:

30.10.2013 – ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СЕМИНАР

Регистрационный взнос

18 000 руб.

☐

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

31.10–1.11.2013 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов

45 000 руб.

☐

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)

19 000 руб.

☐

Характер доклада определяет программный комитет конференции

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

Регистрационный взнос с одного человека

41 850 руб.

☐

Для участников конференций 2009–2012 гг. скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека

42 750 руб.

☐

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

Для заочных участников

9000 руб.

☐

31.10–1.11.2013 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ

Заказ конференц-стенда (3X2, стандарт)

42 500 руб.

☐

Все суммы включают НДС

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

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

Желаете ли Вы забронировать номер в г-це «Аэростар»? ДА ☐ / НЕТ ☐

(указать даты заезда/выезда, тип номера)

Заполненную форму отправьте по факсу + 7 499 788 91 19 или по электронной почте cttimes@cttimes.org

Любые вопросы по участию в семинаре, конференции и выставке вы можете задать, отправив сообщение по электронной почте cttimes@cttimes.org или позвонив по телефону + 7 916 512 70 54

APPLICATION FORM
14th International Scientific and Practical
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

October 30 – November 1, 2013
Aerostar Hotel, Moscow, Russia (Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)

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

*Last Name
*First Name
*Position
*Company
*Position
*E-mail
*Telephone
Mail.....

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

30.10.2013 – EDUCATIONAL WORKSHOP

Registration fee \$600 ☐

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

31.10–1.11.2013 – CONFERENCE

Registration fee

For delegates \$1490 ☐

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

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

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

Registration fee for one person \$1380 ☐

The participants of the conferences in 2009–2012 have a 5% registration discount

Registration fee for one person \$1410 ☐

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

For correspondent participants \$300 ☐

31.10–1.11.2013 – EXHIBITION OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT OF THE MEMBER COMPANIES

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

All prices include TAX

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Workshop attendee		
Delegate of the conference		
Delegate and reporter of the conference		
Correspondent participant of the conference		
Exponent of the exhibition		

Would you like to book a room in Aerostar Hotel? YES ☐ / NO ☐

Please, send the completed form by fax + 7 499 788 91 19 or by e-mail cttimes@cttimes.org
If you have any questions concerning your participation in the workshop, conference or exhibition,
please send a message by e-mail cttimes@cttimes.org or dial + 7 916 512 70 54

РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ РЕАГЕНТОВ
ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ



ВЫСОКОЧИСТЫЕ СОЛЕВЫЕ СИСТЕМЫ ГЛУШЕНИЯ СЕРИИ **WotaSoft™**

- увеличение фильтрации
- углеводородной фазы
- отсутствие кольматации пласта
- быстрый выход скважины на режим
- технологическое сопровождение

PelletOil WotaSoft™ - синтетический кальций хлористый модифицированный для приготовления рабочих растворов плотностью до 1,38 г/см³

MaxOil WotaSoft™ м.Е – солевая система для приготовления рабочих растворов плотностью до 1,60 г/см³

ВЫСОКОЧИСТЫЕ СИНТЕТИЧЕСКИЕ КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ БУРЕНИЯ СЕРИИ **ФЛАКСОКОР™**

- увеличение дебитов добывающих скважин
- отсутствие первичного и вторичного осадков
- отсутствие эмульсий кислота/нефть
- низкая коррозионная активность
- диспергатор глин и полимеров
- технологическое сопровождение
- выполнение работ «под ключ»

ФЛАКСОКОР 210™ - кислотный состав для обработки добывающих скважин с целью повышения нефтеотдачи

ФЛАКСОКОР 110™ - кислотный состав для освоения скважин после бурения и операций гидроразрыва пласта

*Кислотные составы серии ФЛАКСОКОР™ производятся по лицензии ЗАО «Полиэкс»

С 01 по 04 октября 2013 г.
посетите наш стенд № А53
на выставке **KIOGE 2013.**
РК, г. Алматы, КЦДС "Атакент", пав. 9А

ООО «Зиракс»
Тел: +7 (8442) 494-999
Факс: +7 (8442) 499-444
www.zirax.ru

Секция «Современные технологии и техника для разработки месторождений на поздней стадии» в рамках Конференции «ЭНЕРКОН-2013»

Session “State-of-the-art Technologies and Equipment for Development of Brownfields” Held in the Framework of ENERCON-2013 Conference

В Москве, в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр», 26–28 июня 2013 года прошла 4-я Международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли «ЭНЕРКОН-2013». Основная цель конференции – анализ положения в отрасли и выработка системных подходов для создания условий инновационного устойчивого развития нефтегазового комплекса на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Научно-практический журнал «Время колтюбинга» выступил в роли одного из партнеров этого мероприятия и организатора отдельной бизнес-секции **«Современные технологии и техника для разработки месторождений на поздней стадии»**, завершавшей пленарную сессию «Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Инновационная техника и технологии».

Программу бизнес-секции составили пять докладов, подготовленных сотрудниками Группы ФИД и РУП «ПО «Белоруснефть», сотрудничество которых приносит весьма ощутимые результаты. Группа ФИД известна как создатель и производитель инновационной техники для нефтегазового сервиса, а «Белоруснефть» – как компания, смело внедряющая новейшие технологии на своих месторождениях.

Открыл программу бизнес-секции доклад главного инженера – заместителя директора по добыче нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», к. т. н. А.В. Серебренникова **«Технологии и оборудование для активизации выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Белоруссии»**.

4th International Conference on Innovative Development of Oil and Gas Sector “ENERCON-2013” was held in Expocentre, Moscow on June 26–28, 2013. The main goal of the Conference was to analyze the current situation in oil & gas industry and develop comprehensive approaches that would allow creating conditions for sustainable innovative development of oil & gas sector in the mid- and long-term.

Scientific and practical Coiled Tubing Times Journal was among the partners of the Conference and the organizer of business session **“State-of-the-art Technologies and Equipment for Development of Brownfields”**, which concluded the plenary session “Special aspects of developing hard-to-recover reserves. Innovative equipment and technologies”.

The program of the business session included five reports prepared by the representatives of FID Group

Научно-практический журнал «Время колтюбинга» выступил в роли организатора бизнес-секции **«Современные технологии и техника для разработки месторождений на поздней стадии»**.

Scientific and practical Coiled Tubing Times Journal was the organizer of business session **“State-of-the-art Technologies and Equipment for Development of Brownfields”**.

and RUP PO Belarusneft, cooperation between which yields tangible results. FID Group is known as a manufacturer of innovative equipment for oil and gas service companies, while Belarusneft is known as a company that is not afraid to implement state-of-the-art technologies at its own oilfields.

The program of the business session was opened by

Докладчик рассказал о структуре запасов, которыми в настоящее время располагает РУП «ПО «Белоруснефть». Трудноизвлекаемые запасы приурочены к 60 месторождениям (105 залежам). Наибольшие объемы таких запасов сосредоточены в малопроницаемых коллекторах.

Для поддержания активизации выработки трудноизвлекаемых запасов в Беларуси в последние годы широко внедряются разработанные специалистами РУП «ПО «Белоруснефть» технологии интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. В первую очередь это восстановление скважин путем бурения боковых стволов. К настоящему времени на месторождениях Припятского прогиба пробурено свыше 200 вторых стволов, накопленная добыча из которых уже составила более чем 3,0 млн т нефти. Бурение боковых стволов позволило увеличить годовую добычу нефти по ряду залежей на 30–50%, увеличить темпы отбора нефти на 1–2%, увеличить текущий коэффициент извлечения нефти на 0,5–1,5%, ежегодно дополнительно добывать из боковых стволов до 30 000–50 000 т нефти.

С целью ПНП применяются следующие технологии:

- закачка полимерных и полимер-минеральных композиций;
- технология широковозвратного воздействия на пласт;
- комплексная технология с применением композиций потокоотклоняющего и нефтеотмывающего действия;
- технология ПНП с применением водной дисперсии амбарных нефтешламов;
- водо-азотное воздействие.

В перспективе:

- закачка водогазовой смеси на основе отбензиненного газа;
- термогазовое воздействие.

А.В. Серебренников подробно рассказал участникам конференции о каждой из этих технологий.

Следующим разделом доклада стал гидравлический разрыв пласта. «Белоруснефть» имеет опыт проведения ГРП с проппантом в скважинах с глубиной залегания продуктивного пласта до 5000 м, в том числе в карбонатных коллекторах, выполнения операций при давлении нагнетания смесей ГРП и КГРП до 90 МПа, выполнения операций при расходах нагнетания до 5 м³/мин, выполнения ГРП с объемом закачиваемого проппанта до 100 т, использования при КГРП кислотных композиций различного химического состава и концентрации кислот, проведения ГРП на

A.V. Serebrennikov, Ph.D., Chief Technology Officer, Deputy Director, Oil Production, RUP PO Belorusneft, who gave a report **“Technologies and equipment for intensification of hard-to-recover hydrocarbon reserves development in Belarus”**.

The speaker told about the structure of reserves, which RUP PO Belorusneft currently has at its disposal. Hard-to-recover reserves are restricted to 60 oilfields (105 deposits). The major part of such reserves is concentrated in low-permeability reservoirs.

In order to support and speed up the process of hard-to-recover reserves development a number of enhanced oil recovery (EOR) and production stimulation technologies have been widely introduced across Belarus in recent years. By the way, most of these technologies have been developed by RUP PO Belorusneft. First of all, the technology of well recovery by means of sidetracking should be mentioned. To date, more than 200 lateral holes have been drilled at the oilfields of the Pripjat Trough. Cumulative production from these sidetracks has already reached the amount of 3 mln. tons (22 MMbbl) of oil. Application of sidetracking techniques has allowed to increase annual production of oil in a variety of deposits by 30–50 per cent, enhance production rates by 1–2 per cent, improve the current oil recover factor by 0.5–1.5 per cent, as well as to produce additional 30,000–50,000 tons of oil.

A number of other EOR technologies also should be noted:

- Injection of polymer and polymer-mineral compositions;
- The technology of formation recurrent stimulation;
- Complex technology with application of water diverting agents and oil washing compositions;
- EOR technology with utilization of water dispersion of sump oil slimes;
- Water-nitrogen stimulation.

A few technologies are still under development:

- Injection of water-gas mixture based on the stripped gas;
- Thermal gas stimulation.

A.V. Serebrennikov told about each of these technologies in details.

The next part of the report was devoted to hydraulic fracturing. Belorusneft has an experience of performing hydraulic fracturing in wells with depths up to 5,000 m (16,400 ft), including wells drilled in carbonate reservoirs. During these operations (both hydraulic fracturing and acid fracturing) the Company usually deals with injection pressures up to 90 МПа (13,000 psi), injection rates up to 5 cub. m/min (177 cub. ft/min), while the total volume of injected proppant can be as high as 100 tons (220,500 lbs). For acid fracturing Belorusneft's specialists use acid compositions of various chemical makeup and

коллекторах различной проницаемости (< 10 мД, 10–100 мД, > 100 мД).

Докладчик подробно остановился на технологии интенсификации добычи нефти проведением кислотного ГРП с предварительной изоляцией водопритока. Эта технология основана на блокировании пропластков, отдающих обводненную продукцию, и направленном воздействии поверхностно-активными кислотными составами на интервалы, отдающие безводную нефть. Блокирование обводненных интервалов осуществляется высоковязкими системами с регулируемым периодом стабильности. Технология применима на скважинах, эксплуатирующих сложенные карбонатными и терригенными породами коллекторы с невысокой (до 30%) и растущей обводненностью.

«Белоруснефть» широко известна своим опытом бурения горизонтальных и многоствольных скважин. В Припятском прогибе бурятся разветвленные (двухзабойные) скважины, а также скважины с необсаженными стволами (забоями) и расширенные бицентричными долотами. На 2013 год пробурено и введено в добычу 9 горизонтальных, 12 субгоризонтальных, 9 восстановленных субгоризонтальных скважин, 5 разветвленных скважин. Накопленная добыча нефти из этих скважин составила более 400 тыс. т. А.В. Серебренников ознакомил присутствующих со схемой проводки разветвленной скважины 37 Судовицкой. Особенностью данной технологии является то, что забуривание бокового ствола производится с уступа расширенного участка, сформированного в открытом стволе продуктивного горизонта. Успешное завершение строительства этой скважины позволило в дальнейшем развить и усовершенствовать технологию, и в последующем строительстве еще четырех МЗС были применены новые технические средства.

Для бурения боковых стволов в РУП «ПО «Белоруснефть» успешно применяется направленное колтюбинговое бурение с помощью тяжелой колтюбинговой установки МК30Т. Заключительная часть доклада была посвящена этой прорывной во всех смыслах технологии – составу комплекса для направленного бурения, последовательности работ, управлению процессом проводки скважины. Опыт бурения многоствольных скважин показывает, что при освоении их по традиционным технологиям приток пластового флюида происходит в основном из того ствола, который бурился последним. Другие стволы либо не работают, либо формируют в общем



А.В. Серебренников
A. Serebrennikov

strength. Moreover, the Company has extended experience of working with reservoirs of different permeability (<10 mD, 10–100 mD, >100 mD).

«Белоруснефть» широко известна своим опытом бурения горизонтальных и многоствольных скважин.

Belorusneft is widely known for its achievements in the sphere of horizontal and multilateral drilling.

The speaker extensively described the technology of production stimulation using acid fracturing with preceding water zone isolation. This technology is based on the blocking of interlayers that produce watered oil and the subsequent selective treatment of water-free oil producing intervals with surface-active acid compositions. Isolation of watered intervals is performed using high-viscosity systems with regulated storage stability. The technology is suitable for wells drilled in carbonate and terrigenous reservoirs with low (up to 30%) and rising water cut.

Belorusneft is widely known for its achievements in the sphere of horizontal and multilateral drilling. Multilateral (two bottomholes) wells and openhole wells reamed with bicentric drill bits has been

Специалистами «Белоруснефти» разработано скважинное оборудование, которое позволяет входить в любой ствол многоствольной скважины гибкой трубой (колтюбингом).

Belorusneft's specialists have developed downhole equipment that allows to run coiled tubing into any lateral hole of multilateral well.



Д.Л. Третьяков
D. Tretjakov

объеме притока не более 5–10%. В связи с этим специалистами «Белоруснефти» разработано скважинное оборудование, которое позволяет входить в любой ствол многоствольной скважины гибкой трубой (колтюбингом). Это так называемый механизм ориентации гибкой трубы. Разработаны два типа механизма ориентации – механический и гидравлический.

Следующим в программе бизнес-секции значился доклад инженера-конструктора лаборатории разработки скважинных технологий и добычи нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» Д.Л. Третьякова **«Концепция развития колтюбинговых технологий в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»».**

Адаптация колтюбинговых технологий в РУП «ПО «Белоруснефть» началась с середины 2007 года, с поступлением колтюбингового комплекса МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ».

За прошедший период было проведено более 200 скважино-операций и адаптированы следующие технологии:

1. Промывка забоев нагнетательных скважин и НКТ жидкостью или пеной (с использованием азотно-компрессорной установки);
 2. Промывка солевых и парафиновых пробок;
 3. Интенсификация притока, в том числе с применением азириванных азотом кислотных составов;
 4. Освоение скважин методом компрессирования (с использованием азотно-компрессорной установки);
 5. Освоение скважин после проведения ГРП/СКР;
 6. Опытно-промысловые испытания новых технологий:
- технологии установки и разбуривания



И.Я. Пирч
I. Pirch

constructed by the Company in the Pripjat Trough for a number of years. To date, 9 horizontal, 12 subhorizontal, 9 reconstructed subhorizontal and 5 multilateral wells has been drilled and put into production by Belarusneft. Cumulative production from these wells has already reached the volume of 400,000 tons (2.93 MMbbl). A.V. Serebrennikov familiarized the audience with the drilling pattern of 37 Sudovickaya multilateral well. The speaker told that the main feature of this drilling technology was that sidetracking operations were performed from the bench of pre-expanded interval formed in the openhole producing horizon. It should be mentioned that successful completion of 37 Sudovickaya well enabled further development and modernization of the technology, which resulted in more efficient construction of 4 successive multilateral wells.

By the way, sidetracking operations at RUP PO Belarusneft are performed with application of directional coiled tubing drilling (CTD). Heavy-weight MK30T coiled tubing units are used for this purpose. The last part of the report was devoted to this breakthrough technology. In particular, the speaker described the CTD complex, the sequence of performed operations and well drilling process control. Mr. Serebrennikov told that according to the experience gained during multilateral wells drilling, the application of conventional completion techniques resulted in formation fluid coming only from the wellbore that was drilled in the end. Other wellbores were either non-producing or low-yield (5–10% of the total well flow rate). To address this issue, Belarusneft's specialists have developed downhole equipment that allows to run coiled tubing into any lateral hole of multilateral well. This is the so-called coiled tubing orientation unit. The speaker told that two types of units had been developed: mechanical and hydraulic units.

- цементных мостов;
- радиального вскрытия пластов;
- технологии освоения многозабойных скважин;
- направленного бурения на гибкой трубе, в том числе на депрессии.

Для обеспечения конкурентоспособности сервисных услуг планируется в ближайшей перспективе далее развивать такие технологии, как:

- освоение и ремонт многозабойных скважин (МЗС);
- создание сети глубокопроникающих каналов фильтрации;
- поинтервальное ГПП на колтюбинге с последующим проведением ГРП;
- технологию проведения ГРП с применением гибкой трубы;
- ГИС горизонтальных и многозабойных скважин;
- водоизоляционные работы с применением колтюбинговой техники;
- установку и разбуривание цементных мостов;
- бурение на колтюбинге, в том числе бурение на депрессии.

Строительство наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин, а также заканчивание скважин на депрессии с помощью колтюбинговой техники являются прогрессивными технологиями, позволяющими снизить удельные затраты на добычу углеводородов и сократить срок окупаемости скважин.

В ходе выполненных в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2010–2013 годах опытных работ по бурению на колтюбинге накоплен промысловый опыт, позволяющий проектировать и выполнять с применением колтюбингового оборудования заканчивание боковых стволов и реконструировать малодебитные одноствольные скважины в многоствольные.

Колтюбинговое бурение боковых стволов и МЗС с малым радиусом искривления позволит изменять положение и конфигурацию зоны дренирования, исключая необходимость изоляции интервалов с несовместимыми условиями бурения, изменяя лишь конструкцию забоя скважин. При этом появляется возможность эксплуатации альтернативных зон залежи, что потенциально обеспечивает увеличение охвата пласта выработкой, дебитов скважин и КИН.

Докладчик подробно остановился на технологии бурения и заканчивания скважин на депрессии и ее возможностях. Технология выполнения работ в боковых стволах многоствольной скважины с механизмом ориентации гибкой трубы конструкции БелНИПИнефть позволяет:

The next report was given by D.L. Tretjakov, Design Engineer at the Laboratory of Downhole Technologies Development and Oil Production, RUP PO Belorusneft. The report was entitled as **“Concept of coiled tubing technologies development in RUP PO Belorusneft”**.

Adaptation of coiled tubing technologies at RUP PO Belorusneft started in the middle of 2007, when the Company purchased MK30T coiled tubing unit manufactured by NOV FIDMASH.

More than 200 well intervention operations have been performed since that date. The following technologies have been mastered:

1. Flushing of production tubing and bottomholes of injection wells with fluid or foam (nitrogen unit is required);
 2. Removal of sand and paraffin plugs;
 3. Production stimulation operations, including those with application of nitrogen-aerated acid compositions;
 4. Stimulation of wells with utilization of compression technique (nitrogen unit is required);
 5. Stimulation of wells after hydraulic fracturing and acid fracturing operations;
 6. A number of new technologies have been pilot tested:
 - the technology of cement plugs placing and drilling out;
 - radial drilling technology;
 - multilateral drilling technologies;
 - directional CTD technologies, including underbalanced CTD.
- In order to maintain competitive ability of oilfield services provided by the Company, it is planned to develop and master a set of advanced technologies in the near term. Among them:
- CTD, including underbalanced CTD.
 - Completion and repair of multilateral wells.
 - Creation of a network of interpenetrating filtration channels.
 - Selective coiled tubing conveyed hydraulic jet perforation with subsequent hydraulic fracturing.

Применение многостадийных ГПП и ГРП эффективно в скважинах, вскрывающих несколько пластов или неоднородный пласт, особенно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности.

The speaker highlighted that the application of hydraulic jet perforation and hydraulic fracturing was efficient in wells penetrating several formations or a heterogeneous formation, especially in the presence of multiple interlayers, which could be fractured individually.



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ЭНЕРКОН
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

26-28 июня
2013



Секция

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Секция организована научно-практическим журналом
«Время колтюбинга» / Coiled Tubing Times

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

- надежно изолировать обрабатываемый боковой ствол за одну спуско-подъемную операцию колонны НКТ от других стволов многоствольной скважины.
- Осуществлять доставку на гибкой трубе до забоя бокового ствола инструмента с наружным диаметром, не превышающим диаметр гибкой трубы.
- Производить в любом из боковых стволов работы по:
 - интенсификации притока;
 - ограничению водопритока;
 - освоению пластов;
 - ГИС, ПГИ по контролю за разработкой.
- Производить смену забойного инструмента без необходимости проведения повторной ориентации.

В планах РУП «ПО «Белоруснефть» на 2013–2014 годы – разработка оборудования для создания глубокопроникающих каналов фильтрации. На текущий год намечены опытно-промысловые испытания внутрискважинного оборудования, изготовление наземного оборудования, а также опытно-промысловые и приемочные испытания полного комплекса оборудования для создания глубокопроникающих каналов фильтрации. В 2014 году технология создания сети

- Hydraulic fracturing with coiled tubing utilization.
- Geophysical logging operation in horizontal and multilateral wells.
- Water shutoff operations with utilization of coiled tubing equipment.
- Placing and drilling out of cement plugs.

The speaker told that construction of directional, horizontal and multilateral wells, as well as completion of such wells in underbalanced conditions with the help of coiled tubing equipment were advanced technologies that allowed to cut costs per one ton of hydrocarbons produced and reduce payback period of wells.

According to the speaker, in the course of coiled tubing drilling operations performed during 2010–2013 RUP PO Belorusneft has accumulated field experience that could be used for designing and conduction of sidetracking operations with utilization of coiled tubing equipment, as well as for conversion of marginal monobore wells into multilateral wells.

Mr. Tretjakov noted that CTD of lateral holes and multilateral wells with small radius of curvature would allow changing the location and configuration of drainage area, which, in its turn, would eliminate the necessity for isolation of intervals with incompatible drilling conditions. Moreover, CTD techniques could provide the possibility

глубокопроникающих каналов фильтрации с применением разработанного комплекса оборудования будет отработана на 5–7 скважинах.

Белорусские нефтяники смело внедряют самые передовые технологии, в частности, технологию проведения поинтервального ГПП на колтюбинге с последующим проведением ГРП. Это и технология AbrasiFRAC[®] TT компании Schlumberger, и ISOJET компании Trican Well Service.

Применение многостадийных ГПП и ГРП эффективно в скважинах, вскрывающих несколько пластов или неоднородный пласт, особенно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности. Несколько последовательных операций ГРП позволяют обойтись меньшей массой проппанта, так как он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих разработчиков зонах.

Освоена в Беларуси и технология проведения ГРП с применением гибкой трубы. Она не лишена недостатков, но обладает рядом неоспоримых преимуществ: дает возможность проведения ГРП маломощных пропластков по отдельности, повышает эффективность освоения, ускоряет ввод в добычу, сокращает число заездов на скважину, дает возможность заканчивания без станка КРС, минимизирует проблемы с трубным оборудованием, предъявляет оптимизированные требования к жидкостям и проппанту.

Геофизические исследования горизонтальных скважин также проводятся с помощью колтюбинга, что дает возможность работы в скважинах со значительной протяженностью горизонтального участка (до 500 м и более) и в скважинах с малым радиусом искривления, что достаточно сложно и рискованно при доставке приборов на НКТ. Кроме того, появляется возможность выполнения всего комплекса ГИС, создания циркуляции при спуске/подъеме приборов; попадания в стволы МЗС и разветвленных скважин непосредственно геофизическим прибором; контролирования осевой нагрузки на геофизический прибор при использовании совместно с модулем нагрузки СНБ.

До 2016 года в «Белоруснефти» планируется с помощью колтюбинговой техники освоить технологию проведения геофизических исследований в горизонтальных стволах с большой протяженностью, применяя при этом серийно выпускаемые геофизические приборы.

Д.Л. Третяков рассказал также о водоизоляционных работах (установке и разбуривании цементных мостов) с применением

for exploitation of alternative production zones, potentially increasing formation contact, well flow rates and oil recovery factor.

The speaker thoroughly described the technologies of drilling and completions of wells in underbalanced conditions. According to Mr. Tretjakov, coiled tubing equipped with orientation unit (designed by BelNIPIneft) enables performing the following set of operations in sidetracks of multilateral wells:

- Reliable isolation of a given sidetrack from other lateral holes in just one trip.
- Conveyance of downhole tools to the bottomhole of any chosen sidetrack with the help of coiled tubing (OD of tools should not exceed the OD of used coiled tubing).
- Also, in any chosen sidetrack it is possible to perform:
 - production stimulation operations,
 - water shutoff operations,
 - formation development operations,
 - well logging operations and field tests.
- Changing of downhole equipment with no need for reorientation.

The speaker also told that RUP PO Belarusneft had the following task for 2013–2014: development of equipment for creation of interpenetrating filtration channels network. According to Mr. Tretjakov, in 2013 it is planned to perform pilot tests of downhole equipment, organize manufacturing of surface equipment, as well as to perform pilot and acceptance tests of the complete set of equipment for creation of interpenetrating filtration channels. In 2014, it is planned to perform 5–7 field tests of the above-mentioned technology in a number of wells.

It should be mentioned that Belarusian oilmen are not afraid to introduce cutting-edge technologies, including technologies of coiled tubing conveyed selective hydraulic jet perforation with subsequent hydraulic fracturing. These are AbrasiFRAC TT[®] technology developed by Schlumberger and ISOJET technology of Trican Well Service.

The speaker highlighted that the application of hydraulic jet perforation and hydraulic fracturing was efficient in wells penetrating several formations or a heterogeneous formation, especially in the presence of multiple interlayers, which could be fractured individually. He told that a number of sequential fracturing operations allowed using smaller amount of proppant, since the latter was not consumed by shale barriers, but was placed only in target zones.

It stands to mention that Belarusian oilmen mastered the technology of hydraulic fracturing with coiled tubing utilization as well. It has a number of drawbacks, but also has a set of undeniable advantages. This technology enables fracturing of thin interlayers individually, increases completion efficiency, accelerates start-up operations, reduces

колтюбинговой техники и технологии гидроимпульсного воздействия с использованием колтюбинга.

Доклад «**Современные технические средства для направленного колтюбингового бурения скважин, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт**» озвучил заместитель директора СЗАО «Новинка», входящего в Группу ФИД, И.Я. Пирч.

Были рассмотрены система направленного бурения СНБ89-76М, комплекс для колтюбингового бурения на депрессии и система направленного бурения СНБ89-76Т.

Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии, и обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени. Докладчик ознакомил присутствующих с техническими характеристиками системы и ее составом, обратив особое внимание на состав компоновки низа бурильной колонны, а также состав и функции наземного оборудования с программным обеспечением. Были представлены примеры отражения параметров, регистрируемых в процессе бурения.

Был представлен примерный состав колтюбингового комплекса для бурения на депрессии, включая вспомогательное оборудование:

1. Колтюбинговая установка;
2. Устьевое сборное основание;
3. Система направленного бурения (СНБ89-76М);
4. Комплект противовыбросового оборудования;
5. Шлюз-лубрикатор;
6. Окно доступа и ГБРС;
7. Насосная установка;
8. Азотная установка;
9. Станция контроля и управления;
10. Система приготовления и очистки бурового раствора;
11. Комплект трубной обвязки;
12. Модуль сборки и тестирования КНБК;
13. Установка для перемотки БДТ;
14. Наладочное и вспомогательное оборудование;
15. Система энергообеспечения.

Было подробно рассказано обо всех составляющих комплекса и особенностях каждой из них. В заключение И.Я. Пирч перечислил преимущества колтюбингового бурения скважин на депрессии:

1. Колтюбинговое бурение позволяет экономить время:
- меньшее время монтажа, демонтажа,

transportation costs, gives the ability to perform completion operations without a workover unit, minimizes tubing equipment failures and is compatible with many types of fracturing fluid and proppant.

Geophysical logging operations in horizontal wells are also performed with coiled tubing application, which allows working in long horizontal intervals (> 500 m/1,640 ft) and wells with small radius of curvature. Moreover, utilization of coiled tubing gives the possibility to perform the whole set of logging operations; create circulation during log pass; enter any chosen sidetrack of a multilateral well directly with a logging tool; control axial load (when the tool is used together with a load measuring unit of directional drilling system).

The speaker told that Belorusneft had planned to master the technology of performing logging operations in long horizontal wells (with the help of coiled tubing and commercially available logging tools) by 2016.

D.L. Tretjakov also described water shutoff operations (placing and drilling out of cement plugs) and the technology of mud-pulse stimulation. Both these technologies make use of coiled tubing.

I.Ya. Pirch, Deputy Director of CJSC Novinka (a part of FID Group) gave a report named **“Up-to-date facilities for directional coiled tubing drilling of wells, including underbalanced drilling”**.

He told about SNB89-76M directional drilling system (DDS), complex for underbalanced CTD and about SNB89-76T modification of DDS.

SNB89-76M DDS with wireline communication channel is intended for directional drilling of horizontal, directional and vertical wells, including drilling in underbalanced conditions. It allows downhole parameters monitoring and determination of the BHA location in the real-time mode. The speaker described specifications of the system and its configuration, having paid a special attention to the BHA's configuration, as well as the configuration of surface equipment and its functionality. Several sample visualizations of parameters registered during the process of drilling were presented.

According to Mr. Pirch, the configuration of underbalanced CTD complex includes:

1. Coiled tubing unit
2. Modular wellhead platform
3. Directional drilling system (SNB89-76M)
4. Blowout preventer equipment
5. Lubricator
6. Access hole GBRS
7. Pumping unit
8. Nitrogen unit
9. Control station
10. Drilling mud processing system
11. A set of piping connections

- перемещения;
 - меньше времени на операцию (спуско-подъемные операции в два раза быстрее);
 - меньше времени на подготовку площадки (требуется меньше места);
 - меньше времени на бурение ввиду большей скорости проходки;
 - данные от КНБК в реальном режиме времени позволяют оперативно управлять процессом бурения;
2. Не повреждает продуктивный пласт.
 3. Не вызывает колебания давления в скважине в момент соединения труб.
 4. Отсутствует необходимость в дорогих утяжеляющих растворах.
 5. Колтюбинговое бурение безопасно для персонала:
 - нет открытой скважины ввиду использования закрытой циркуляционной системы, отсутствует опасность выбросов;
 - не проводятся работы со свинчиваемыми трубами, в процессе которых происходит наибольшее количество несчастных случаев;
 6. Колтюбинговое бурение безопасно для окружающей среды:
 - нет соединений – нет разливов жидкостей;
- Столь же основательно, как СНБ89-76М с кабельным каналом связи, была представлена и система направленного бурения СНБ89-76Т с гидравлическим каналом связи, которая может быть эффективно использована при бурении боковых стволов из скважин с эксплуатационными колоннами малого диаметра.

Доклад «**Припятский полигон испытания и адаптации технологий повышения нефтеотдачи пластов**» был озвучен А.В. Серебрянниковым.

Было рассказано об истории развития белорусского нефтегазоносного региона и о современном состоянии его ресурсной базы. В настоящее время в пределах Припятского прогиба открыто 77 промышленных месторождений углеводородов, включающих 245 залежей. В промышленной разработке находятся 30 месторождений, имеющих 151 залежь, в пробной эксплуатации 30 месторождений (64 залежей), в консервации 12 месторождений (12 залежей), в разведке 5 месторождений (8 залежей). Докладчик остановился на геологических условиях разработки, подробно описал структуру остаточных извлекаемых запасов.

Для адаптации технологий в пределах Припятской нефтегазоносной области был создан полигон испытания новых технологий повышения нефтеотдачи пластов. В качестве

12. BHA assembling and testing unit
13. Coiled tubing reel off/spool on unit
14. Commissioning and auxiliary equipment
15. Power supply system

The speaker told about every part of underbalanced CTD complex in details and enounced special features of each item. As a conclusion, I.Ya. Pirch specified the list of benefits one could enjoy while utilizing underbalanced CTD complexes:

1. CTD enables time savings:
 - decreased rig-up, rig-down and transportation time;
 - less amount of time per operation (trips are performed 2 times faster);
 - less time is needed for drilling site preparation (less space is required);
 - drilling time is reduced due to higher rate of penetration;
 - real-time data coming from the BHA allows online control of the drilling process;
2. CTD eliminates formation damage.
3. CTD eliminates pressure fluctuations at pipes connection.
4. No need to use expensive weighted drilling muds.
5. CTD provides personnel safety:
 - zero blowout risks due to the application of closed circulation system;
 - no need to make up connections (the major part of accidents resulting in injuries occur during these operations);
6. CTD is environmentally safe:
 - the absence of connections leads to zero mud spills;

Для адаптации технологий в пределах Припятской нефтегазоносной области был создан полигон испытания новых технологий повышения нефтеотдачи пластов.

He also told that in order to perform adaptation and testing of new enhanced oil recovery technologies, a special site within the Pripyat oil & gas region had been created.

The speaker extensively described not only the SNB89-76M DDS (with wireline communication channel), but also provided many details connected with the SNB89-76T modification of DDS (with hydraulic communication channel).

A.V. Serebrennikov also gave a report “**Pripyatskiy site for testing and adaptation of enhanced oil recovery technologies**”.

He told about the development history of Belarusian oil & gas region and about the actual status of its reserves. According to the speaker, 77 minable hydrocarbon fields that include 245 deposits have been discovered within the Pripyat Trough so far. 30 of these fields (151 deposits) are being commercially

объектов в Припятский полигон испытаний новых технологий ПНП включены 17 месторождений, которые в совокупности имеют широкий спектр изменения геолого-физических свойств пластов, что позволяет с высокой степенью достоверности оценить граничные условия эффективности новых технологий. Все предлагаемые для полигона месторождения многопластовые. Большинство из них имеют объекты разработки как в межсоловых, так и в подсоловых отложениях, как в карбонатных, так и в терригенных пластах. Для каждого из месторождений предложен для опробования и адаптации с учетом его особенностей комплекс технологий, включая такие как:

- бурение субгоризонтальных, горизонтальных, разветвленных, многозабойных скважин и вторых стволов;
- бурение боковых стволов по короткому радиусу с колтубингом;
- радиальное вскрытие пласта с колтубингом;
- закачка потокоотклоняющих композиций, в том числе ШПНП;
- гидро- и солянокислотные разрывы пласта по различным технологиям;
- водогазовое и термогазовое воздействие на пласт;
- импульсно-реагентный метод воздействия на пласт и т.д.

А.В. Серебренников подробно остановился на каждой из перечисленных технологий, описав особенности их применения в конкретных условиях и полученные результаты, и в завершение своего выступления пригласил все компании, заинтересованные в опробовании, адаптации и внедрении новых технологий, для отработки их в условиях терригенных и карбонатных пластов Припятского прогиба.

Заключительный доклад бизнес-секции «Современное оборудование для бурения и ремонта скважин в условиях горных выработок» был посвящен одной из новейших разработок конструкторов Группы ФИД. Докладчик И.Я. Пирч рассказал об установках для бурения и ремонта скважин ПРС-1, а также об установках для бурения скважин РН25 и РУ25, их составе, конструктивных особенностях и технических характеристиках.

Установка для бурения и ремонта скважин ПРС-1 предназначена для:

1. Направленного бурения скважин из горных выработок глубиной до 500 м с использованием системы направленного бурения;
2. Роторного бурения скважин;
3. Разбуривания и промывки песчаных пробок в ►

developed at the moment, 30 fields (64 deposits) are under production testing, 12 fields (12 deposits) are suspended and 5 fields (8 deposits) are under exploration. Mr. Serebrennikov described geological conditions of these fields and the structure of remaining recoverable reserves.

He also told that in order to perform adaptation and testing of new enhanced oil recovery technologies, a special site within the Pripjat oil & gas region had been created. It should be noted that Pripjatskiy site includes 17 fields with various geological-and-physical reservoir characteristics, which allows to estimate boundary conditions for the efficiency of new technologies application to a high degree of accuracy. All of these fields have multizone reservoirs. Also, the major part of them has both intersalt and subsalt deposits, both in carbonate and terrigenous reservoirs. The speaker told that for each of these fields Belorusneft had suggested a complex of technologies to test and adjust, including:

- drilling of subhorizontal, horizontal, branched and multilateral wells;
- CTD of lateral holes across a short radius;
- coiled tubing radial drilling;
- injection of water diverting agents;
- different hydraulic and acid fracturing technologies;
- water-gas and thermal-gas formation treatments;
- impulse-reagent formation treatments, etc.

A.V. Serebrennikov referred in detail on each of the above-mentioned technologies, having described the features of their application under different conditions and the obtained results. As a conclusion, he invited companies that are interested in testing and adaptation of new technologies under conditions of terrigenous and carbonate reservoirs of the Pripjat Trough to join the project.

The last report of business session was entitled as “**State-of-the-art equipment for drilling and repair of wells under conditions of mine openings**”. It was devoted to one of the newest developments of FID Group’s design engineers. I.Ya. Pirsch told about PRS-1 unit for drilling and repair of wells, RN25 and RU25 well drilling units, as well as about their configuration, design features and specifications.

PRS-1 unit for drilling and repair of wells is intended for:

1. Directional drilling of wells out of mine openings (not **deeper than** 500 m/1,640 ft) with utilization of directional drilling system;
2. Rotary drilling;
3. Washing and drilling out of sand plugs in wells deeper than 1,000 meters (3,281 ft).
4. Well casing.

RN25 well drilling unit is intended for:

1. Directional drilling of wells out of mine openings (**deeper than** 1,000 m/3,281 ft) with utilization ►

скважинах с максимальной глубиной не менее 1000 м;

4. Обсадки скважин.

Установка для бурения скважин RH25 предназначена для:

1. Направленного бурения скважин из горных выработок максимальной глубиной **не менее 1000 м** с использованием системы направленного бурения;
2. Роторного бурения скважин;
3. Обсадки скважин глубиной до 1000 м обсадными трубами диаметром 73 мм;
4. Обсадки скважин глубиной до 200 м обсадными трубами диаметром 114 мм.

Установка для бурения скважин RH25 предназначена для:

1. Направленного бурения скважин из выработок угольных шахт, опасных по газу и пыли, а также по горным ударам и выбросам максимальной глубиной **не менее 1000 м** с использованием системы направленного бурения;
2. Роторного бурения скважин;
3. Обсадки скважин глубиной до 1000 м трубами диаметром 73 мм, и до 200 м – трубами диаметром 114 мм.

Для управляемого бурения наклонно-направленных скважин из горных выработок была спроектирована система направленного бурения СНБ89-73М, которая обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и положения КНБК в режиме реального времени.

Для приготовления водоцементного раствора и подачи его под давлением в процессе цементирования обсадных колонн скважин, пробуренных в условиях горных выработок создана установка цементировочная УЦ-1.

Все это инновационное оборудование может с успехом применяться для дегазации угольных пластов и добычи шахтного метана.

Доклады бизнес-секции «Современные технологии и техника для разработки месторождений на поздней стадии» были заслушаны с большим вниманием. Особый интерес вызвало приглашение «Белоруснефти» всех заинтересованных в опробовании, адаптации и внедрении новых технологий для совместной отработки их в условиях терригенных и карбонатных пластов Припятского прогиба. Наш журнал будет пристально наблюдать за ходом этого сотрудничества и оперативно сообщать читателям обо всех его значительных результатах. ☉

Аналитическая группа журнала «Время кольтюбинга»

of directional drilling system;

2. Rotary drilling;
 3. Casing of wells with a depth up to 1,000 m/3,281 ft (if 73 mm (2-7/8 in.) OD casing string is used);
 4. Casing of wells with a depth up to 200 m/656 ft (if 114 mm (4-1/2 in.) OD casing string is used);
- RU25 well drilling unit is intended for:
1. Directional drilling of wells out of gaseous-and-dusty coal mines (deeper than 1,000 m/3,281 ft) that are prone to rock bumps with utilization of directional drilling system;
 2. Rotary drilling;
 3. Casing of wells with a depth up to 1000 m/200 m (when 73 mm/114 mm OD casing string is used).

The speaker told that in order to perform directional drilling of wells coming out of mine openings a special SNB89-73M DDS was designed. Mr. Pirch said that the newest system provides for downhole parameters monitoring and BHA positioning in real-time mode.

He also told a few words about UC-1 cementing unit that was specially designed for preparation of water-cement slurry and its injection during casing cementing of wells drilled under conditions of mine openings.

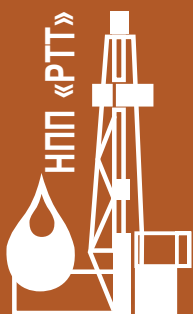
Особый интерес вызвало приглашение «Белоруснефти» всех заинтересованных в опробовании, адаптации и внедрении новых технологий для совместной отработки их в условиях терригенных и карбонатных пластов Припятского прогиба.

Invitation of Belarusneft to join the project of testing and adaptation of new EOR technologies under conditions of terrigenous and carbonate reservoirs of the Pripjat Trough aroused particular interest of the audience.

It should be noted that every piece of this innovative equipment can be successfully used for coal bed methane production as well.

Reports given during the business session “State-of-the-art Technologies and Equipment for Development of Brownfields” attracted serious attention. Invitation of Belarusneft to join the project of testing and adaptation of new EOR technologies under conditions of terrigenous and carbonate reservoirs of the Pripjat Trough aroused particular interest of the audience. Our Journal will keep a close watch on the development of this cooperation and will swiftly report about all considerable results achieved. ☉

Analysis team of Coiled Tubing Times Journal



НПП «РостЭКтехнологии»

**Безбаритовая тяжелая жидкость
СГС-18 плотностью 1600, 1800
и 2100 кг/м³ для бурения,
заканчивания и ремонта скважин**

г. Краснодар,
тел./факс:
+7 (861) 278-22-69,
278-22-89,
278-22-33,
(988) 240-70-10
mail@npprtt.ru
www.npprtt.ru

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ «СГС-18»:

- **отсутствие твердой фазы;**
- **сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и дебита скважин;**
- **кратное увеличение успешности операций по установке и ремонту внутрискважинного оборудования, особенно в глубоких скважинах;**
- **значительное снижение затрат на приготовление;**
- **низкая температура кристаллизации растворов.**

ТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ «СГС-18»

Плотность, кг/м ³	1600-2100
Скорость коррозии трубной стали группы «Д» при 125 °С, мм/год.....	Менее 0,125
Коэффициент восстановления проницаемости, %.....	Более 90
Условная вязкость Т700/500, С.....	120-180
Показатель pH.....	3-7
Показатель увлажняющей способности По, см/ч.....	0,05

КОМПОЗИЦИЯ «СГС-18»

успешно применяется в нефтяных и газовых скважинах месторождений Западной Сибири для выполнения следующих операций:

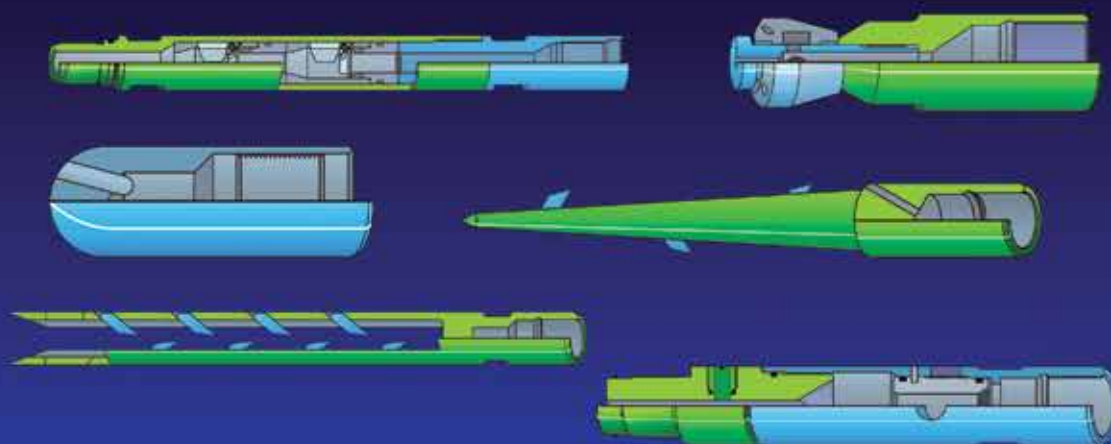
- **глушение**
- **испытание**
- **перфорация**
- **консервация**



ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ

для работы с колтюбинговыми установками:



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

**Размерный ряд инструмента позволяет производить
основной спектр технологических операций
с использованием колтюбинговых установок**

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

ИНТЕРНЕТ

Верная комбинация

NOV Downhole

Сочетание лучших технологий от ReedHycalog® и NOV® Downhole для создания лучшей КНБК в отрасли

- Буровые долота ReedHycalog – шарошечные долота, долота с фиксированными режущими и импрегнированными долотами
- Прямые и ВЗД с углом перегиба – Hemidril®, PowerPLUS™, ВЗД с квадратным сечением
- Инструменты для капитального ремонта и заканчивания скважины – ГНКТ, контроль потока, оборудование для заканчивания скважины
- Буровое оборудование – ясы, осцилляторы Agitator™, амортизаторы, усилители ясов Intensifier™, немагнитные УБТ
- Увеличение диаметра скважины – расширители переменного диаметра, бицентричные долота, бицентричные и традиционные расширители
- Сервисы по отбору керна – Традиционный и Express® сервисы
- Передовые решения в бурении – Оптимизация показателей бурения, комплекс решений по снижению вибраций
- Ловильный инструмент Bowen™ – наружный и внутренний ловильный инструмент, фрезерное и режущее оборудование, ударные компоновки и другое оборудование для ремонта скважины
- Сервисное оборудование – установки для свинчивания/развинчивания резьбовых соединений, установки для навинчивания скважинного инструмента, испытательные стенды

Свяжитесь с вашим представительством NOV DOWNHOLE по электронной почте или через веб-сайт для получения дополнительной информации о полной линейке продукции компании и предоставляемых услугах.

E-mail: DH-RUS-Sales@nov.com
Tel.: +7 (495) 287 26 67

DOWNHOLE

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

One Company. . . Unlimited Solutions

www.nov.com/downhole

Нужна надежная высокопродуктивная техника

Reliable and Highly Productive Equipment Required

В рамках 9-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, которая проходила 17–18 апреля 2013 года в Минске, редакцией журнала «Время колтюбинга» было организовано заседание круглого стола.

Coiled Tubing Times journal organized a round-table discussion within the framework of the 9th Consumer Conference of NOV FIDMASH dedicated to operation of coiled tubing equipment, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing. The consumer conference was held in Minsk from the 17th to the 18th of April 2013.

Галина Александровна Булыка, главный редактор журнала «Время колтюбинга»: Уважаемые коллеги, мы собрались здесь, чтобы обсудить важные для сервисных компаний вопросы, поделиться информацией о том, на оказании каких услуг специализируются ваши компании, какие новые технологические направления освоены со времени наших прошлых встреч, какие виды оборудования высокотехнологичного нефтегазового сервиса остро востребованы рынком, что препятствует продвижению прогрессивных технологий? Не сомневаюсь, что в ходе нашего разговора возникнут и другие вопросы. Надеюсь на открытое профессиональное обсуждение.

Алмас Нурлыгаянович Хамидуллин, директор ООО «Койлтюбинг-Сервис»: Наша компания с 2005 года работает на рынке сервисных услуг, оказываемых именно с применением колтюбингового оборудования и технологий. Наши заказчики: «Газпром», Иркутская нефтяная компания (ИНК), ТНК-ВР – для этой компании работаем в районе Няганя. Применяем все стандартные операции, которые можно выполнить с колтюбингом, кроме направленного бурения скважин. Оборудование у нас производства СЗАО «ФИДМАШ»: колтюбинговая установка МК20, приобретенная в 2006 году. В настоящее время мы стали предлагать новый вид услуг – предоставляем наш обученный персонал для работы

Halina Bulyka, Editor in Chief of Coiled Tubing Times journal: Dear colleagues, we are here to discuss important issues service companies are concerned about, to share information about the services your companies specialize in, about new areas of work, about the types of high-tech oil and gas service equipment that is currently in demand at the market, about the obstacles that hamper promotion of advanced technologies. There are no doubts that during our discussion some other issues may arise. I hope for an open professional discussion of all the raised matters.

Применяем все стандартные операции, которые можно выполнить с колтюбингом. Стали предлагать новый вид услуг – предоставляем наш обученный персонал для работы на оборудовании заказчика.

We do all the standard jobs with use of coiled tubing. We have recently started offering new type of service – we provide our skilled and well-trained personnel to work on the client's equipment.

Almas Hamidullin, Director of 'Coiled Tubing Service' LLC: Our company has been providing services with the use of coiled tubing equipment and technologies since 2005. Among our clients are such companies as Gazprom, Irkutsk Oil Company (IOC) and TNK-BP – for this company we provide services in the vicinity of Nyagan. We do all the standard

на оборудовании заказчика. Это новое для нас направление мы начали развивать с прошлого года.

Г.А. Булыка: А какое оборудование Вы собираетесь приобрести, чтобы усилить технологическую мощь Вашей компании?

А.Н. Хамидуллин: В планах у нас приобретение установки МК30Т для работы на глубоких скважинах.

Г.А. Булыка: Такая установка подходит и для колтюбингового бурения. Вы собираетесь освоить эту технологию?

А.Н. Хамидуллин: Колтюбинговое бурение – это перспектива. Это оборудование позволяет бурить в том числе и боковые стволы, делать зарезки... И все остальные операции, стандартные в том числе. Мы собираемся приобрести к этой установке также криогенную азотную установку. Плюс оборудование с подогревом – «хатойлер», как его называют американцы, а у нас его называют «насосный комплекс с подогревом и компрессором».

Рябцев Виктор Евгеньевич, главный механик ООО «Газпром подземремонт Оренбург»: Наша компания была создана в 2006 году, 1 апреля – в «смешной» день. Сейчас у нас на балансе находятся три колтюбиновые установки, все они относятся к среднему классу – «двадцатки». По срокам эксплуатации: одна установка 2001 года, вторая – 2002 года, третья – 2007 года. Работаем на газовом фонде скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения. Задействованы практически все три бригады. Работы, которые мы выполняем: освоение скважин с использованием колтюбинговых установок, применением азотных установок и блочной мобильной экстракционной установки.

Г.А. Булыка: Какие проблемы Вам пока не удастся решить?

В.Е. Рябцев: Сейчас с точки зрения экологии нужно осваивать скважины по закрытой системе, т.е. необходима утилизация газа и азота, выходящих из скважины. Однако у нас этот вопрос практически не решается. Хотелось бы знать, как эта проблема решается на других месторождениях, какие пути решения возможны. Может быть, речь должна идти о капитальных вложениях, о закупке какого-то нового оборудования? Хотелось бы также обменяться с коллегами опытом по установке цементных мостов с помощью гибкой трубы диаметром 38 мм. Мы работали с компанией Weatherford, было установлено несколько цементных мостов на Астраханском месторождении и с применением химреагентов производства этой компании. Есть ли подобная

jobs with use of coiled tubing, except for directional drilling. Our equipment – MK20 coiled tubing unit – was purchased from NOV FIDMASH in 2006. We have recently started offering new type of service – we provide our skilled and well-trained personnel to work on the client's equipment. We started to provide this new type of service last year.

H.A. Bulyka: What kind of equipment do you plan to purchase in order to improve technological capacity of your company?

A.N. Hamidullin: We plan to procure MK30T unit to be able to work on deep wells.

H.A. Bulyka: Such a unit is also suitable for coiled tubing drilling. Do you plan to master this technology?

A.N. Hamidullin: Coiled tubing drilling is the future. This equipment allows doing sidetracking and all the other jobs, including conventional ones. We also plan to purchase a nitrogen cryogenic unit and a hot oiler.

Victor Ryabtsev, Chief Mechanic of 'Gazprom Podzemremont Orenburg' LLC: Our company was founded in 2006, on April 1 – on the All Fool's Day. Currently we have three coiled tubing units – all of them belonging to the medium class. As far as the period of operation is concerned, one unit has been operating since 2001, the second one – since 2002 and the third one – since 2007. We are working on the gas well stock of Orenburg gas-condensate field. All the three teams are almost all the time busy at the field. We do well completion jobs with the use of coiled tubing units, nitrogen units and a modular mobile extraction unit.

H.A. Bulyka: What kind of issues you are not yet able to tackle?

V.Ye. Ryabtsev: Currently from the environmental point of view well completions should be done with the use of a closed system, i.e. gas and nitrogen coming out of a well should be properly disposed of. However, this issue is practically not addressed at our field. We would like to know how this issue is addressed at other fields, what are the possible solutions for this problem. Probably, the question is in capital investments and procurement of new types of equipment? We would also like to share experience in plug-back jobs with the use of a 38-mm coiled tube. We have been working together with Weatherford. Several cement plugs were installed at the Astrakhan field with the use of chemical agents manufactured by this company. Do we have similar chemical agents in

химия в России и какие технологии применяются для установки цементных мостов через ГНКТ? Возможно, кто-то из коллег проводил подобные работы, может быть, он поделится опытом в этой аудитории или на страницах журнала «Время колтюбинга»?

Г.А. Булыка: Очерченные Вами проблемы очень актуальны. Я надеюсь, среди наших читателей найдутся компетентные в данных вопросах специалисты. Редакция будет ждать писем по адресу cttimes@cttimes.org

Дмитрий Владимирович Кузьменко, главный механик ООО «Газпром подземремонт Уренгой»: Мы в основном работаем в Западной Сибири. Это районы Уренгоя, Надыма. Есть у нас также участок в Бованенково. Парк наших колтюбинговых установок составляет 16 единиц, 5 из которых – тяжелого класса. Они работают в комплексе с мембранными азотными установками, которых у нас 10 штук. Половину составляют тяжелые мембранники – с расходом 20 метров кубических и давлением 250 атм.

Г.А. Булыка: А какие проблемы у Вас?

Д.В. Кузьменко: Проблемы у нас, наверное, типичные: основная часть оборудования закупалась в начале 2000-х годов. Поэтому сейчас у нас на первом месте программа по капитальному ремонту старых установок. Также хотим постепенно вести реновацию наших установок с обменом на установки более тяжелого класса, т.е. будем потихоньку менять «двадцатки» на «тридцатки». Это обусловлено тем, что месторождения, которые мы обслуживаем, старые, а потому они требуют при ремонте скважин повышенных расходов и новых технологий.

Андрей Михайлович Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»: У нас имеются два флота ГНКТ. В настоящее время мы запускаем еще два, и через несколько месяцев будем работать четырьмя флотами. Оборудование у нас как производства СЗАО «ФИДМАШ», так и американского производства. Колтюбинговые установки в основном фидмашевские. Насосное оборудование и азотные комплексы – американского производства.

Пока есть потребность в оказываемых нами услугах на рынке, мы конкурентоспособны и будем продолжать свой рост.

We plan to perform mainly bottomhole treatments and multi-stage bottomhole treatments in horizontal sidetracks.

Russia and what technologies are applied for plug-back jobs using coiled tubing? Probably, some of the colleagues sitting at this table have done similar jobs and are able to share their experience here or write an article to Coiled Tubing Times journal.

H.A. Bulyka: The issues you have mentioned are very much relevant. I hope that among our readers there will be specialists who are competent in the abovementioned issues. We will be waiting for the letters from our readers at the e-mail address cttimes@cttimes.org

Dmitry Kuzmenko, Chief Mechanic of 'Gazprom Podzemremont Urengoy' LLC: We mainly work in Western Siberia – in the region of Urengoy and Nadym. We also operate at Bovanenkovo. Our coiled tubing fleet consists of 16 units, 5 of which belong to a heavy class. They operate together with membrane nitrogen units. We have 10 membrane nitrogen units, half of which are heavy ones with the flow rate of 20 cubic meters and

Сейчас у нас на первом месте программа по капитальному ремонту старых установок. Также хотим постепенно вести реновацию наших установок с обменом на установки более тяжелого класса. Это обусловлено тем, что месторождения, которые мы обслуживаем, старые, а потому они требуют при ремонте скважин повышенных расходов и новых технологий.

Our main focus now is on major overhaul of old units. We also want to gradually replace our existing units with heavy-class units. This is due to the fact that we are servicing mature fields, which require higher flow rates and cutting-edge technologies to do well workover jobs.

pressure of 250 atm.

H.A. Bulyka: What problems do you face?

D.V. Kuzmenko: I think we face typical problems: the majority of our equipment was purchased at the beginning of 2000s. That is why our main focus now is on major overhaul of old units. We also want to gradually replace our existing units with heavy-class units. This is due to the fact that we are servicing mature fields, which require higher flow rates and cutting-edge technologies to do well workover jobs.

Andrei Ovsyankin, Director General of 'Packer Service' LLC: We have two coiled tubing fleets. Currently we are launching two more fleets and in several months we will be operating four CT fleets. We operate both NOV FIDMASH's and American

Г.А. Булыка: Какие Вы видите перспективы перед Вашей компанией?

А.М. Овсянкин: Перспективы? Мы плавно растем. Пока есть потребность в оказываемых нами услугах на рынке, мы конкурентоспособны и будем продолжать свой рост.

Владимир Петрович Кравец, начальник отдела интенсификации и добычи углеводородов бурового управления «Укрбургаз» ПАТ «Укргазодобыча»: Основная задача у нас – бурение скважин, в том числе сверхглубоких, наклонных. Другие наши управления используют колтюбинговые технологии, работают на колтюбинговых установках производства СЗАО «ФИДМАШ». Кроме бурения, наше управление занимается работами по интенсификации добычи: кислотными обработками, гидроразрывами пластов. Я предвижу заинтересованность нашего руководства в приобретении криогенных азотных установок для освоения скважин и, возможно, для азотных гидроразрывов.

Сергей Иванович Навныко, генеральный директор ООО «Ветеран»: Мы только приобрели колтюбинговую установку. Сейчас будем заниматься шеф-монтажом, чтобы она у нас была в рабочей позиции. Через месяц планируем приступить к работе на скважинах. В настоящее время мы рассматриваем также возможность приобретения азотной установки. Операции, которые мы планируем выполнять, находятся в разрезе ОПЗ – обработки призабойной зоны кислотными составами, нормализации забоя, восстановление лифтов и т.п.

Основное направление предполагаемых работ – это ОПЗ и многостадийные ОПЗ в горизонтальных боковых стволах.

We plan to perform mainly bottomhole treatments and multi-stage bottomhole treatments in horizontal sidetracks.

Петр Петрович Дударик, директор Нижневартовского филиала ОАО «СК «Черногорнефтеотдача»:

Как и коллеги из компании «Ветеран», мы будем осваивать новую для себя область – колтюбинговые технологии. Сейчас рассматриваем вопрос приобретения колтюбинговой установки. Основное направление предполагаемых работ – это ОПЗ и многостадийные ОПЗ в горизонтальных боковых стволах. Думаю, в следующем году нам уже будет, чем



АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка

изготовление

поставка

**консультации
специалистов**

Сеть филиалов по всей России

**610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru**

www.akmash.ru

**Посетите стенд нашей компании на выставке «НЕФТЬ и ГАЗ-2013»
(г. Москва, 25-28.06.2013)!
Павильон № 1, стенд № А 225.**

equipment. Coiled tubing units are mainly from NOV FIDMASH. Pumping and nitrogen units are from US manufacturers.

H.A. Bulyka: What are the prospects for your company?

A.M. Ovsyankin: Prospects? We are gradually growing. While there is demand for our services, we will remain competitive and will continue growing.

Vladimir Kravets, Chief of Hydrocarbon Production and Stimulation Department, Drilling Office, 'Ukrgezodobycha' Company:

Our main task is to drill wells, including ultradeep wells and inclined wells. Other departments of our company make use of coiled tubing technologies and operate NOV FIDMASH's coiled tubing units. Besides drilling, our department is also engaged in production stimulation: acid treatment, hydraulic fracturing. I anticipate the interest of our managers in procurement of cryogenic nitrogen units to perform well completions and, probably, nitrogen fracturing.

Sergey Navnyko, Director General of 'Veteran' LLC:

We have just purchased a coiled tubing unit. Now we will be doing supervised assembly works to get the CT unit ready for operation. In a month we plan start doing jobs at wells. At present we are

поделиться, – новыми наработками, новыми идеями.

Г.А. Булыка: Журнал «Время колтюбинга» готов предоставить свои страницы для Ваших наработок и идей.

Тойлы Алиханов, главный инженер УКРС ГНКТ треста НГДА ГК «Туркменнефть»: Мы начали работать с колтюбингом с 2008 года. В основном проводим очистки скважин, кислотные обработки. Недавно начали устанавливать цементные мосты. Работы идут успешно.

Хыдырберди Мамедназаров, заместитель председателя ГК «Туркменнефть»: Хочу дополнить своего коллегу. В 2008 году мы начинали работы с одной установкой. В настоящее время у нас работают уже 6 установок. Еще одна, седьмая, на стадии отгрузки. Практически все установки производства СЗАО «ФИДМАШ». Мы и дальше хотим пополнять свой парк. До 2008 года сервисные работы у нас вела одна югославская компания. Сейчас мы уже все работы полностью делаем сами. Два года у нас действует управление по ГНКТ. В перспективе собираемся освоить наклонно-горизонтальное бурение.

Виктор Иванович Гапетченко, директор по маркетингу ООО «Ямал Петросервис»: О нашей компании вы можете прочесть большой материал в журнале «Время колтюбинга» № 43.

Г.А. Булыка: Добавить к этому материалу ничего не хотите?

В.И. Гапетченко: Нарастиваем объемы и конструкторам СЗАО «ФИДМАШ» того же желаем.

Ерболат Ахметханович Альмухаметов, генеральный директор ТОО «Азотный завод»: Наш завод находится в Казахстане, в городе Уральске. Я очень рад, что приехал на эту конференцию, познакомился с коллегами, у которых есть чему поучиться. В настоящее время мы приобретаем колтюбинговую установку производства СЗАО «ФИДМАШ». Персонал у нас, который будет колтюбингом заниматься, – это специалисты, прошедшие школу компаний «Шлюмберже» и Halliburton. Даст бог, уже осенью начнем работы.

Г.А. Булыка: Желаем Вам успеха!

Дмитрий Леонидович Третьяков, инженер-конструктор лаборатории разработки скважинных технологий и добычи нефти РУП «ПО «Белоруснефть»: В деле освоения новых технологий у нас сейчас делается очень много, в

also considering the procurement of a nitrogen unit. We plan to perform bottomhole treatment jobs – bottomhole acid treatments, bottomhole cleaning, restoration of lifts, etc.

Pyotr Dudarik, Director of Nizhnevartovsk branch of Chernogornefteotdacha Service Company: Like our colleagues from Veteran Company we also plan to master a new area of work – coiled tubing technologies. Currently we consider purchasing a coiled tubing unit. We plan to perform mainly bottomhole treatments and multi-stage bottomhole treatments in horizontal sidetracks. I think next year we will be able to share with you our experience and new ideas.

H.A. Bulyka: Coiled Tubing Times journal is ready to cover your experience and new ideas.
Toyly Alikhanov, Chief Engineer, Coiled Tubing Well Workover Department, NGDA Trust, 'Turkmenneft' State Concern: We started operating coiled tubing units in 2008. We use CT mainly to do wellbore cleaning and acid treatments. Recently we have started to do plug-back jobs. The jobs are performed successfully.

Khydyrberdi Mamednazarov, Deputy Chairman of Turkmenneft: I would like to add to what my colleague has just said. In 2008 we started operating one CT unit. Currently we already have 6 units in our fleet. One more unit – the seventh one – is at the stage of shipment. Almost all the units are manufactured by NOV FIDMASH. We want to further expand our coiled tubing fleet. Before 2008 the services were provided to us by one Yugoslavian company. At present we do all the jobs on our own. Two years ago we established Coiled Tubing Department in our company. In the future we plan to master horizontal directional drilling.

Victor Gapetchenko, Marketing Director, 'Yamal Petroservice' LLC: You can read a large article about our company in issue 43 of Coiled Tubing Times journal.

В настоящее время мы выходим на стадию опытно-промышленных испытаний радиального бурения.

At present we start pilot testing radial drilling operations.

H.A. Bulyka: Would you like to add something to that article?

V.I. Gapetchenko: We are increasing the amount

том числе в близком сотрудничестве с Группой ФИД. Это колтюбинговое бурение, включая бурение на депрессии, строительство и освоение многозбойных скважин. В настоящее время мы выходим на стадию опытно-промышленных испытаний радиального бурения.

Игорь Павлович Нагорняк, начальник отдела интенсификации ООО «Еста Велл Сервисес Украина»: Наша компания только начинает развиваться. Я приехал сюда, на конференцию, чтобы больше узнать об оборудовании производства СЗАО «ФИДМАШ» от конкретных специалистов, которые его используют. Особенно в критических климатических условиях. Кроме того, меня интересуют технологии. Мы планируем развивать колтюбинговые технологии. Наш рынок имеет свои особенности, связанные с большими глубинами – 5000 м и даже больше. Север такими глубинами похвастаться не может. Поэтому нам нужна надежная высокопродуктивная техника.

Г.А. Булыка: Я думаю, Вы приехали в Минск не напрасно: здесь производят именно такую.

Вячеслав Николаевич Шумаков, главный

Осваиваем высокие технологии нефтегазового сервиса – те, которые еще недавно выполняли только международные сервисные компании.

We master cutting-edge technologies in the oil and gas services sector – the technologies that just recently were available only from international service providers.

инженер ООО «Урал-Дизайн-ППП»: Эта конференция предоставляет большие возможности для профессионального общения. Сегодня очень насыщенный получается день: мы уже успели со специалистами из ООО «Ямал Петросервис» побеседовать по вопросам технологий, с казахстанскими коллегами обсудить тонкости применения азота... Представители нашей компании не в первый раз уже приехали в Минск. На рынке колтюбинговых технологий мы работаем с 2001 года. Потихоньку осваиваем и другие высокие технологии нефтегазового сервиса – те, которые еще недавно выполняли только международные сервисные компании. Сегодня мы выполняем операции, которые еще два года назад были нам не под силу. Это и освоения, и разбурирования, и пенокислотные обработки – всевозможные виды операций. Собираемся доложить о наших достижениях на 14-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

of work and we wish designers of NOV FIDMASH the same.

Yerbolat Almukhametov, Director General, Nitrogen Factory: Our factory is located in the city of Uralsk, in Kazakhstan. I am very glad that I have come to participate in this conference and got acquainted with my colleagues, from whom one can learn a lot of interesting things. Currently we are purchasing a coiled tubing unit from NOV FIDMASH. Specialists who will be working on a coiled tubing unit were schooled at such companies as Schlumberger and Halliburton. If it is God's will in autumn we will start operating the unit.

H.A. Bulyka: We wish you all the success! Dmitry Tretyakov, Design Engineer of the Laboratory for Oil Production and Development of Well Intervention Technologies, 'Belorusneft' Production Association: We currently do a lot in terms of mastering cutting-edge technologies, including our work done in close cooperation with FID Group. This is coiled tubing drilling, including underbalanced drilling, construction and completion of multilateral wellbores. At present we start pilot testing radial drilling operations.

Igor Nagornyak, Chief of Production Stimulation Department, Esta Well Services Ukraine: Our company is just at the initial stage of development. I have come to attend this conference in order to learn more about NOV FIDMASH's equipment from the specialists that are operating this equipment. Especially to learn how equipment behaves in critical climatic conditions. Moreover, I am interested in technologies. We plan to develop coiled tubing technologies. Our market has its own peculiarities in terms of considerable well depths – 5,000 meters and more. There are no such well depths in the North. Therefore, we need reliable and highly productive equipment.

H.A. Bulyka: I think that your trip to Minsk will be useful, because here they produce the equipment you need.

Vyacheslav Shumakov, Chief Engineer, Ural-Design-PNP: This conference gives great opportunities for professional networking. Today we had a very fruitful day: we managed to talk to the specialists of Yamal Petroservice Company about technologies, to discuss all the nuances of nitrogen usage with our colleagues from Kazakhstan... This is not the first time representatives of our company come to Minsk. We have been present at the coiled tubing technologies market since 2001. We gradually master other cutting-edge technologies in the oil and gas services sector – the technologies that just recently were available only from

Г.А. Булыка: Очень надеюсь услышать Ваш доклад! А что, по Вашему мнению, препятствует более широкому внедрению высоких технологий нефтегазового сервиса в России?

В.Н. Шумаков: Заказчик не всегда готов предоставить нам те или иные скважины.

Г.А. Булыка: Как можно мотивировать заказчика?

В.Н. Шумаков: Возможно, следует оптимизировать цену оборудования, чтобы себестоимость сервисных работ устраивала заказчика.

Г.А. Булыка: Какие еще есть мнения на этот счет?

В.Е. Рябцев: У нас вроде таких вопросов нет. По всем объемам, которые нам дают, мы находим общий язык с заказчиками. Единственный вопрос – стоимость ремонта. Нам приходится работать не только в Оренбурге, но и в других регионах. Поэтому смотрим, как там можно с коллегами объединиться, чтобы совместно выполнить тот или иной объем работ.

Г.А. Булыка: Какие меры могли бы ускорить развитие отечественного нефтегазосервисного рынка?

В.Н. Шумаков: Побольше приглашайте на страницы «Времени колтюбинга» иностранцев из компаний, которые мы все считаем бесспорными лидерами, обеспечьте их более широкое представительство на 14-й конференции и особенно возможности для неформального общения всех участников.

Г.А. Булыка: Это именно то, что мы стараемся делать. Обещаем усилить данное направление работы.

В.Н. Шумаков: Что еще мешает развиваться?... Возможно, заказчику надо бы просто поделиться небольшой частью прибыли с подрядчиком, потому что мы делаем общее дело. Во всем мире признано, что прогресс осуществляется подрядчиком – сервисными компаниями, на деньги заказчика. Но есть очень уважаемые компании, входящие в число самых крупных в мире, которые за ремонты дают совсем смешные деньги. Небольшим сервисным компаниям, которые работают только по колтюбингу, с подобными заказчиками выжить очень трудно. Приходится в ущерб другим направлениям что-то перекладывать... Так удушение и происходит. Это самая главная проблема, я считаю.

international service providers. Today we do the jobs that just a couple of years ago were beyond our power. These include completions, drilling-out operations, foam-acid treatments – all kinds of jobs. We plan to make a presentation about our achievements at the 14th Coiled Tubing and Well Intervention International Conference.

H.A. Bulyka: We are looking forward to your presentation! And what, to your mind, hampers wider application of high technologies in oil and gas services sector of Russia?

V.N. Shumakov: The client is not always ready to give us certain wells.

H.A. Bulyka: How one can motivate a client?

V.N. Shumakov: Probably, it is necessary to optimize the price of equipment so that the cost of services is suitable for a client.

H.A. Bulyka: Are there any other opinions?

V.Ye. Ryabtsev: We do not have issues like this. We manage to find the common ground with our clients for all the works that we are given. The only issue is the cost of workover. We have to work not only in Orenburg but in other regions as well. That is why we check whether we can join efforts with our colleagues in these regions in order to do the necessary amount of work together.

H.A. Bulyka: What measures could facilitate the development of the domestic oil and gas services market?

V.N. Shumakov: Coiled Tubing Times journal should try to have more articles from the representatives of foreign companies that are considered to be market leaders, try to invite as many of them to the 14th Coiled Tubing and Well Intervention Conference as possible to ensure informal networking between the conference participants.

H.A. Bulyka: This is right what we try to do. We promise to improve this area of our work.

V.N. Shumakov: What else hampers market development? Probably, clients simply need to share a small portion of their profit with contractors, because we are working together for the common cause. It is globally recognized that the progress is done by a contractor – by service companies – at the expense of a client. But there are some renowned companies (ranking among the largest in the world) that pay very little for workover. That is why for smaller service

Отсутствие широкой номенклатуры инструмента сдерживает развитие колтюбинговых технологий.

Poor selection of tools hampers the development of coiled tubing technologies.

Григорий Анатольевич Шопша, генеральный директор ООО «ОФТС»: Наша компания работает в интересах «Газпрома» и «Роснефти». У нас есть колтюбинговый агрегат, криогенная азотная установка... Что мешает развитию колтюбинговых технологий? То, что слабо представлен сервис по инструменту и приходится подбирать инструмент под каждый вариант операций. Изобретать его или заказывать у англичан, у американцев. Это очень длительный и дорогостоящий процесс. Здесь, в России, есть несколько фирм, которые занимаются разработкой инструмента для работы с колтюбингом, но номенклатура очень узкая. Отсутствие широкой номенклатуры инструмента, на мой взгляд, ощутимо сдерживает развитие колтюбинговых технологий.

Юрий Рафаилович Стерлядев, исполнительный директор ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»: Наше предприятие входит в группу «ТатРемСервис». Из выполняемых нами работ 80–85% составляют заказы «Татнефти». У нас имеется 8 колтюбинговых установок, из них 6 – производства СЗАО «ФИДМАШ». Используем гибкую трубу диаметром 25–38–44 мм. В прошлом году мы вышли на рубеж 1100 ремонтов в год. Я имею в виду как отдельные ремонты, так и услуги в составе традиционного капитального ремонта скважин, выполняемого подъемными агрегатами. Спектр услуг у нас широкий. В принципе нами освоена практически вся номенклатура, которая выполняется капитальным ремонтом скважин. Мы уже давно делаем цементные заливки. Пока в стадии проработки у нас находится такая технология, как бурение с колтюбингом. К освоению этого направления мы еще не приступали.

Г.А. Булыка: Какого оборудования, на Ваш взгляд, недостает на рынке? Может быть, Вы дадите задание конструкторам спроектировать нужное оборудование.

Ю.Р. Стерлядев: В принципе оборудование, которое выпускает СЗАО «ФИДМАШ», я думаю, закрывает потребности сервисных компаний, за исключением нюансов, которые учитываются при разработке конкретных технических заданий.

Г.А. Булыка: Большое спасибо, коллеги, за предметный разговор, за вашу искренность и открытость. «Время колтюбинга» желает вашим компаниям новых производственных успехов и будет ждать сообщений о них по адресу: cttimes@cttimes.org

companies working only with coiled tubing it is very difficult to survive with such clients. And they have to act to the detriment of other areas of work... This is how the development is hampered. I think this is the main problem.

Grigory Shopsha, Director General of OFTS Ltd.: Our company works for the benefit of Gazprom and Rosneft. We have a coiled tubing unit and a cryogenic nitrogen unit... What hampers the development of coiled tubing technologies? I think the development is hampered due to poor selection of coiled tubing tools, because we have to look for the tools for each type of job. We either invent tools or order tools from English or US manufacturers. This is a very lengthy and expensive process. There are companies in Russia that develop coiled tubing tools but their assortment is very poor. Poor selection of tools, to my mind, considerably hampers the development of coiled tubing technologies.

Yury Sterlyadev, Executive Director of 'Tatneft-AktyubinskRemService': Our company is part of TatRemService Group. 80–85% of our works are done for Tatneft. We have 8 coiled tubing units, of which 6 are NOV FIDMASH's units. We use coiled tube 25–38–44 mm in diameter. Last year we reached the level of 1,100 servicing jobs per year. I mean both separate well servicing operations and operations performed within the framework of conventional well workover done with the use of workover rigs. We provide a wide range of services. Basically, we perform almost all kinds of jobs that are part of well workover. We have been doing cementing for quite a long period of time already. But we are still studying such technology as coiled tubing drilling. We have not yet started mastering this area of work.

H.A. Bulyka: In your opinion, what kind of equipment is lacking at the market? Probably you will give designers a task to design the necessary equipment.

Yu.R. Sterlyadev: I think the equipment manufactured by NOV FIDMASH meets the demand of service companies, except for some nuances that are taken into account during elaboration of specific terms of reference.

H.A. Bulyka: Dear colleagues, thank you very much for a substantive discussion, for your openness and sincerity. Coiled Tubing Times wishes your companies all the success and new achievements. You are welcome to e-mail us the news about your achievements to the following e-mail address: cttimes@cttimes.org

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕСЕРВИСА ОБСУЖДАЮТСЯ В ГОСДУМЕ

STATE DUMA DISCUSSES PROBLEMS OF OIL SERVICE IN RUSSIA



Заседание Консультативного Совета по взаимодействию нефтегазового комплекса со смежными отраслями состоялось в Государственной Думе РФ 3 июля 2013 года. В фокусе тематики заседания, для Консультационного Совета третьего по счету, были «Проблемы развития российского нефтесервиса». Вел заседание председатель Комитета Государственной Думы по энергетике **И.Д. Грачев**.

В повестке дня значились весьма актуальные вопросы. Присутствующие обсудили критерии отбора сервисных подрядчиков и наметили пути совершенствования взаимодействия нефтегазовых компаний с сервисными подрядчиками. Не была обойдена вниманием проблема монопольных заказчиков и поставщиков. Были подробно рассмотрены также вопросы инвентаризации имеющегося у российских нефтегазодобывающих и сервисных компаний парка оборудования с целью подготовки государственных программ и эффективного использования промышленного потенциала, создания реестра поставщиков. Важной была признана проблема финансирования модернизации отечественного нефтегазового сервиса.

В заседании приняли участие порядка 40 представителей высшего менеджмента ведущих отечественных нефтегазодобывающих, нефтесервисных и производящих оборудование компаний, таких как «Газпром», «Газпром бурение», НК «Роснефть», «РУ-Энерджи Групп», «Татнефть», «ОМК», НК «РуссНефть», «Славнефть», «Сибирская Сервисная Компания», «Самаранефтегеофизика», НК «Альянс», «Группа ГМС», «НОВАТЭК», «Инвестгеосервис», «ПетроАльянс», «Интегра Менеджмент», «НГК-Технологии»

The Consultation Council on Interaction of O&G Complex with Related Industries held its meeting in State Duma on July 2, 2013. This 3rd session of the Consultation Council was dedicated to the "Problems of O&G service development in Russia". **I.D. Grachev**, the Chair of the State Duma Energy Committee, presided over the session.

The agenda included a number of relevant issues. The participants discussed the criteria of selecting service contractors and defined the ways of improving interaction of O&G companies with service contractors. They thoroughly considered the inventory of the equipment park owned by Russian O&G producing and service companies, aimed at adopting state programs, effective use of the industrial potential and creating a register of suppliers. The importance of financing for modernization of the domestic O&G service was admitted as well.

The session was attended by over 40 top managers of the domestic O&G producers, service companies and equipment manufacturers, such as Gazprom, Gazprom Burenie, NK Rosneft, RU Energy Group, Tatneft, OMK, NK RusNeft, Slavneft. Siberian Service Company, Smaraneftegeofizika, NK Alians, GMS Group, NOVATEK, Investgeoservis, PetroAlians, Integra Management, NGK Technologies. The discussion was not neglected by transcontinental service companies operating in Russia such as Baker Hughes and Weatherford.

и др. Не остались в стороне трансконтинентальные сервисные компании, активно работающие в России – «Бейкер Хьюз» и «Везерфорд».

Были представлены государственные структуры: Минэнерго России, Минприроды России и Ростехнадзор, Федеральная антимонопольная служба (ФАС России).

В Консультативный Совет также были включены лизинговые компании, принимающие активное участие в нефтегазовой сфере – ОАО ВТБ Лизинг и ООО «Техностройлизинг».

С корреспондентом журнала «Время колтюбинга» поделился информацией участник заседания, коммерческий директор ООО «Техностройлизинг»

Р.Я. Игильов: «Были намечены пути развития и модернизации производственных площадок на территории России, обсуждались вопросы прямой конкуренции производителей оборудования и актуальности технических решений, разрабатываемых отечественными конструкторскими бюро. На заседании присутствовали все заинтересованные стороны – заказчики, подрядчики и производители оборудования, так что трехсторонний диалог получился очень конструктивным. Нефтедобывающие компании выразили готовность предоставить нефтесервисным большие объемы работ, горизонт прогнозируемости которых обозрим на 10–15 лет вперед. Потребность в оборудовании велика, но, к сожалению, удовлетворить ее собственными силами пока не получается. Российские производители оборудования надеются, что Государственной Думой РФ будет принята программа по поддержке производства на территории России, и что, с другой стороны, будет создана система субсидий, льготного финансирования модернизации мощностей, развития КБ, организации НИОКР и т.п. Без поддержки на самом высоком уровне такие вопросы не решить. Основной вывод заседания: **модернизация должна идти в ногу со временем**. Не секрет, что парк буровых установок у всех нефтегазодобывающих компаний устарел и требуется обновление основных фондов. Предстоит модернизация небывалых масштабов, и нужно понять, какими силами ее необходимо совершать. Основную роль в решении вопросов финансирования этих процессов будут играть, конечно же, крупнейшие финансовые институты Российской Федерации, но и внебанковские лизинговые компании, такие как «Техностройлизинг», займут достойное место в самых значительных инвестиционных проектах нефтегазовой отрасли. А опыт, который мы получим, работая в таких структурах, будет поистине бесценен. У участников заседания не осталось сомнений в том, что **российский нефтесервис поднимается и что государство готово всемерно поддерживать этот процесс**». ☉

State structures were represented as well: Russian Ministry of Energy, Russian Ministry of Nature, Russian technical Supervisory Authority and Federal Antimonopoly Service of Russia (Russian FAS).

The Consultation Council also includes leasing companies taking an active part in O&G sector – ОАО VTB Leasing and Tekhnostroilizing.

R.Y. Igilov, the Commercial Director of Tekhnostroilizing LLC, who was present at the meeting, shared some information with the correspondent of the Coiled Tubing Time: "We defined the ways of developing and modernizing the industrial sites on the territory of Russia, discussed the issues of direct competition of equipment producers, the relevance of technical solutions designed by domestic development laboratories. The meeting was attended by practically all stakeholders - customers, contractors and equipment producers. The trilateral dialogue turned out very efficient. The oil producers expressed their intention to perform a large amount of work with plans for 10–15 years ahead. The demand in equipment is very high, but unfortunately they can't satisfy it with their own resources. Russian equipment producers hope that the RF State Duma will accept the program on supporting production on the territory of Russia and create a system of subsidies, privileged financing for updating facilities, promoting construction laboratories, organizing R&D facilities. Such issues can not be managed without top level support. The main conclusion of the meeting is that **modernization should keep up with the times**. It is not a secret that all O&G producers have an outdated park of drilling units and requires renewal of the main assets. A large-scale modernization is coming and we should realize what resources will be involved to perform the objective. Major financing of these processes will be performed the leading financial institutions of the Russian Federation as well as extra-bank leasing companies such as Tekhnostroilizing LLC, which will make a substantial part of the most important projects of O&G industry.

The experience we will get by working in such structures is priceless. The participants of the meeting had no doubts that **Russian oil service is recovering and that the state is ready to render an all out support to the process**. ☉

НАША СПРАВКА

Консультативный Совет по взаимодействию предприятий нефтегазового комплекса со смежными отраслями промышленности (нефтегазовое строительство, нефтегазовый сервис, нефтегазовое машиностроение, трубная промышленность и др.) сформирован при председателе Комитета Государственной Думы по энергетике. Основная задача Комитета – обсуждение и координация деятельности нефтегазовых компаний при взаимодействии со смежными отраслями промышленности в интересах развития российской экономики.

OUR REFERENCE

The Consultation Council on Interaction of O&G Complex with Related Industries (O&G construction, O&G service, O&G engineering, pipe production, etc.) is supervised by the Chair of the of the State Duma Energy Committee. The Committee is dedicated at analyzing and coordination the activity of O&G companies, their interaction with the related industries fro the benefit of Russian economic development.

УНИКАЛЬНАЯ ОПЕРАЦИЯ ГНКТ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ, ЗАКОНЧЕННОЙ 8-СТАДИЙНОЙ КОМПОНОВКОЙ МГРП, ПО ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННОГО ИНТЕРВАЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ МОСТОВЫХ ПРОБОК

UNIQUE COILED TUBING (CT) OPERATION OF WATER PRODUCING INTERVAL ISOLATION IN A HORIZONTAL WELL COMPLETED WITH 8-STAGE MULTISTAGE FRACTURING (MSF) SYSTEM USING TWO INFLATABLE BRIDGE PLUGS

К. БУРДИН, Р. МАЗИТОВ, П. БРАВКОВ, Д. ПОПОВ, Д. СЕРИКОВ, В. КЛИМЕНКО, В. ЖУК, «Шлюмберге»
А.С. ГОЛОВАНЕВ, А.А. ПОТРЯСОВ, В.Н. КОВАЛЕВ, Р.Р. ЮНУСОВ, ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

K. BURDIN; R. MAZITOV; P. BRAVKOV; D. POPOV; D. SERIKOV; V. KLIMENKO; V. ZHUK, Schlumberger
A.S. GOLOVANEV, A.A. POTRYASOV; V.N. KOVALEV; R.R. YUNUSOV, "LUKOIL – Western Siberia" company

ВВЕДЕНИЕ

Повсеместное внедрение технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в России, помимо ожидаемых, приносит и незапланированные результаты. Кроме безусловного увеличения дебитов и прироста извлекаемых запасов, данная технология несет в себе и такую опасную тенденцию, как преждевременное обводнение скважин. Происходит это по ряду причин, среди которых, пожалуй, основное место занимает прорыв в водоносные горизонты при проведении самого гидроразрыва пласта (ГРП) одного или нескольких интервалов.

Компанией-оператором была поставлена задача провести водоизоляционные работы в горизонтальной скважине (ГС), законченной 8-стадийной компоновкой МГРП с расфрезерованными посадочными седлами. Для уточнения причин обводнения и локализации интервалов его поступления были проведены геофизические исследования скважины на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). В результате было выявлено, что в скважине при общем дебите жидкости более 500 м³/сут (данные, полученные при освоении) и 95% обводненности порт № 6 дает 68% от общего дебита, а остальные 7 портов работают с незначительными дебитами либо ниже уровня пороговой записи прибора.

В данной статье подробно рассматриваются этапы планирования, решения сложных и нетиповых технических и практических задач, оценка нетиповых рисков и методы их снижения, этапы выполнения работы и вариативности действий в различных ситуациях, возникающих в процессе работы по водоизоляции, а также опыт, полученный в результате успешного выполнения данной операции.

INTRODUCTION

The widespread application of multi-stage fracturing technology in Russia is already known not only due to increase of production rates and increase of recoverable reserves but also due to premature water flooding of some intervals. Several reasons could lead to that result, while, perhaps, the main one is a breakthrough in the aquifers in the process of the fracturing.

Objective of the job given by the Client was to isolate water producing interval in a horizontal well completed with 8-stage MSF completion. To determine position of water-flooded zone, coiled tubing production logging tool (PLT) was used. Based on CT logging data 6th frac port of 8-stage MSF completion was found to be water flooded. Moreover, while total production rate of the well was equal to 500 m³/day (data was received during well testing) with 95% WC, 68% of total production came from 6th frac port.

This article includes detailed study of planning process, complex and unambiguous decision-making aimed at technical and practical challenges, risk assessment and methods to reduce them, the stages of the work and planning in different situations that arise in the process of water shut-off and received lessons learned.

PROJECT GEOGRAPHY

South Vyintoyskoe oilfield is located in Surgut district of Khanty-Mansi Autonomous Area, Tyumen region. The field was discovered in 1990. In 1997 its development was started. It is classified as "medium oilfield" in terms of reserves and "complex" in terms of its structure.

Main problems of South Vyintoyskoe oilfield development are [1]:

ГЕОГРАФИЯ ПРОЕКТА

Южно-Выинтойское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение было открыто в 1990 году. В 1997 году начата его разработка. По величине запасов Южно-Выинтойское месторождение относится к средним, по строению – к сложным.

Основными проблемами разработки Южно-Выинтойского месторождения являются [1]:

- слабая степень изученности объектов месторождения;
- клиноформное строение основного горизонта XX7, а также неравномерность в условиях и периодичности осадконакопления, что обуславливает значительную степень неоднородности и невыдержанность песчаных тел в площади и по разрезу;
- специфическая структура порового пространства объекта XX7, преимущественно хлорит-гидрослюдистый состав цемента и обусловленные этим низкие ФЕС с высоким содержанием связанной воды;
- невысокая начальная плотность запасов в пределах площади объекта XX7, обуславливающая низкую экономическую эффективность его разработки;
- нерешенность вопроса подбора эффективной технологии разработки;
- недостаточная эффективность реализуемых технологий ГРП, положительно зарекомендовавших себя на других месторождениях.

В связи с вышеописанными проблемами применение технологии многостадийного ГРП на данном месторождении является наиболее перспективным решением. Проведение нескольких ГРП в одной горизонтальной скважине позволяет значительно увеличить контакт с пластом и вовлечь в разработку низкопроницаемые пропластки. Опыт внедрения МГРП на Южно-Выинтойском месторождении позволил значительно увеличить приросты добычи и оправдал его экономическую целесообразность.

Однако по нескольким скважинам была получена обводненность продукции уже при первом запуске скважины в эксплуатацию. Причин преждевременной обводненности может быть несколько, но наиболее вероятной, учитывая близость ВНК, является прорыв в обводненную зону в процессе проведения ГРП. Для выяснения причин и локализации места поступления воды в скважину необходимо провести геофизические исследования (ГФИ).

ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ ГФИ

Схема скважины, требующая проведения водоизоляционных работ, является стандартной ►

- lack of information about reservoir properties;
- wedge-like structure of the main formation XX7, and disparity in terms of periodicity and sedimentation, which leads to a significant degree of heterogeneity and inconsistency of mother rock;
- the specific structure of the pore space of the object XX7, cement composed mainly from chlorite-hydromicaceous results in lower reservoir properties and high content of bound water;
- low initial reserves density within the area of the object XX7 causing the low cost-effectiveness of its development;
- unresolved issue of effective reservoir management program selection;
- lack of efficiency of the realized hydraulic fracturing technologies, positively proven themselves in other fields;

Based on problems described above multistage fracturing technology in this field is the most promising solution. Multiple fracturing in one horizontal wellbore can significantly increase the contact with the formation and expand the development of low-permeability layers. Implementing of MSF the South Vyintoyskom oilfield has greatly increased the production growth and justified its economic feasibility.

However, several wells watercut was obtained at the first well test. There could be several causes of premature water cut, but most likely, breakthrough in the watered area in the process of hydraulic fracturing became the reason of it, taking into account close position of horizontal section of the well to oil-water contact (OWC). To clarify the causes and determine position of water-flooded zone it was decided to run a production logging tool.

PROBLEM DEFINITION, RESULTS OF PLT

The schematic of the well, which requires water shutoff is standard for completion design of sidetracked wells in Western Siberia. Well completed with 178 mm casing was sidetracked, and 8-stage 114 mm MSF completion equipped with swelling-casing packers was installed (Figure 1).

8 fracturing stages were successfully done in the well, volume of proppant was more than 20 tons each stage. Due to low reservoir pressure there was no way to flow back the balls and naturally cleanout sand left between ports after fracturing. Complex operation was done afterwards with the use of CT to well cleanout, well kick-off, balls and seats milling. However, after milling job performed usually there could be found in the wellbore remains of balls and other junk, thus inner diameter of the well would vary from 70 to 99 mm. ►

для заканчивания скважин с боковыми стволами на территории Западной Сибири; из-под «материнской» колонны 178 мм пробурен боковой ствол, в который спущен хвостовик 114 мм с 8-стадийной компоновкой МГРП, оборудованной набухающими заколонными пакерами (рисунок 1).

На скважине было успешно проведено 8 ГРП в объеме более 20 т проппанта каждый. Учитывая невысокие пластовые давления и невозможность самостоятельно «поднять» разделительные шары из муфт ГРП, а также остатки проппанта, находящиеся между портами, на скважине был проведен комплекс работ по промывке, освоению, фрезерованию шаров и муфт ГРП. Однако в подобных работах после фрезерования в стволе скважины зачастую находятся остатки шаров и муфт, и внутренний диаметр компоновки изменяется с 70 до 99 мм. Эти факторы несут высокие риски прихвата ГНКТ и дополнительные трудности для последующих ремонтов и проведения ГФИ [2].

Значительная обводненность скважины была получена практически сразу же по окончании работ по выполнению МГРП и освоению скважин. Сложившаяся ситуация заставила компанию-оператора искать пути решения. После совместного совещания было решено провести исследования профиля притока на ГНКТ для получения достоверной картины по всему стволу скважины.

Для проведения геофизических исследований скважины (ГИС) по профилю притока на ГНКТ необходимо было создать достаточную депрессию на пласт. Данная задача была решена путем установки подвески НКТ, состыкованной с хвостовиком и с предустановленными тремя пусковыми муфтами на расчетных глубинах. Таким образом, депрессия создавалась за счет аэрации столба жидкости в скважине газообразным азотом, который подавался в затрубное пространство между ЭК и НКТ и далее через пусковые муфты.

Для комплекса исследований был выбран адаптированный скважинный аппаратный комплекс МЕГА-ПЛТ-92 с модулями ПЛТ-062, ПЛТ-071, ПЛТ-015 и ПЛТ-014, содержащий в своем составе следующий набор датчиков:

- термометр;
- манометр;
- индикатор притока;
- резистивиметр;
- влагомер;
- шумомер;
- механические расходомеры (ПЛТ-015 и ПЛТ-014);
- сканирующий влагомер – 6 датчиков объемного влагосодержания (ПЛТ-062), размещенных по периметру ствола скважины.

Соединение прибора ГИС и ГНКТ обеспечивалось принципиально новой модульной головкой Vantage*.

These factors increase risks of CT got stuck and add challenges for future workover and PLT operations [2].

High water cut was obtained almost immediately after well completion with MSF system and well testing. This situation has forced Client to seek solutions to fix the problem. It was decided to determine position of water-flooded zone and get a reliable picture of the flow along entire wellbore with the use of coiled tubing production logging tool (PLT).

For effective PLT it was necessary to create sufficient pressure drawdown. This problem was solved by installing the tubing latched with the liner with three preinstalled starting clutches on the designed depths. Thus, the pressure drawdown was created by the aeration of the fluid column in the well with nitrogen, which was fed through the casing-tubing annulus to the starting clutches.

For the job following PLT systems were used MEGA-PLT-92 with modules PLT-062, PLT-071, PLT-015 and PLT-014, that include next sensors:

- Thermometer
- Pressure gauge
- Flow indicator
- Resistivity meter

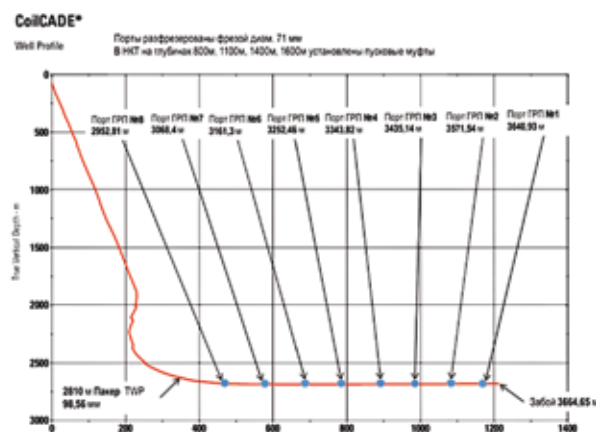


Рисунок 1 – Упрощенная схема скважины
Figure 1 – Well schematic

- Moisture meter
- Sound level meter
- Mechanical flowmeters (PLT-015 and PLT-014)
- Scanning moisture meter - 6 Sensors of volumetric water content (PLT-062) located on the perimeter of the wellbore

Connection of PLT and CT was provided entirely new CT logging head Vantage*. The system's modular component concept connects with plug-and-play connections that physically and electrically couple the components. These connections enable rapid interchangeability and reduce nonproductive time. Each component of

Концепция модульных компонентов Vantage была разработана для выполнения механических и электрических соединений компонентов по принципу «подключи и работай». Такие соединения позволяют повысить взаимозаменяемость и сократить непродуктивное время. Каждый компонент инструмента Vantage* выполняет уникальную функцию, при этом система в целом обеспечивает:

- электрические соединения прибора с кабелем в ГНКТ;
- наличие обратного клапана;
- возможность отсоединения инструмента на глубине;
- возможность монтажа под давлением;
- облегченный монтаж за счет использования переходника для быстрой стыковки.

Система Vantage* предполагает совместное использование инновационного соединителя без вращения для гибких НКТ и модуля концевой заделки кабеля при наружном диаметре, равном диаметру ГНКТ, позволяющем выполнять частичную заделку и тестирование соединений и кабеля перед отправкой на кустовую площадку. Далее на скважине выполняется оперативная стыковка ГНКТ с вставным соединителем без вращения и концевой заделкой кабеля ниже инжекторной рамы.

Общая схема КНК, использованная при данном спуске, приведена на рисунке 2.

По результатам ГИС на ГНКТ было выявлено, что в скважине, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП, основной приток флюида (воды) в ствол скважины (68%) отмечен в интервале расположения циркуляционного порта № 6 (3153,7–3154,5 м). При этом по термометрии в интервале 6-го порта отмечается интенсивное изменение термоградиента (термоаномалия регистрируется как в динамике, так и в статике), приуроченное к погруженному участку ствола скважины. Отметим, природа данной термоаномалии, вероятно, связана с ранее проведенным ГРП и, как результат, видно образование вертикальной трещины (уровень ВНК по модели а. о. 2591,0–2593,0 м, водонасыщенный пласт ХХ6 а. о. 2528,4–2542,3 м).

Детально поинтервальное распределение притока приведено в таблице 1.

ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

Учитывая результаты ГИС, было принято решение об изоляции только 6-го порта. В случае, если бы скважина была закончена равнопроходным хвостовиком, с данной задачей можно было справиться, применив традиционный КРС с системой пакеров, однако переменный внутренний диаметр хвостовика МГРП значительно усложнил задачу.

Компанией «Шлюмберге» было предложено произвести водоизоляцию посредством установки

the tool Vantage* performs a unique function, the system as a whole provides:

- standardized electric-line coiled tubing (CT) connectivity to the logging tool
- check valve
- possibility of disconnecting the tool at a depth
- possibility of pressure deployment
- quick rig-up due to unique design of the bayonet CT connector.

		№	Схема КНК	№	Схема КНК
		1		8	
		2			
№	Описание	3			
1	Соединитель IBL (внутренний)	4			
2	Устройство для удержания кабеля	5			
3	Обратные клапана, совмещенные с кабелем	6			
4	Разъединитель циклического действия	7			
5	Вращающийся коннектор для прибора	8			
6	Переводник	9			
7	Блок ГК-МЛМ-ТЕРМ-MN-RES-WL-CKL (PLT-92)	10			
8	Плотномер трубный PLT-033	11			
9	Центратор	12			
10	PLT-061				
11	Центратор				
12	PLT-015				

Рисунок 2 – Схема компоновки
Figure 2 – MSF System schematic

Таблица 1 – Результаты, полученные при ГФИ
Table 1 – Data received from PLT before WS

Пласт Formation	№	Интервалы циркуляционных клапанов, м Frac port, m	Интервал притока, -/+ Inflow, -/+	Интенсивность, % Intensity, %	Характер притока Inflow performance
XX7	8	2945,7–2946,5	-	не работает* No*	
	7	3060,8–3061,6	+	13	вода
	6	3153,7–3154,5	+	68	вода
	5	3244,6–3245,4	-	не работает* No*	
	4	3335,8–3336,6	-	не работает* No*	
	3	3426,9–3427,7	+	7	вода с признаками нефти Water with oil indication
	2	3563,8–3564,6	+	5	
	1	3633,6–3634,4	+	7	
Всего Summary				100	

* - ниже порога встрагивания вертушки механической расходомерии.

двух надувных пакеров CoilFLATE* на ГНКТ и последующей закачки цемента между ними в требуемый интервал. Стоит отметить, что изоляция одного или нескольких портов в середине ствола скважины – наиболее сложный и затратный метод по сравнению с аналогичными работами для крайних интервалов подобной скважины, так как требуется исключить проникновение изолирующего состава как выше, так и ниже интересующего нас интервала.

Безусловно, для проведения качественной изоляции трещины ГРП предпочтительнее применять большеобъемные водоизолирующие составы с докреплением их цементом, однако задачи по срокам проведения работ не позволяли вовремя доставить такие составы на месторождение. Было принято решение осуществлять работы цементным раствором, предварительно проведя его оптимизацию по срокам схватывания, удельному весу и реологии. Что и было проделано в лаборатории для

The use of the CT flush OD bayonet connector in combination with the Vantage termination tool enables cable termination and electrical continuity testing before the CT is stabbed through the injector head chains.

See bottom hole assembly (BHA) schematic for the CT PLT run on Figure 2.

Based on CT logging data 68% of total production came from 6th frac port (3153.7–3154.5 m) of 8-stage MSF completion. At the same time, thermometry data at depth of port #6 shows intensive change of thermal gradient (thermal anomaly detected in dynamics and statics). Note the nature of the thermal anomaly appears to be associated with the previously performed hydraulic fracturing and, as a result, formation of a vertical crack can be seen (model OWC level at TVD 2591.0–2593.0 m, water-bearing stratum XX6 TVD 2528.4–2542.3 m). (Table 1).

JOB PREPARATION

Based on the results of PLT, it was decided to isolate only the 6th port. If the well was completed with fullbore liner, standard workover operation

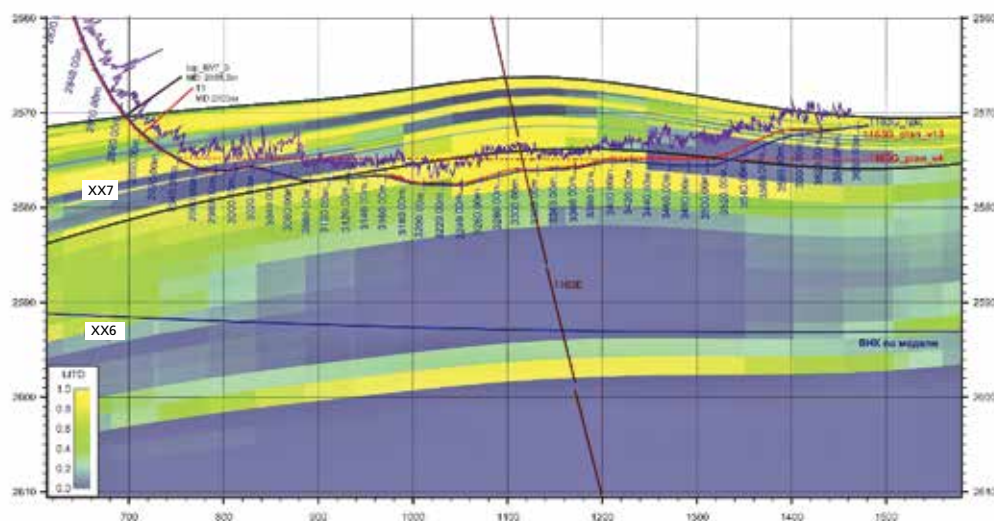


Рисунок 3 – Схема вскрытия пласта XX7 (план/факт) ГС Южно-Выинтойского месторождения (по данным заказчика)
Figure 3 – The scheme of drilling-XX7 (planned / actual) horizontal well of Vyintoy'skoye South oilfield (according to the Client)

with the use of packers would fix the problem. But in that particular case where the wellbore had different inner diameters due to MSF completion construction the task became significantly complicated.

нескольких потенциальных рецептов цементного состава.

С учетом расчетного объема открытой пористости трещины после проведенного ГРП в 20 тонн порядка 5 м³ затрубного пространства и объема ствола скважины между изолирующими пакерами был запланирован объем цемента 5,5 м³. При этом последние 0,5 м³ должны были иметь в своем составе специальные волокна CemNet*, позволяющие получить на фильтре, которым являлся песок ГРП, непроницаемую корку и предотвратить возможную перепродавку цемента, а также получить индикацию формирования цементного барьера по росту давления. Для точной подачи рабочих растворов, расходов и исключения ошибок на этапе планирования операции был детально проработан их график закачки и продавки с учетом объемов ГНКТ.

Для предотвращения повреждения остальной продуктивной части ГС были применены две мостовые надувные пробки CoilFLATE*, диаметр которых позволяет беспрепятственно проходить все сужения проходного диаметра скважины,

Schlumberger suggested perform water shut-off operation by installing two inflatable packers CoilFLATE* on CT and subsequent squeeze of cement between them in the desired interval. It should be noted that the isolation of one or more ports in the middle of the hole – the most complex and costly method than similar work for lower most or upper most ports, as it is necessary to avoid penetration of the insulation, both above and below the zone of interest.

Of course, for high-quality insulation of fracture it is preferable to use large-volume water shutoff composition followed with cement. But due to lack of time and delivery aspect these compounds would not be at place on the time. Thus, it was decided to carry out the work with cement, with a preliminary optimization of its setting time, specific weight and rheology. What has been done in the laboratory for several potential formulations of cement composition.

As estimated volume of crack open porosity after 20 tons hydraulic fracturing was of the order of 5 м³, and taking into account annular volume

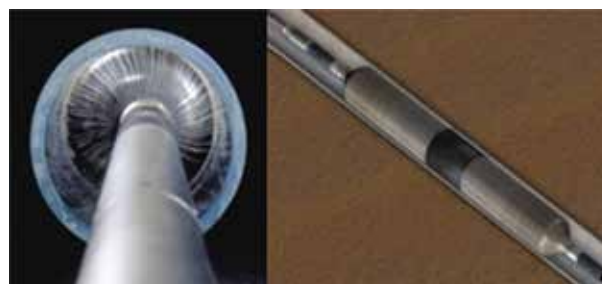
Таблица 2 – Технические характеристики CoilFLATE 2 1/8 (54 мм)
Table 2 – CoilFLATE 2 1/8 Packer Specifications 2 1/8 in. (54 mm)

Минимальные требования к НКТ Min tubing requirements	Наружный диаметр: 2 7/8 дюйма [73 мм], внутренний диаметр: 2,32 дюйма [62 мм]; вес трубы: 11,8 кг/м Size: 2 7/8 in., 2.32-in. [62 mm] ID; Weight: 7.8 lbm/ft [11.8 kg/m]
Макс. наружный диаметр элементов до расширения Max OD of element before expansion	2 1/8 дюйма [54 мм] 2 1/8 in. [54 mm]
Макс. наружный диаметр элементов после расширения Max OD of element after expansion	6 7/8 дюйма [172,3 мм] (7 5/8 дюйма OD [174,6 мм] обсадная колонна) 6 7/8 in. [172.3 mm] (7 5/8 in. OD [174.6 mm] casing)
Внутренний диаметр проходного сечения через CoilFLATE ID of flow passage through CoilFLATE tool	3/4 дюйма [19,05 мм] 3/4 in. [19.05 mm]
Длина (от края до края) Length: Shoulder to shoulder	72 дюйма [1829 мм] 72 in. [1829 mm]
Длина пакера в собранном виде Tool total length	138 дюймов [3505 мм] 138 in. [3505 mm]
Минимальный проходной диаметр ниппеля НКТ для извлечения Min nipple size for retrieval	2,205 дюйма [56 мм] (27 8-дюймовый ниппель XN) 2.205 in. [56 mm] (27 8-in. XN profile)
Максимальная нагрузка при извлечении Max retrieval load	<3000 фунтов [1365 кг] <3000 lbm [1365 kgm]
Максимальная нагрузка при ловильных работах Max tensile load for fishing	20 000 фунтов [9100 кг] 20 000 lbf [9100 kgm]
Транспортный вес элемента Element shipping weight and storage	70 фунтов (31,7 кг) в транспортном положении от 40 до 140 F° 70 lbm (31.7 kg) in shipping tube at -40° to 140 °F

включая разбуренные порты муфт ГРП и пакер НКТ. Применяемые в данной работе характеристики пробки CoilFLATE* приведены в таблице 2.

Учитывая общую комплексность работы и значительные риски, одним из важнейших этапов

Рисунок 4 – Изображение CoilFLATE*
Figure 4 – CoilFLATE* image



подготовки к работе была проработка плана действий в случае непредвиденных ситуаций и выхода за рамки основной программы работ. При аналогичных работах, помимо стандартных рисков ГНКТ, рисков, связанных с инструментом КНК, обязательно стоит учитывать следующие моменты: невозможность прокачки цемента через ГНКТ при изоляции интервала (отсутствие приемистости); уход изолирующей жидкости (в данном случае цемента) за целевой интервал между пробками в случае негерметичности заколонных пакеров; срыв нижней пробки во время закачки цемента; потеря основного объема цемента в трещину. Также стоит учесть, что часть этих ситуаций не может быть спрогнозирована или предсказана по ключевым рабочим параметрам на поверхности и требует тщательного планирования и предварительного согласования рисков с компанией-оператором.

ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТЫ

Как упомянуто выше, было принято решение проводить изоляцию порта № 6 с применением двух отсекающих мостовых пробок CoilFLATE* для сохранения коллекторских свойств выше- и нижележащих интервалов (рисунок 5). Такое решение потребовало проведения пяти СПО ГНКТ для достижения основных целей работы. Шестой спуск был проведен для повторного ГФИ и оценки результатов.

1. Спуск и посадка первой мостовой пробки, которые осуществлялись на 80 м ниже порта № 6 для предотвращения повреждений ее ловильного узла. После ее установки и отсоединения от КНК ГНКТ интервал между пробкой и портом № 6 был заполнен тяжелым баритным раствором с плотностью, сопоставимой с плотностью планируемого цементного состава. Данный шаг был сделан с целью защиты ловильной шейки пробки CoilFLATE* от загрязнения цементом и облегчения предстоящих работ по стыковке с ним КНК ГНКТ и подъему.
2. Спуск и установка второй пробки в непосредственной близости от 6-го порта ГРП. После распаковки элемента CoilFLATE* был произведен тест для оценки приемистости отсеченного 6-го порта. Затем в интервал 6-го порта через ГНКТ был закачан цемент в объеме 5,5 м³, сопоставимый с открытым поровым объемом трещины ранее проведенного ГРП в этом интервале. При закачке последних 0,5 м³ цемента произошел рост давления закачки, что подтвердило правильность расчета объемов цементной смеси. После размещения объема цемента пробка CoilFLATE* была снята, и сразу после снятия специальным раствором была проведена контаминация (загрязнение) цемента, оставшегося в стволе скважины, с

and volume of space between the inflatable packers planned volume of needed cement was 5.5 m³. In this case, the last 0.5 m³ has to be composed of special fibers that would allow to form impenetrable crust on filter, which is a frac sand, and prevent possible overflush of cement, and also get an indication of cement barrier formation in pressures growth. For precise delivery of working fluids, costs optimization and errors elimination detailed pumping schedule was made with a glance of CT volume.

To prevent damage to the rest productive part of the horizontal well they were used two inflatable bridge plugs CoilFLATE*, the diameter of which make it possible to go through the well minimum restrictions (including milled ball seats and tubing packer) and be set in casing with ID significantly bigger. Specifications of used for that job CoilFLATE* packer are given in the table 2.

Because of job complexity and the significant risks, one of the most important stages of preparation for the job program was the work of a contingency plan in case of emergency situations, and management of change from the basic job program needed. In that kind of jobs, in addition to standard CT and BHA related risks, you should definitely consider the following: inability to pump cement through coiled tubing in isolating interval (no intake); lost of insulating fluid (in this case, cement) in case of leakage behind the casing packers; unset of bottom plug during cement placement, loss of cement into the crack. It is also worth considering that some of these situations cannot be defined or predicted based on the key operational parameters at surface, which requires careful planning and preliminary risks approval by the Client.

JOB STAGES

As mentioned above, it was decided to isolate the port number 6 with the use of two shut-off bridge plugs CoilFLATE* to save the reservoir properties above and below the underlying intervals. (See Fig. 5). Such a solution required 5 CT runs to achieve the main objectives of the work. The sixth run was carried out to rerun PLT and evaluate job done.

1. Run, set and disconnect of first bridge plug. Bridge plug was set 80 m below frac port to reduce risk of its fishing neck damage. Then the volume between 6th frac port and CoilFLATE* bridge plug was filled with barite-weighted solution compatible with cement formulation to prevent damage of fishing neck and make following fishing run easier.
2. Run and set of second CoilFLATE* bridge plug followed by injectivity test and pumping of 5.5 m³

целью минимизации зацементированного интервала в стволе хвостовика, чтобы сократить время фрезерования при следующем спуске.

С целью обеспечения изоляции участок цемента непосредственно в интервале порта ГРП не контаминировался. После окончания вышеописанных работ произведен подъем ГНКТ и закрытие скважины на 24 часа для ОЗЦ.

3. Спуск фрезеровочной КНКТ с фрезой 69 мм и проработка остатков цемента в скважине. Во время проработки был определен интервал цементного моста. Его длина составила 8 м, что свидетельствовало о достаточно точном расположении цемента между пакерами CoilFLATE® и выполненной работе баритного раствора по предупреждению загрязнения ловильной шейки нижнего пакера.
4. Ловильные работы первого CoilFLATE® и его извлечение на поверхность.
5. Освоение скважины и подготовка для проведения повторных геофизических исследований.
6. Проведение ГФИ, аналогичного первоначальному исследованию, с целью определения «нового» профиля притока и оценки успешности выполненных водоизоляционных работ.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СЛЕДУЮЩИХ РАБОТ

Применение компоновок МГРП в России по планам, озвученным нефтяными компаниями до конца 2013 года, достигнет более 500 скважин, и надо полагать, что в 2014-м эта цифра увеличится как минимум вдвое. Однако при постановке такой технологии, как МГРП, на поток, необходимо четко осознавать, что

cement through it (the volume of cement was calculated based volume of crack open porosity). Positive indication of correct volume selection during the job became increase of treating pressure while pumping last 0.5 m³ of cement slurry. After which CoilFLATE® plug was unset and cement remaining in the wellbore was circulate out of the well to minimize necessity to mill it out afterwards. Retrieving of bridge plug from the wellbore was followed by the well shut in for 24 hours of waiting-on-cement time (WOC).

3. Milling operation was hold to remove remained set cement from the wellbore with the use of 69 mm OD milling BHA. During that run width of cement plug was determined to be 8 m that confirmed correct placement of cement between two CoilFLATE® packers and well barite-weighted solution job done.
4. Fishing for the first CoilFLATE® bridge plug and its retrieving to the surface.
5. Well kick-off and preparation for production logging to confirm integrity of set cement plug in 6th frac port.
6. Production logging tool run to compare new flow profile with previous PLT data got before water shut-in remedial operation.

RECOMMENDATIONS FOR THE FOLLOWING WORKS

Application of MSF system in Russia according to the plans, voiced by the oil companies before the end of 2013 will reach more than 500 wells, and it is believed that in 2014 this number will increase to at least double. However, that technology provided increase of production rates would potentially reduce time to well became water flooded.

In order to avoid flooding problems such wells design stage should include considering of the crack growth height based on the actual hole drilling and potential close position of WOC.

Closable frac ports would significantly reduce cost of potential water shut-off operation of one or more frac intervals.

RESULTS AND CONCLUSIONS

Results of second production logging performed after water shut-off operation showed a complete lack of inflow from the port number 6, eliminated thermal anomaly revealed at the primary production logging when comparing the two diagrams of the PLT. Figure 6 shows data before and after isolation (left – before; right - after) and confirms the success of the operation. Figure 7 is a diagram showing the distribution of liquid flow into the well from eight frac ports before and after remedial operation. Production rates of the well



Рисунок 5 – Схема водоизоляции интервала с применением ГНКТ горизонтальной скважины с хвостовиком для МГРП

Figure 5 – Schematic view of CT operation of water producing interval isolation in a horizontal well completed with 8-stage MSF system using two inflatable bridge plugs

данная технология позволяет отбирать запасы с наибольшей на сегодня возможной скоростью и, безусловно, при этом скорость обводнения таких скважин будет также весьма высокой.

Во избежание возникновения проблемы обводнения подобных скважин уже на стадии строительства при планировании размещения муфт и объемов ГРП необходимо учитывать высоту роста трещины с учетом фактической проводки скважины и близости ВНК.

Компоновки МГРП с функцией закрытия порта (и сохранение этой функции после фрезерования муфты порта ГРП) могут значительно снизить затраты при дальнейшей необходимости в изоляции одного или нескольких интервалов.

confirm successfulness of the operation by daily reduction of water cut, that shows that the well is now producing water cross flowed from water flooded zone before remedial operation.

For the first time in Russia for "LUKOIL – Western Siberia" successful water shut off operation of flooded interval in a horizontal well completed with MSF system was done. Obtained invaluable experience in water shut-off process of MSF ports using two inflatable bridge plugs employed on coiled tubing (CT) in a horizontal well completed with 8-stage MSF with uneven inner diameter. In spite of complexity of described method, it could bring back into production a well completed with MSF system and that has a high water cut in one of zone.

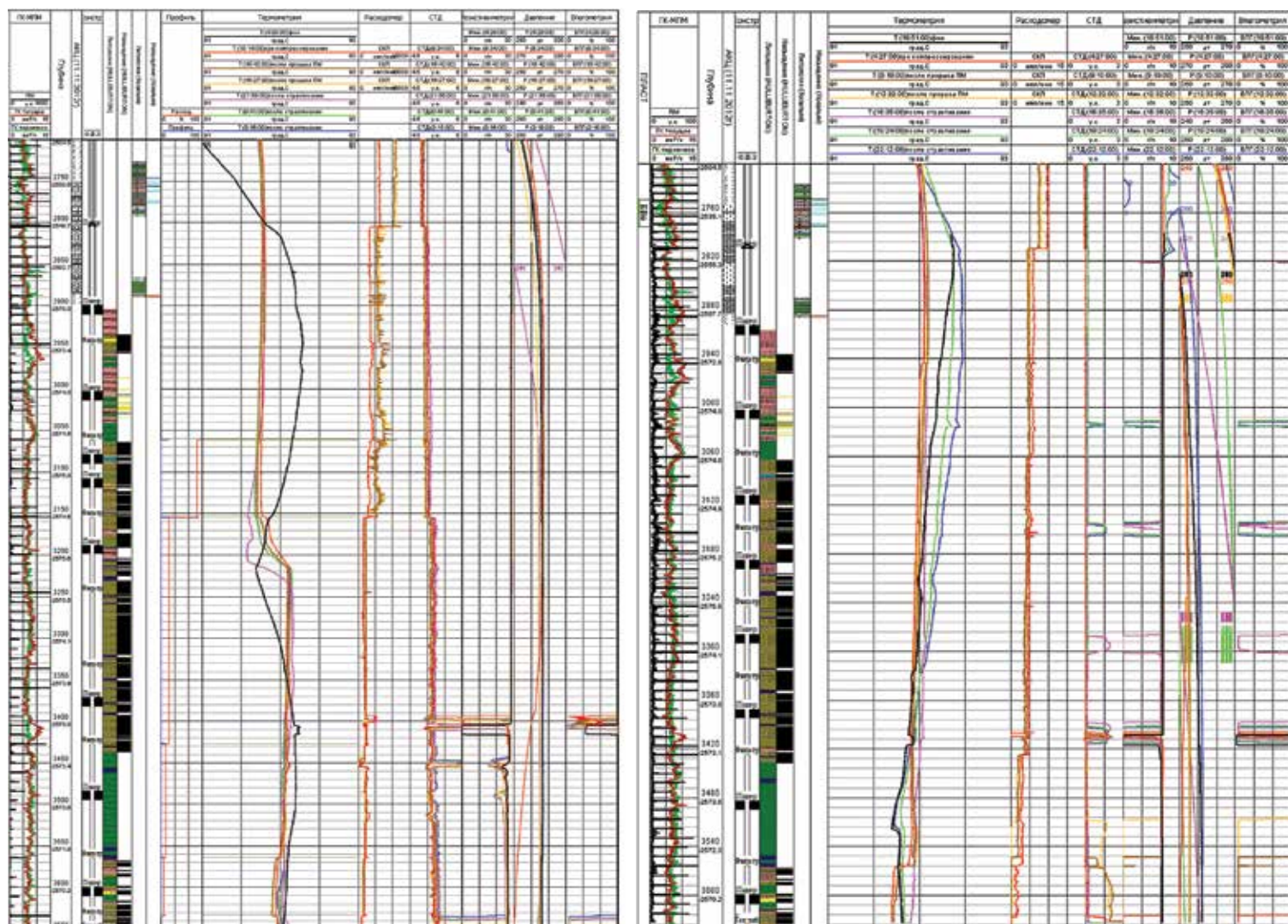


Рисунок 6 – Диаграммы ГФИ (слева – до изоляции, справа – после изоляции)
Figure 6 – Diagrams of the PLT before and after isolation (left – before; right – after)

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Результаты проведения ГФИ после изоляционных работ показали полное отсутствие притоков из порта № 6, была устранена причина термоаномалии, выявленная на первичной ГФИ при сравнении двух диаграмм ГФИ (рисунок 6), до и после проведения изоляции (слева – до, справа – после) полностью подтверждается успешность выполненной операции. На рисунке 7 приведена диаграмма распределения притоков жидкости в скважину из восьми портов ГРП до и после ремонта. Запуск скважины в эксплуатацию по окончании ремонта подтвердил результаты работы, процент обводненности снижается ежедневно, скважина постепенно отдает воду, которой насытилась, пока продолжался внутренний переток из нижележащего водоносного пласта.

Впервые в России для «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» проведена успешная водоизоляция интервала в ГС, обводнившегося после проведения многостадийного ГРП. Получен бесценный опыт проведения водоизоляции среднего интервала с применением двух мостовых наддувающихся пробок на ГНКТ в ГС, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП с переменным внутренним диаметром. Несмотря на то, что данная технология несет в себе значительные риски, она тем не менее представляет собой действенное технологическое решение и открывает возможность возвращения обводненных скважин в эксплуатацию в случае применения в компоновках незакрываемых портов МГРП.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят компании ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и «Шлюмберге» за разрешение опубликовать данные материалы. Персональная благодарность выражается представителям компании «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»: М.С. Бондаренко, Д.И. Прыгуну за вклад в организацию технологического процесса и анализ эффективности проведенных операций, а также представителям компании «Шлюмберге»: А. Амангелдыеву, Р. Ильясову, А. Юдину, А. Саитову за неоценимый вклад на стадии внедрения технологии и выполнения работы.

Список обозначений:

ВНК – водонефтяной контакт.
ГИС – геофизические исследования скважин.
ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба.
ГРП – гидроразрыв пласта.
ГС – горизонтальная скважина.
ГФИ – геофизические исследования.
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта. ©

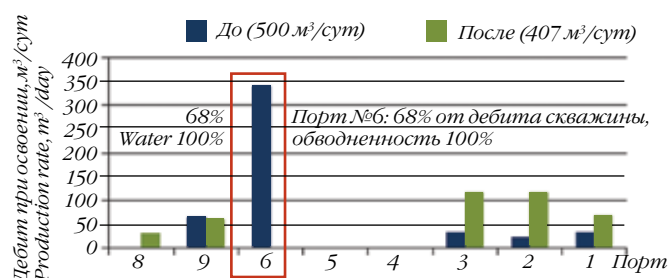


Рисунок 7 – Диаграмма распределения притоков жидкости в скважину из восьми портов ГРП до и после ремонта

Figure 7 – Diagram showing the distribution of liquid flow into the well from eight frac ports before and after remedial operation

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors thank the company "LUKOIL – Western Siberia" and "Schlumberger" for permission to publish these materials. Personal thanks to the representatives of the company "LUKOIL – Western Siberia": M.S. Bondarenko, D.I. Prygunov for their contribution to the organization of the process and analysis of the operations effectiveness, as well as representatives of the company "Schlumberger": A. Amangeldyev, R. Ilyasov, A. Yudin, A. Saitov for their invaluable contribution to the implementation stage of technology and performance.

List of symbols:

PL – production logging.
CT – coiled tubing.
HF – hydraulic fracturing.
HW – horizontal well.
PLT – production logging tool.
MSF – multi stage fracturing. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Ваганов Л. А. Проблемы разработки Южно-Винной месторождения // ООО «КогалымНИПИнефть» Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Том I. Тюмень, 2011.
2. SPE163927 Successful Coiled-Tubing Application for Milling, Cleanout, and Kickoff Operations of Horizontal Wells Completed With Liner for Multistage Hydraulic Fracturing Project on Priobskoe Oil Field K.V. Burdin, Schlumberger; S.S. Sitdikov, I.V. Bataman, N.A. Mogutov, A.N. Nikitin, V.A. Shvayko, A.N. Serdyuk, Rosneft; S.A. Vereschagin, A.V. Yudin, P.V. Bravkov, D.A. Serikov, Schlumberger Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March, 2013.

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ БЕЗ ГЛУШЕНИЯ

WATER SHUTOFF IN SUBHORIZONTAL GAS WELLS WITH NO WELL KILLING

Д.А. КАУШАНСКИЙ, В.Б. ДЕМЬЯНОВСКИЙ, А.И. ЦИЦОРИН, Институт проблем нефти и газа РАН,
В.Н. МОСКВИЧЕВ, ООО «Газпром добыча Уренгой»

D.A. KAUSHANSKIY, V.B. DEMYANOVSKIY, A.I. TSITSORIN, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences,
V.N. MOSKVICHEV, Gazprom Dobycha Urengoy LLC

В настоящее время значительное число газовых месторождений находятся в стадии «падающей» добычи. На этом фоне на многих скважинах происходит снижение пластового давления и подъем газодляного контакта (ГВК). Это приводит к интенсивному внедрению пластовой воды в газонасыщенную часть залежи. В течение ряда лет проводятся ремонтно-изоляционные работы по ограничению поступления пластовой воды в скважину с помощью различных материалов [1–3]. При этом технологии в принципе используют следующие технические приемы: применение подъемных установок, установка цементных мостов, глушение скважин и т.д. Все технологии ремонта и освоения требуют значительного времени. Успешность работ не всегда высокая.

С учетом актуальности проблемы повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ РИР в газовых скважинах учеными Института проблем нефти и газа РАН и специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» было предложено альтернативное решение – технология ограничения водопритоков газовых скважин без их глушения с применением колтюбинговой техники. Технология предназначена для ограничения притока воды и водоизоляции газовых скважин путем закачки в пласт специальной полимерно-гелиевой системы (ПГС) без глушения газовых скважин и без использования подъемников [4]. Это приводит к образованию внутривластового экрана, изолирующего скважину от подошвенной воды и притока воды во время эксплуатации.

В настоящей статье приводятся данные по результатам опытно-промышленных работ на субгоризонтальной газовой скважине ОАО «Газпром» месторождения Большой Уренгой с целью ограничения водопритоков.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА И КОНСТРУКЦИИ СУБГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

В связи со сложной конструкцией скважины № 1 (профиль субгоризонтальный) комплекс геофизических исследований не был проведен, привязка осуществлялась по соседней вертикальной скважине № 2.

At present we observe 'declining' of the production at a considerable number of gas fields. In this context many wells experience reduction of formation pressures and elevation of gas-water contact (GWC). This leads to intensive water intrusion into the gas-saturated part of formation. Over a period of years squeeze jobs with the use of different materials have been performed at gas fields to reduce formation water influx into [1–3]. During such jobs the following techniques were used: use of hoisting equipment, plug-back jobs, retrieval of tubing after well, etc. All the workover and completion techniques require considerable time. The works are not always successful.

Taking into account the relevance of improving the efficiency of squeeze jobs in gas wells, scientists from Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences together with the specialists of Gazprom Dobycha Urengoy proposed an alternative solution – water shutoff in gas wells with the use of coiled tubing equipment without well killing. This technology is meant for reducing water influx and for water shutoff operations in gas wells by injecting a special polymer-gel system into formation [4]. The technology does not require well killing and using hoisting equipment. The injection of the abovementioned system leads to creation of an intraformational screen that isolates a well from the bottom water and from water influx during well operation.

This article contains the data and findings of pilot water shutoff operations performed at a subhorizontal gas well at Bolshoy Urengoy field (Gazprom).

GEOLOGICAL AND PHYSICAL STRUCTURE OF THE FORMATION AND DESIGN OF THE SUBHORIZONTAL WELL

Due to complicated design of well No.1 (subhorizontal profile) logging has not been conducted and correlation was done based on the neighboring vertical well No.2

СОСТОЯНИЕ СКВАЖИНЫ

Фонд: бездействующий (остановка ГП-12). До остановки ГП скважина эксплуатировалась с частыми продувками и обильным выносом пластовой воды.

Параметры работы скважины до остановки ГП: $P_{тр} = 14$ атм, $T_y = 12,4$ °C; $Q = 82$ тыс.м³/сут. (из экспл. рапорта за июнь 2011 г.). $P_{пл} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{мк} = 0$ атм. $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.12).

Горизонт: сеноман. ГВК_{тск} = (-1175,8 м а.о. по геомодели на 05.12), (-1175,8 м а.о. по карте текущего положения ГВК от 01.12).

Пробуренный забой: 1145 м (-1160,5 м а.о.).

Искусственный забой: 1431,78 м (глухой башмак).

Превышение стола ротора над муфтой кондуктора: 7,3 м.

Скважина субгоризонтальная, max угол 69–74 в интервале 1320–1433 м.

Таблица 1 – Конструкция скважины
Table 1 – Well design

Колонна String	Диаметр колонны, мм String diameter, mm	Интервал спуска колонны, м String interval, m	Подъем цемента за колонной, м Cement level behind the string, m
Кондуктор / Conductor	245	0–450	до устья / Up to the wellhead
Эксплуатационная / Production	168	0–1370	до устья / Up to the wellhead
Фильтр / Filter	114	1364,18–1431,78	не цементирован / Not cemented

Данные о перфорации: фильтр ФСК-114 в интервале 1364,18–1431,78 м (по верт. 1207,5–1224 м).

Внутрискважинное оборудование:

Диаметр НКТ: 101,6 мм. Глубина спуска НКТ: 1364,18 м.

Наименование и места установки элементов оборудования: пакер отсутствует.

Принципиальная схема ограничения водопритоков в субгоризонтальной скважине по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2 (см. рисунки 2–4).

Субгоризонтальная скважина. Фонд: бездействующий. До остановки ГП скважина эксплуатировалась с частыми продувками и обильным выносом пластовой воды.

ОПИСАНИЕ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Обозначения:

1. Цементируемый агрегат ЦА-320 (ЦА) – 1 ед.
2. Колтюбинговая установка М-10 – 1 ед.
3. Емкость для перемешивания раствора (чанок из комплекта ЦА-320)
4. Емкостный парк объемом не менее 50 м³.
5. Азотная компрессорная установка – 1 ед.
6. Фонтанная арматура.

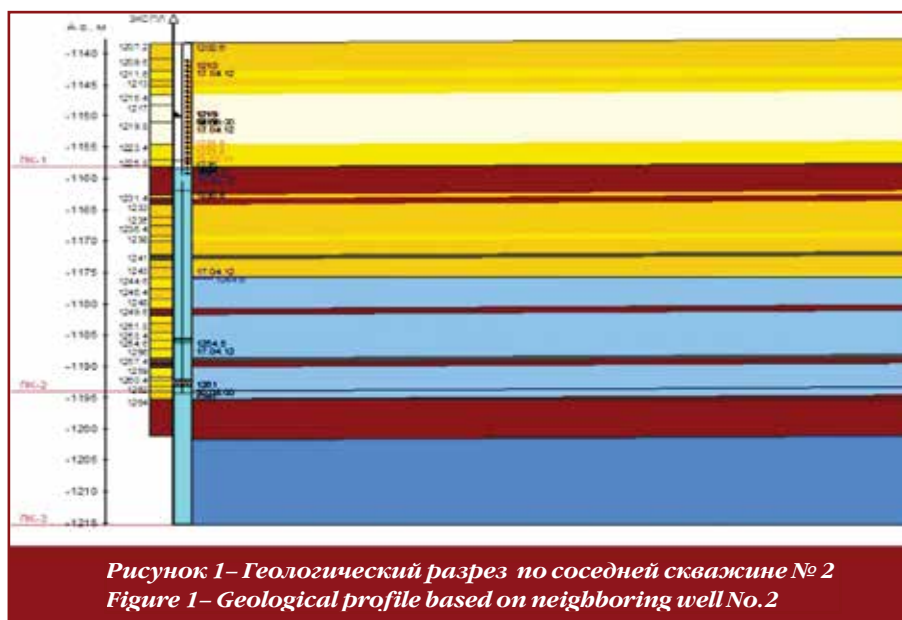


Рисунок 1 – Геологический разрез по соседней скважине № 2
Figure 1 – Geological profile based on neighboring well No. 2

CONDITION OF THE WELL

Well stock: idling (shutdown of gas field 12). Before shutting down the gas field this well was operated with frequent well blowing and abundant outflow of formation water. Well operation

parameters before shutting the field down: $P_{tube} = 14$ атм, $T_{wellhead} = 12.4$ °C; $Q = 82,000$ m³/day. (according to production report for June 2011). $P_{formation} = 27.9$ атм (according to pressure chart as of 01.01.12), $P_{intercasing} = 0$ атм. $M_{total} = 17.3$ g/l (as of 18.07.2012).

Formation: Cenomanian. GW_{Ccurrent} = (-1,175.8 m TVD according to geological model as of May 2012), (-1,175.8 m TVD according to the map of current GWC as of January 2012).

Drilled depth: 1,145 m (-1,160.5 m TVD).

Plug-back depth: 1,431.78 m (blind plug).

Elevation of the drilling floor above the conductor string's collar: 7.3 m.

Subhorizontal well, maximum angle is 69–74 in the 1,320–1,433 m section.

Perforation data: FSK-114 filter in the following interval 1,364.18–1,431.78 m (vertically – 1,207.5–1,224 m).

Downhole equipment:

Tubing diameter: 101.6 mm. Tubing depth: 1,364.18 m.

Name of equipment elements and their location: no packer installed.

Principal diagram of water shutoff in the

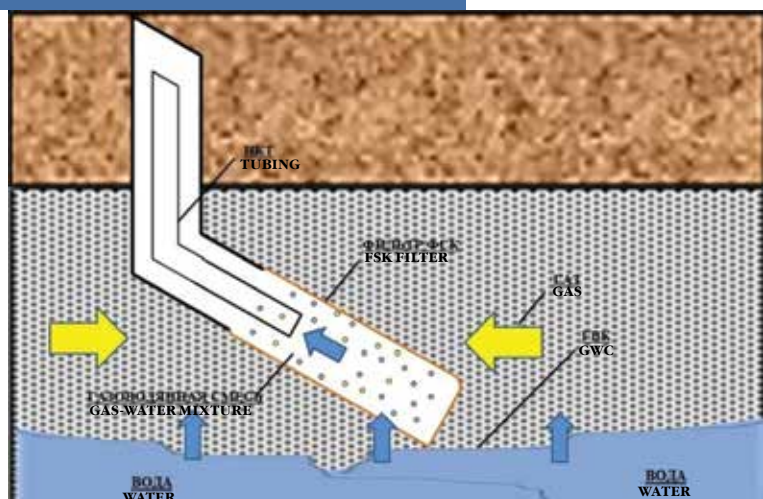


Рисунок 2 – Подъем уровня ГВК в субгоризонтальной скважине
Figure 2 – GWC elevation in the subhorizontal well

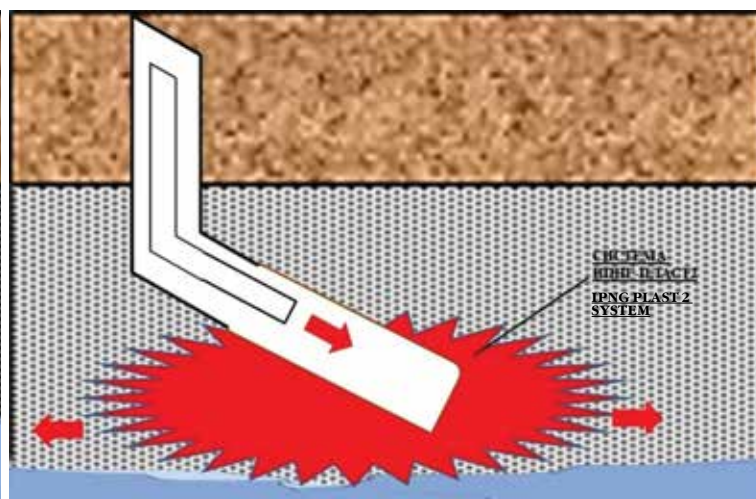


Рисунок 3 – Закачка полимерно-гелиевой системы для ограничения водопритоков
Figure 3 – Injection of polymer-gel system to ensure water shutoff

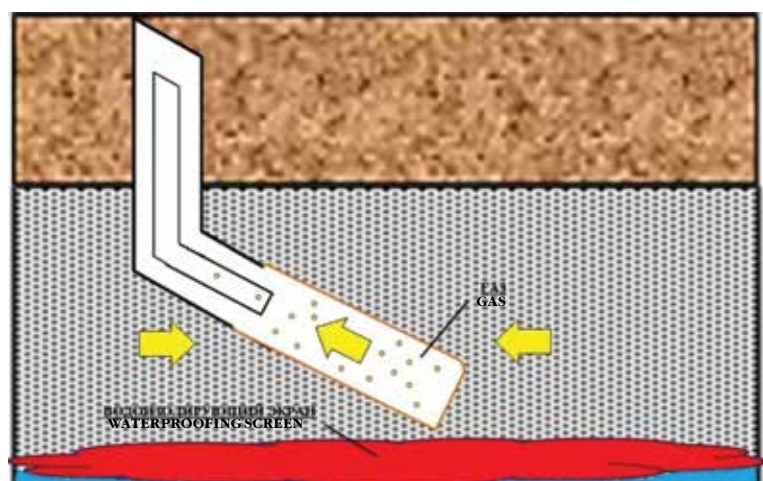


Рисунок 4 – Создание водоизолирующего экрана
Figure 4 – Creation of waterproofing screen

ПГС подается по колонне колтюбинга в предварительно обезвоженный интервал, из которого в ствол скважины поступала вода. Одновременно с ПГС в кольцевое пространство (труб НКТ и колтюбинга) подается продажная жидкость. Накапливаясь на забое скважины, уровень продажной жидкости создает значительное давление на жидкость ПГС, тем самым препятствуя ее прорыву по кольцевому пространству в вышележащие продуктивные интервалы. Низкая вязкость буферной жидкости способствует значительному проникновению в поровое пространство пласта, поэтому после закачки ограниченного (эффективного) объема продажной жидкости для поддержания давления на забое в межтрубное пространство, как правило, подается газ. ПГС после попадания в интервал перфорации вступает в контакт с водой и затвердевает. Таким образом, на пути движения воды создается дополнительный экран, что значительно ограничивает приток воды и улучшает технологические показатели добычи газа.

После обработки скважина закрыта на реагирование 48 ч, после проведения ГДИ скважина пущена в эксплуатацию.

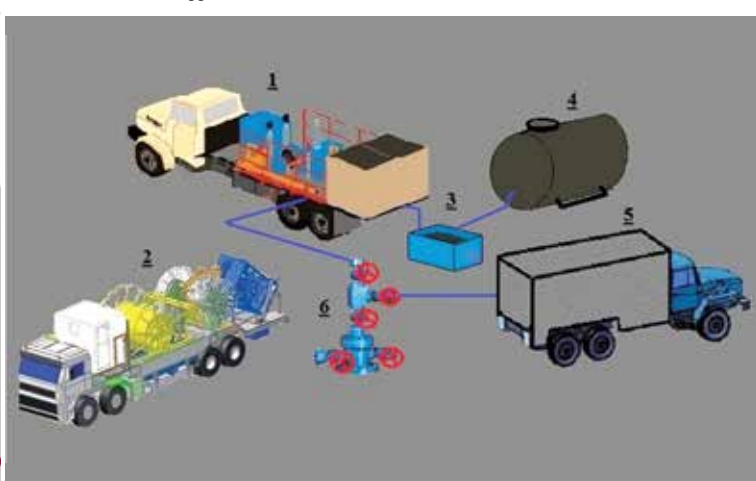


Рисунок 5 – Схема расстановки технологического оборудования при проведении работ по ограничению водопритоков
Figure 5 – Equipment arrangement during water shutoff job

subhorizontal well employing IPNG-PLAST 2 technology (see figures 2–4).

Subhorizontal well. Well stock: idling. Before shutting down the gas field this well was operated with frequent well blowing and abundant outflow of formation water.

DESCRIPTION AND SEQUENCE OF WATER SHUT-OFF WORKS IN SUBHORIZONTAL GAS WELLS

Designations:

1. Cementing unit CA-320 (CU) – 1 pc.
2. Coiled tubing unit M-10 – 1 pc.
3. Tank for compound blending (tank from CA-320 equipment set)
4. Stock of tanks with the total capacity of at least 50 m³.
5. Nitrogen compressor unit – 1 pc.
6. Christmas tree.

Polymer-gel system is injected via the coiled tubing into the preliminary-dried interval through which water was coming into the wellbore. Displacement fluid is injected into the annular space (tubing and coiled tubing) simultaneously

РЕЗУЛЬТАТЫ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Исследование субгоризонтальной скважины № 1 до и после проведения водоизоляционных работ.

Параметры работы скважины до остановки ГП: $P_{тр} = 14$ атм, $T_y = 12,4$ °C; $Q = 82$ тыс. м³/сут. (из экспл. рапорта за июнь 2011 года). $P_{пл} = 27,9$ атм (по карте изобар на 01.01.12), $P_{мк} = 0$ атм. $M_{общ} = 17,3$ г/л (от 18.07.2012).

Таблица 2 – Данные гидродинамических исследований газовой скважины (прибор «Надым», сепаратор)

Table 2 – Gas well hydrodynamic research data (Nadym device, separator)

	<i>D шайбы, мм</i> <i>Choke size, mm</i>	<i>Руст (МО)</i> <i>Pwellhead (RPG)</i>	<i>Рзм (МО)</i> <i>Pannular (RPG)</i>	<i>Рзм (МО)</i> <i>Pannular (RPG)</i>	<i>Qгаза, м³/сут</i> <i>Qgas, m³/day</i>
До обработки <i>Before treatment</i>	20	42	105	3200	82,13
	22	43,1	104	4500	99,69
	24	42	103	6000	116,97
После обработки <i>After treatment</i>	20	58,5	94,8	2169	83,7
	22	55,5	96	2535	94,94
	24	52,1	95	3600	101,92

(МО) – данные образцового манометра на устье скважины.

После проведения работ по ограничению водопритока по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2 скважина запущена в шлейф, эксплуатируется. Рабочие параметры скважины после выхода на режим Q газа = 160–180 тыс. м³/сут, по информации геологической службы заказчика, что доказывает принципиальную возможность ограничения водопритоков в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения.

ВЫВОДЫ

Проведены опытно-промышленные водоизоляционные работы на субгоризонтальной газовой скважине по технологии ИПНГ-ПЛАСТ 2.

Показана принципиальная возможность ограничения водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без их глушения.

Показано, что технология позволяет снизить обводненность продукции с 4,5 м³/ч до 2,5 м³/ч (диаметр 24 мм) и с 6,0 м³ до 3,6 м³ (диаметр 22 мм). При этом скважина выведена из бездействующего фонда в действующий. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Ахметов А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. – Уфа: УНИ, 2000. – 200 с.
- Ланчаков Г. А., Марини В., Москвичев В.Н. Проблемы большого Уренгоя // Электронный журнал «Нефтесервис». – 2008. – № 4.
- Пятахин М. В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. – М.: Газпром: ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с.
- Пат. РФ №. 2401858. Состав для изоляции водопритоков в газовых и нефтяных скважинах / Д. А. Каушанский, В. Б. Демьяновский. – Оpubл. 20.10.2010. Бюл. № 2.

with the polymer-gel system injection.

Displacement fluid accumulates at the bottom of the well, therefore creating a considerable pressure on the polymer-gel system preventing its penetration through the annular space into the upper pay zones. Low viscosity of displacement fluid contributes to its substantial absorption by the formation. That is why after injecting a restricted (effective) amount of displacement fluid

to sustain bottomhole pressure, as a rule, there should be injected gas. When polymer-gel system gets into the perforation interval, it comes into contact with water and hardens. So, an additional filtration resistance is created on the way of water flow, therefore improving gas production indicators.

After the treatment a well shall stay closed for 48 hour for reaction to take place. After hydrodynamic research the well can be put on production.

WATER SHUTOFF RESULTS ACCORDING TO HYDRODYNAMIC RESEARCH DATA

Research of subhorizontal well No.1 before and after water shutoff operations.

Well parameters before shutting the gas field down: $P_{tube} = 14$ атм, $T_{wellhead} = 12.4$ °C; $Q = 82,000$ м³/day. (from production report as of June 2011). $P_{formation} = 279$ атм (according to pressure chart as of 01.01.12), $P_{intercasing} = 0$ атм. $M_{total} = 17.3$ g/l (as of 18.07.2012).

(RPG) – data from the reference pressure gauge at the wellhead.

After water shutoff operations according to INPG-PLAST 2 technology the well was connected to the gas flowline and is currently in operation. According to the data of the client's geological service, steady-state yield of the well is 160–180 thousand м³/day. This proves the possibility of water shutoff in subhorizontal gas wells without well killing.

CONCLUSIONS

Pilot water shutoff operations were performed at the subhorizontal gas well according to the INPG-PLAST 2 technology.

Pilot operations demonstrated that the proposed technology allows reducing water cut from 4.5 м³/hour to 2.5 м³/hour (24 mm diameter) and from 6.5 м³ to 3.0 м³ (22 mm diameter). After the treatment the well was moved from the idling well stock to the producing well stock. ☉

Внедрение новой технологии компании ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

Introduction of a New Technology by Ural-Design-PNP Company

В.Н. ШУМАКОВ, главный инженер,
Р.З. ХАНАФИН, главный инженер по ГНКТ
и ОПЗ, А.Ю. КАТЕГОВ, ведущий технолог,
ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

V.N. SHUMAKOV, chief engineer,
P.Z. KHANAFIN, chief engineer for coiled
tubing and bottomhole treatment,
A.Y. KATEGOV, lead process engineer,
Ural-Design-PNP

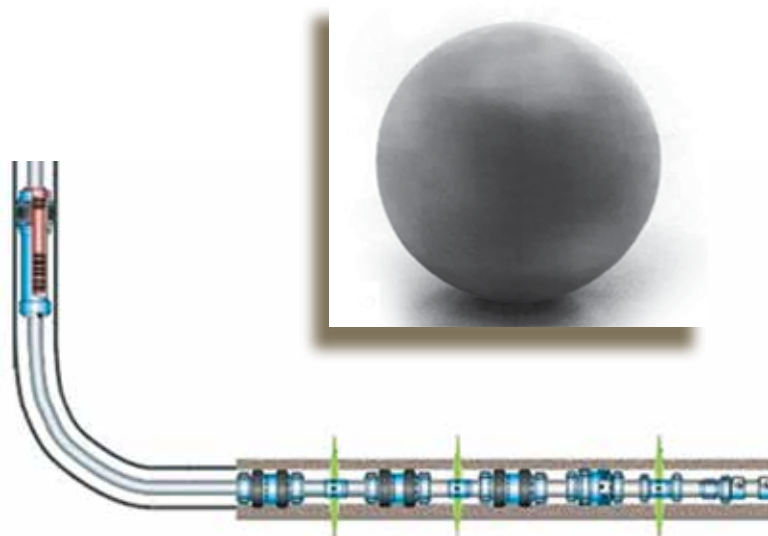


ООО «Урал-Дизайн-ПНП» с 2012 года успешно выполняет работы по фрезерованию фрак-портов в трехстадийной компоновке Stage FRAC с применением колтюбинговой установки.

К данной технологии по фрезерованию фрак-портов в многозонной компоновке Stage FRAC компания подходила очень тщательно. Был проведен анализ характеристик колтюбинговых установок, имеющихся в арсенале компании, и выбор наиболее подходящих характеристик для проведения работ в конкретных скважинах. Изучены аварийные ситуации конкурентов, выполняющих аналогичный вид работ. Рассмотрена и проанализирована схема спуска оборудования компоновки Stage FRAC в скважину бригадами капитального ремонта скважин (КРС).

Особое внимание было уделено подбору конструктивных особенностей режущего инструмента, поскольку это имеет большое значение при работе в малых диаметрах насосно-компрессорных труб и горизонтальных стволах скважин. Чтобы исключить лишние спуско-подъемные операции для смены компоновки оборудования, был разработан универсальный фрез, способный за один спуск расфрезеровать как седло с шаром многостадийной компоновки, так и тело сдвижной муфты. Конструкция фрезы позволяет расфрезеровать фрак-порты с созданием минимальной нагрузки на инструмент, что минимизирует риски повреждения ГНКТ в горизонтальных участках ствола скважины.

Много времени было потрачено на подбор винтовых забойных двигателей, так как при фрезеровании фрак-портов необходимо



Since 2012 **Ural-Design-PNP** Company has successfully milled frac ports with three-stage Stage FRAC arrangement using coiled tubing unit.

The Company was very thorough in approaching such technology as milling frac ports with multizone Stage FRAC arrangement. It examined the characteristics of the coiled tubing units at its disposal and chose units with most appropriate characteristics for performing operations in specific wells. The Company studied the emergencies faced by its competitors performing similar operations. It reviewed the diagram of Stage FRAC run-in-hole operations performed by well the workover crew.

The Company was particularly meticulous in selecting design features of the cutting tool as it is of great

подобрать оптимальное соотношение крутящего момента и оборотов винтового забойного двигателя.

После подбора соответствующего оборудования было принято решение приступить к опытно-промышленным работам (ОПР) на объектах заказчика.

В процессе проведения ряда работ компания столкнулась с некоторыми трудностями, требующими решения.

При фрезеровании фрак-портов компоновки Stage FRAC на отдельных скважинах с низкими пластовыми давлениями происходило интенсивное поглощение жидкости, что негативно отражалось на последующем процессе освоения и требовало большого количества промывочной жидкости. В качестве решения проблемы был произведен подбор винтовых забойных двигателей, работающих на аэрированной жидкости, что способствует уменьшению гидростатического давления и потере жидкости в продуктивные пласты.

Другие скважины после освоения азотом через ГНКТ выходили на режим фонтанирования, что требовало глушения для дальнейших работ бригад КРС. При низких пластовых давлениях обычное глушение соляным раствором приводит к насыщению продуктивного пласта жидкостью глушения, что отрицательно сказывается при освоении и дальнейшей эксплуатации. С целью предотвращения негативного эффекта глушения были применены составы для щадящего глушения скважин, прокачиваемые через ГНКТ. Рецептура состава и объем блок-пачек подбирались отдельно для конкретных скважинных условий (пластовые давления и температуры), аналогично рассчитывался оптимальный режим закачки через ГНКТ.

В последнее время операция по фрезерованию фрак-портов производится в комплексе с последующим освоением скважины через ГНКТ, что приводит к увеличению времени производства работ. Кроме этого, продолжительность работ определяется видом ГРП, выполняемого через многозонную компоновку Stage FRAC. При проппантовом ГРП, в отличие от кислотного, требуются дополнительные спуско-подъемные операции для смены фрезерующей компоновки низа ГНКТ на обычную гидромониторную насадку для вымыва проппанта.

В целом операция по фрезерованию фрак-портов компоновки многостадийного ГРП колтюбинговой установкой занимает непродолжительное время – от 24 до 48 часов, что обеспечивает скорейший ввод скважины в эксплуатацию. ☉

importance when working with tubing and horizontal holes of small diameters. To prevent redundant run-in-hole and put-out-of-hole operations to change equipment arrangement the Company developed a universal milling cutter capable to mill both ball-and-seat of the multistage arrangement and the body of the sliding coupling in one run-in-hole operation. The design of the milling cutter allows to mill frac ports with minimal load on the tool which minimizes the risk of damaging the tubing in horizontal sections of the well bore.

The Company dedicated much time to selecting bottomhole motors because milling frac ports requires ensuring best ratio between the torque and bottomhole motor speed.

After selecting the appropriate equipment the Company decided to start a pilot project at the customer's site.

In the course of operations the Company faced several problems that needed solving.

Milling frac ports with Stage FRAC arrangement in certain holes with low formation pressure was accompanied by intensive fluid absorption which had an adverse effect on further well development and required a higher amount of washing fluid. To solve the problem it was decided to use bottomhole motors running on aerated fluid which helps reduce hydrostatic pressure and fluid losses into productive formations.

Other wells after gas lifting through coiled tubing went to flowing mode which required well killing for further operations by the well workover crew. In case of low formation pressure standard well killing using salt brines causes saturation of the productive formation with killing fluid which negatively affects development and further operation of the well. To prevent the adverse effect of the killing, solutions for non-damaging well killing were used and delivered through coiled tubing. The composition of the solution and the amount of blocking packs were selected specifically for each well (depending on formation pressure and temperature); best mode of injection through coiled tubing was calculated on a similar basis.

Recently frac port milling operations have been performed along with further well development using coiled tubing which increases production time. Additionally, duration of work is affected by the type of hydraulic fracturing performed through multizone Stage FRAC arrangement. Proppant-based – unlike acid-based – hydraulic fracturing requires additional run-in-hole and put-out-of-hole operations to replace the milling arrangement of the lower part of coiled tubing with a normal jet nozzle for proppant washing out.

On the whole, frac port milling operation with multistage arrangement of hydraulic fracturing through coiled tubing takes relatively little time – from 24 to 48 hours – which ensures faster bringing-in of the well. ☉

УДК 622.276.6

Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью колтубинговой техники

Acid and Alkaline Treatment Techniques Using Coiled Tubing Equipment

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН, Р.В. ТКАЧЕНКО, А.В. КУСТЫШЕВ,
 ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром подземремонт Уренгой»
 E.V. PANIKAROVSKY, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN, R.V. TKACHENKO, A.V. KUSTYSHEV,
 OJSC 'TyumenNIIgiprogas,' OJSC 'Gazprom Podzemremont Urengoy'

Одним из важных методов увеличения нефтегазоотдачи является физико-химическое воздействие на продуктивные пласты растворами кислот и щелочей. В Западной Сибири на большинстве нефтяных и газовых месторождений при выходе скважин из бурения или длительного нахождения в бездействующем фонде применяют кислотные обработки призабойных зон пласта, после которых скважины вводят в эксплуатацию [1].

Однако чтобы данные процессы физико-химического воздействия на пласт имели высокую эффективность, необходимо учитывать вещественный состав пород-коллекторов и проводить технологические операции на скважинах в соответствии с технологиями, разработанными для конкретных месторождений и конкретного продуктивного пласта. Несоблюдение этих условий приводит к низкой эффективности данного вида работ, а то и к отрицательному результату.

В нефтепромысловой практике при установке кислотных ванн используется соляная кислота (HCl), фтористоводородная (плавиковая) кислота (HF) или их смесь – глинокислота, а при установке щелочных ванн – раствор гидроксида натрия (каустической соды – NaOH). При установке кислотных ванн используется 15%-й раствор HCl, а при установке щелочных ванн – 15%-й раствор NaOH. Время установки кислотных ванн варьируется от 2 до 6 ч, щелочные ванны выдерживаются до 24 ч [2].

Для повышения эффективности работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ) и снижению их продолжительности вместо промывочных труб, спускаемых с помощью подъемных

One of the principal methods of enhancing oil and gas recovery is physical-and-chemical treatment of productive formations using acid and alkali solutions. In most oil and gas fields in Western Siberia on cessation of drilling operations or during prolonged idling of well stock, acid bottom-hole treatment is used following which the well is brought in [1].

However, for physical-and-chemical formation treatment to be highly efficient it is necessary to take into account the material composition of the reservoir formation and to perform technical operations in the well in accordance with the techniques developed specifically for such fields and productive formations. Failure to observe those conditions leads to low efficiency of this type of operations and can even bring about adverse results.

In oilfields, acid spotting involves the use of hydrochloric acid (HCl), hydrofluoric (fluoric) acid (HF) or their mixture – mud acid, and sodium hydroxide solution (caustic soda – NaOH) is used during alkaline soaking. A 15% solution of HCl is used in acid spotting and a 15% solution of NaOH is used in alkaline soaking. Acid spotting lasts from 2 to 6 hours while alkaline soaking takes up to 24 hours [2].

To increase the efficiency of bottom-hole treatment (BHT) and to reduce its duration instead of flushing pipes lowered into the hole using a hoist unit it is recommended to use a coil tubing unit.

To ensure successful bottom-hole treatment it is necessary to run total depth first, then to carry out geophysical study and to specify the operating conditions of the well. It is also necessary to

агрегатов, рекомендуется использовать гибкую трубу колтюбинговой установки.

Для успешного проведения работ по ОПЗ на скважине следует предварительно отбить забой, провести геофизические исследования и уточнить параметры работы скважины. Также необходимо провести ряд контрольных замеров – дебита, трубного и затрубного давлений, отобрать от двух до трех проб пластового флюида, определить степень обводненности продукции [3].

В случае необходимости после завершения подготовительных работ скважину глушат с помощью колтюбинговой установки. Однако для успешности и эффективности последующей ОПЗ предпочтительней глушение скважины не проводить, а все работы проводить в газовой среде.

Объем раствора кислоты или щелочи ($V, \text{м}^3$) определяется объемом скважины в интервале продуктивного пласта:

$$V = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot d_{\text{н}}^2 \cdot (h + 20), \quad (1)$$

где h – толщина интервала перфорации, м;
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр гибкой трубы (ГТ), м.

Технологический процесс ОПЗ рекомендуется проводить с использованием растворов соляной кислоты или глиноуксусной [4]. Объем закачиваемого кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия и составляет от 0,4 до 1 м^3 на 1 м эффективной перфорированной толщины (см. таблицу 1). ►

Таблица 1 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиусов обработки призабойной зоны при различной пористости горной породы

Table 1 – Relationship between the volume flow rate of the reagent per unit of formation thickness and the range of bottom-hole treatment at various rock porosities

Радиус обработки, м Treatment range, m	Объем реагента (м^3) при различной пористости (%) пород Reagent volume (м^3) at various rock porosities (%)							
	13%	15%	17%	19%	21%	23%	25%	27%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,5	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,14	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,20	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41
0,8	0,26	0,29	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,33	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,41	0,47	0,53	0,59	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,49	0,56	0,64	0,72	0,72	0,87	0,91	1,02



Е.В. Паникаровский (в синем) и Д.А. Кустышев в лаборатории

E.V. Panikovsky (in blue) and D.A. Kustyshev in the laboratory



Обсуждение результатов опыта

Discussing test results

Продолжение таблицы / Table continued →

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,2	0,59	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,69	0,79	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,80	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	0,92	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,00	1,20	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,32	1,52	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74
1,9	1,47	1,70	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,63	1,89	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,1	1,80	2,07	2,35	2,68	2,90	3,18	3,46	3,73
2,2	1,97	2,27	2,58	2,88	3,19	3,49	3,80	4,10
2,3	2,16	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48
2,4	2,35	2,71	3,08	3,43	3,80	4,16	4,52	4,88
2,5	2,54	2,94	3,33	3,73	4,12	4,51	4,90	5,30
2,6	2,75	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,33	5,52
2,7	2,97	3,43	3,89	4,36	4,80	5,26	5,72	6,18
2,8	3,20	3,69	4,18	4,68	5,17	5,66	6,15	6,64
2,9	3,43	3,95	4,49	5,02	5,54	6,07	6,60	7,13
3,0	3,67	4,23	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,1	3,92	4,52	5,13	5,73	6,34	6,94	7,54	8,15
3,2	4,17	4,82	5,47	6,11	6,75	7,39	8,04	8,68

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегата.

ОПЗ кислотными растворами под давлением применяется в слабопроницаемых породах и для увеличения зоны проникновения кислотного раствора в пласт. Перед проведением работ по кислотной или щелочной обработке следует провести осмотр фонтанной арматуры, обязать устье скважины по схеме, приведенной на рисунке 1, опрессовать нагнетательную линию.

Схема проведения работ состоит в следующем. На заглушенной скважине, вышедшей из строительства или из капитального ремонта, проводят осмотр фонтанной арматуры, обязывают устье скважины. Спускают гибкую трубу в скважину и проверяют наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между гибкой

make check runs of the well flow rate, tubing and annular pressure; to take two or three samples of formation fluid; to determine the water cut [3].

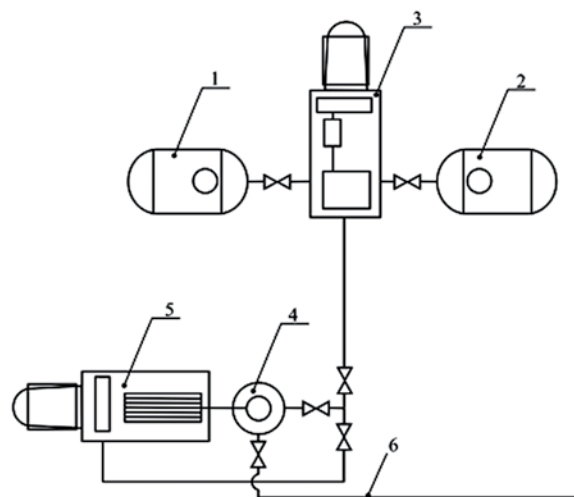
If necessary, after preparatory work is completed the well is killed using a coil tubing unit. However, for subsequent BHT to be successful and efficient it is preferable not to kill the well but to perform all operations in gas environment.

The volume of the acid or alkaline solution (V, m^3) depends on the volume of the well in the productive formation interval:

$$V = 0,785 \cdot D_{int}^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot d_{ext}^2 \cdot (h + 20), (1)$$

where h is the depth of the perforation interval, m; D_{int} is the internal diameter of the production string, m; d_{ext} is the external diameter of the coil tubing (CT), m.

During the technological process of BHT it is



1 – емкость для кислотного раствора; 2 – емкость для продавочной жидкости; 3 – насосный агрегат; 4 – устье скважины; 5 – колюбинговая установка; 6 – факельная линия

Рисунок 1 – Принципиальная схема обвязки скважины и оборудования при кислотной обработке пласта

1 – container with acid solution; 2 – container with flushing liquid; 3 – pumping unit; 4 – wellhead; 5 – coil tubing unit; 6 – flare line

Figure 1 – Schematics of well and equipment connections for acid formation treatment

трубой и лифтовой колонной.

При спущенной гибкой трубе на 2–5 м ниже обрабатываемого интервала скважину промывают технической водой, обработанной поверхностно-активным веществом и гидрофобизирующими добавками с целью снижения коррозии оборудования. Для обеспечения выноса крупных частиц из скважины техническую воду загущают 2%-м раствором карбометилцеллюлозы (КМЦ) [5].

При открытом затрубном пространстве в гибкую трубу закачивают расчетное количество кислотного или щелочного раствора и продавливают до интервала перфорации продавочной жидкостью. Скорость закачивания должна быть минимальной (до 2 л/с). Закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор в пласт продавочной жидкостью.

Объем продавочной жидкости определяется по формулам:

$$V = V_{\text{БДТ}} + V_{\text{обв.}} \quad (2)$$

где V – объем продавочной жидкости, м^3 ;

$V_{\text{БДТ}}$ – объем колонны гибкой трубы, м^3 ;

$V_{\text{обв.}}$ – объем обвязки на устье, м^3 .

$$V_{\text{БДТ}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot l, \quad (3)$$

где l – длина гибкой трубы, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр гибкой трубы, м.

recommended to use hydrochloric acid solutions or mud acid [4]. The volume of the injected acid solution for BHT depends on the range of the anticipated treatment and is 0.4 to 1 м^3 per 1 m of effective perforated depth (see Table 1).

Acid solution squeezing is performed using a cementing or acid pumping unit.

Pressure BHT using acid solutions is applied in low-penetration formations and to increase the zone of penetration of the acid solution into the formation. Before starting acid or alkaline treatment operations it is necessary to inspect the X-mass tree, to tie in the wellhead according to the schematics shown in

Picture 1, to pressure test the delivery line.

The operational procedures is as follows. First, inspection of the X-mass tree is carried out and wellhead connections are set up at the killed well recently constructed or repaired. Then the coil tubing unit is lowered into the well and circulation in the well is checked by operating it in the annulus between the coil tubing and the production string.

If the coil tubing is 2 to 5 m lower than the interval under treatment, the well is flushed with service water treated with surface-active reagent and water repellents to reduce corrosion of the equipment. To ensure discharge of large particles from the well the service water is densified with a 2% solution of carboxymethyl cellulose (CVC) [5].

In case of open annular space an estimated amount of acid and alkaline solution is injected into the coil tubing and squeezed as far as the perforation interval using displacement fluid. The injection rate should be minimal (up to 2 l/sec). The casing valve is then shut and displacement liquid is used to squeeze the solution into the formation.

The volume of the displacement fluid is calculated using the following formulas:

$$V = V_{\text{CT}} + V_{\text{conn.}} \quad (2)$$

where V is the volume of the displacement fluid, м^3 ; V_{CT} is the volume of coil tubing, м^3 ;

$V_{\text{conn.}}$ is the volume of wellhead connection, м^3 .

$$V_{\text{CT}} = 0,785 \cdot d_{\text{int}}^2 \cdot l, \quad (3)$$

where l is the length of the coil tubing, м; d_{int} is the internal diameter of the CT м.

The rate of solution squeezing into the formation should be as high as possible. The injection pressure should not be higher than the hydraulic fracturing pressure and the volume of the acid solution for BHT depends on the range of the expected treatment (see Table 1).

Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной. Давление закачивания не должно превышать давления гидроразрыва пласта, а объем кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия (см. таблицу 1).

Для коллекторов порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:

$$V = \pi (R^2 - r^2) \cdot K_n \cdot h, \quad (4)$$

где V – объем закачиваемой кислоты, m^3 ; R – радиус обработки, m ; r – радиус скважины, m ; K_n – средняя открытая пористость, доли; h – толщина обрабатываемой части пласта, m .

Для коллекторов трещинно-порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

где n – густота трещин $1/m$; δ – раскрытость трещин, m .

Параметры n и δ определяются на матрицах породы, изготовленных из керна продуктивного пласта, где проводятся обработки скважин [6]. В данном случае кислотный состав движется по системе трещин.

После продавливания кислотного раствора в призабойную зону скважину оставляют на время реакции кислотного состава с колющими частицами, находящимися в призабойной зоне. Затем скважину промывают промывочной жидкостью, осваивают, после чего из скважины извлекают гибкую трубу, отрабатывают на факельную линию для удаления продуктов реакции.

В случае невыхода скважины на проектный режим проводят повторную интенсификацию без глушения. При этом работы проводятся по схеме, аналогичной вышеописанной. Проводятся подготовительные работы, готовится необходимое количество кислотного или щелочного раствора для ОПЗ. Затем спускают гибкую трубу на 2–3 м ниже обрабатываемого интервала перфорации. Продавливают кислотный или щелочной раствор в пласт продавочной жидкостью, скважину закрывают на реагирование. После завершения времени реакции вызывают приток и отрабатывают скважину на факел с удалением продуктов реакции. Далее извлекают гибкую трубу из скважины и промывают ее промывочной жидкостью.

Для селективного воздействия на конкретный

For porous type reservoirs the volume of the acid solution to be injected into the bottom-hole formation zone is determined by the following formula:

$$V = \pi (R^2 - r^2) \cdot K_p \cdot h, \quad (4)$$

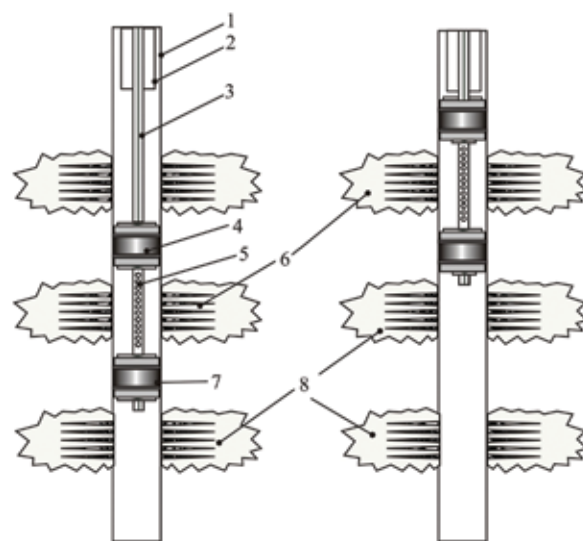
where V is the volume of the injected acid, m^3 ; R is the range of treatment, m ; r is the well radius, m ; K_p is the average open porosity, parts; K_p is the thickness of the formation under treatment, m .

For fractured-porous type reservoirs the volume of the acid solution to be injected into the bottom-hole formation zone is determined by the following formula:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

where n is the crack thickness $1/m$; δ is the openness of fractures, m .

Parameters δ and n are determined using the groundmass of rock produced from the core sample of the production formation where well treatment is carried out. [6]. In this case the acid solution moves



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – гибкая труба; 4 – надувной пакер; 5 – перфорированная труба; 6 – интенсифицируемый пласт; 7 – надувной пакер-пробка; 8 – продуктивный пласт

Рисунок 2 – Схема селективной кислотной обработки продуктивных пластов газоконденсатных скважин при помощи кольтюбинговой установки с использованием надувных пакеров

1 – production string; 2 – tubing string; 3 – coil tubing; 4 – inflatable packer; 5 – perforated pipe; 6 – stimulated formation; 7 – inflatable plug packer; 8 – production formation

Figure 2 – Schematics of selective acid treatment of production formations of gas-condensate wells using a coil tubing unit and inflatable packers

продуктивный пласт предусматривается установка в составе гибкой трубы двухпакерной компоновки, позволяющей закачивать кислотный или щелочной растворы через перфорированную трубу, расположенную между верхним надувным пакером и нижним надувным пакером-пробкой (рисунок 2).

После получения устойчивого притока и завершения отработки скважины проводят необходимые гидродинамические исследования, а после выхода скважины на проектный режим ее вводят в эксплуатацию.

Данный подход к восстановлению продуктивности скважин на завершающей стадии разработки месторождений в условиях аномально низких пластовых давлений наиболее оптимальный. Именно по такому пути разрабатываются новые технологии интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири: селективно направленные, без глушения с применением гибкой трубы колтюбинговой установки, с использованием пакерного оборудования. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром эксп», 2010. – 255 с.
2. Есипенко А. И., Петров Н. А. Влияние добавок неонола АФ9-12 на степень растворения забойных отложений и керна продуктивных горизонтов композициями кислотных растворов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
3. РД 39-2-1050-84. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны пласта нефтяных скважин уксусными растворами соляной кислоты. – Тюмень: СибНИИНП, 1984. – 11 с.
4. Пат. 2269648 РФ. Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, В. А. Щуплецов, И. И. Клещенко (РФ). – № 2004119297; Заяв. 29.06.04; Оpubл. 10.02.06, Бюл. № 4.
5. Есипенко А. И., Калашнев В. В., Петров Н. А., Ветланд М. Л. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз». – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 5. – С. 12–15.
6. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Исследования проникновения фильтратов технологических жидкостей в породы коллекторы // Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ «Газпром», 2009. – 108 с.

along the fracture network.

After the acid solution is squeezed into the bottom-hole zone, the well is abandoned for the period necessary for the acid solution to react with colmatage in the bottom-hole zone. Then the well is flushed with flushing fluid and tested after which the coil tubing is removed from the well and the well is burned off using the flare line to remove the reaction products.

In case the well fails to reach the design conditions, a second stimulation is performed without killing the well. In this case the operations are carried out according to the above procedure. Preliminary work is carried out and the necessary amount of acid and alkaline solution for BHT is prepared. Then the coil tubing are run into the well 2–3 m lower than the perforation interval under treatment. The acid or alkaline solution is squeezed into the formation using displacement fluid and the well is abandoned for the duration of the reaction period. After the reaction period is over, inflow is induced and the well is burned off using the flare to remove the reaction products. Next the coiled tubing is removed from the well and is flushed with flushing fluid.

For selective treatment of specific production formation it is possible to use a double-packer configuration in the coil tubing which allows injecting acid or alkaline solution through the perforated pipe located between the upper inflatable packer and the lower inflatable plug packer (Figure 2).

After sustainable inflow is achieved and well flaring is completed, the necessary hydrodynamic studies are carried out and when the well reaches the design conditions it is placed on production.

This approach to improved oil and gas recovery at the closing stage of oilfield development under conditions of abnormally low formation pressure is most appropriate. Such is the trend in the development of new technologies of production stimulation in Western Siberia fields: selective directional, without killing using a coiled tubing unit, using packer equipment. ©

ПОДПИШИСЬ НА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»!

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС В КАТАЛОГЕ «РОСПЕЧАТЬ»: 84119

**Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины
до магистральной трубы**

16 - 21 сентября 2013 г., Анапа



- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

**Строительство и ремонт
скважин - 2013**

23 - 28 сентября 2013 г., Анапа



- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС резарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

**Сбор, подготовка и транспортировка
углеводородов - 2014**

март 2014 г., Сочи



- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ- технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

**Современные технологии капитального ремонта
скважин и повышения нефтеотдачи пластов.**

Перспективы развития

май 2014 г., Геленджик



- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- резарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

информационные партнеры

информационные партнеры

информационные партнеры



ПОТЕНЦИАЛ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ



Раскройте весь потенциал трудноизвлекаемых запасов благодаря универсальному набору технологий и специализированных решений. Компания Weatherford готова оказать вам комплексную поддержку — от старта проекта и до его завершения. Наши специалисты помогут определить оптимальное расположение скважин и подобрать безопасные методы выполнения работ, выделить зоны проведения гидроразрыва пласта и оптимизировать добычу.

В штате компании Weatherford работают высококвалифицированные специалисты по разработке трудноизвлекаемых запасов. Мы предлагаем весь спектр услуг, включая современные каротажные и лабораторные исследования, комплексную интенсификацию притока, системы многоступенчатого заканчивания и эффективные технологии добычи.

По вопросам сотрудничества обращайтесь к нашей Группе разработки трудноизвлекаемых запасов по адресам unconventional@weatherford.com и info.cis@eu.weatherford.com



КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

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



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



СНБ включает:

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

СНБ позволяет:

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



Преимущества колтюбингового бурения:

- увеличение механической скорости проходки;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств пристволенной части пласта;
- высокий уровень производственной и экологической безопасности;
- высокая степень автоматизации бурения.

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY
NEWSLETTERS – WEEKLY
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org

Способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов

Methods of Well Penetration to Enhance Oil Recovery

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited
Yu.A. BALAKIROV, OJSC «Yug-Neftegaz», Doctor of Engineering, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited

Известно много различных методов и способов повышения нефтеотдачи пластов [1, 2].

Основной недостаток этих способов повышения производительности скважин и пластов, начиная с момента образования и становления залежи, – то, что проблемы должны рассматриваться комплексно, с привлечением петрофизики, термодинамики, гидродинамики, геохимии и других дисциплин, в различных термобарических условиях, с многократными изменениями основных базовых параметров пластовой системы, с апробированием в практических условиях или на испытательных полигонах.

Известен способ резки и бурения многоствольных скважин (патент России № 24105132295632), который может служить аналогом предлагаемого нами изобретения. Недостатком данного аналога является небольшая «точечная» площадь пластовой системы, не характеризующая площадь фильтрации в целом.

Наиболее близким к предлагаемому нами изобретению является патент России № 2295632 МПК2Е21В43/14, Е2137/04, в котором предлагается с целью значительного охвата пласта воздействием и процессами фильтрации путем вторичного вскрытия поэтапно проводить кустовое бурение скважин, чтобы тотально пополнить количество добывающих скважин. Однако такой путь загромоздит и без того сложную систему промыслового хозяйства нефтедобывающего управления.

Поэтому предлагается более гибкий способ с умеренными финансовыми затратами, который позволит эффективно повысить нефтеотдачу нефтяного коллектора. Его сущность заключается в следующем:

1. В центре залежи на равном расстоянии от сводовой части и крыльевой части пластовой системы пробурить на одинаковую глубину две вертикальные скважины.
2. Площадь между двумя вертикальными

There are many different methods and ways of enhancing oil recovery [1, 2].

The main disadvantage of those methods of enhancing the productive capacity of wells and reservoirs starting from pool formation is that in order to solve problems that arise you need to resort to a comprehensive set of disciplines including petrophysics, thermodynamics, hydrodynamics, geochemistry, etc. in various thermobaric conditions with multiple changes in the basic parameters of the system of reservoirs and with evaluation being conducted in the field or at testing sites.

There is one known method of spudding and drilling of multilateral wells (Russian patent # 24105132295632) that can be equivalent to the invention we propose. The weakness of such equivalent is small 'pinpoint' area of the system of reservoirs that does not define the area of filtration on the whole.

Closest to the invention that we propose is the Russian patent # 2295632 МПК2Е21В43/14, Е2137/04, according to which in order to produce substantial stimulation and filtration by means of completion it is necessary to perform step-by-step drilling of a cluster of wells to add up to the number of producing wells. However, such method will encumber the already complex system of oil recovery management.

That is why we offer a more flexible method with moderate financial costs which will ensure enhanced oil recovery. The essence of such method is as follows:

1. To drill two vertical wells in the center of the pool that are of equal depth and are equally distant from the upper zone and flank of the formation system.
2. To divide the area between the two vertical wells into equal sections (checks or blocks).
3. To drill at the first block of the formation system two horizontal wells with a common hydraulic connection (connection line 3 at Fig. 1).

скважинами разбить на равные участки пласта (чеки или блоки).

3. Пробурить на первом блоке пластовой системы две горизонтальные скважины, которые должны иметь общую гидравлическую связь (соединительный трубопровод 3 на рисунке 1).
4. Горизонтальные скважины должны быть сочленены с вертикальными скважинами, чтобы имелась возможность регулировать количество откачиваемой через них пластовой жидкости.
5. Чтобы воздействовать на некотором удалении от вертикальных и горизонтальных скважин на те участки залежи, по которым подсчитаны запасы углеводородов, необходимо эти участки объединить боковыми стволами вертикальных и горизонтальных скважин (4 и 5, рисунок 1).
6. Конечная часть этой системы обвязки вертикальных и горизонтальных скважин завершается зумпфом.

Надо полагать, что предлагаемый способ без значительных затрат финансовых средств успешно справится с поставленной задачей по повышению нефтеотдачи пластов.

В процессе работы над материалом патента были использованы нормативно-технические материалы, стандарты, инструкции и руководства по оптимизации работы нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с целью повышения нефте-, газоотдачи пластов в различных горнодобывающих условиях, а также зарубежная переводная литература.

Рассмотрим близкий к реальным условиям пример, взятый из практики.

Пример. Имеем нефтяную скважину, пробуренную в 2009 году на одном из месторождений. Глубина – 3880 м, диаметр эксплуатационной колонны – 140 мм, интервал перфорации – 3875–3880 м, пластовое давление – 42 МПа, пласт терригенный, извлекаемые запасы утверждены в количестве 14 млн т нефти, первоначально дебит нефти – 130 т/сут при устьевом штуцере 9 мм.

После внедрения предлагаемой технологии вскрытия бурением суточный дебит нефти увеличился до 180–190 т/сут при штуцере 7 мм.

Отсюда нетрудно сделать вывод, что конечный коэффициент нефтеотдачи соответственно возросшему первоначальному дебиту, как показали расчеты, будет увеличен до 0,4–0,5 вместо утвержденного проектом разработки в пределах 0,2–0,3.

Теперь о самом важном: при «раскрытии» боковых стволов бурением с сохранением нужного азимутального угла желательно использовать гибкую трубу (колтюбинг), потому что только такое оборудование позволяет с ювелирной точностью выполнить эту сложную работу (благо имеется

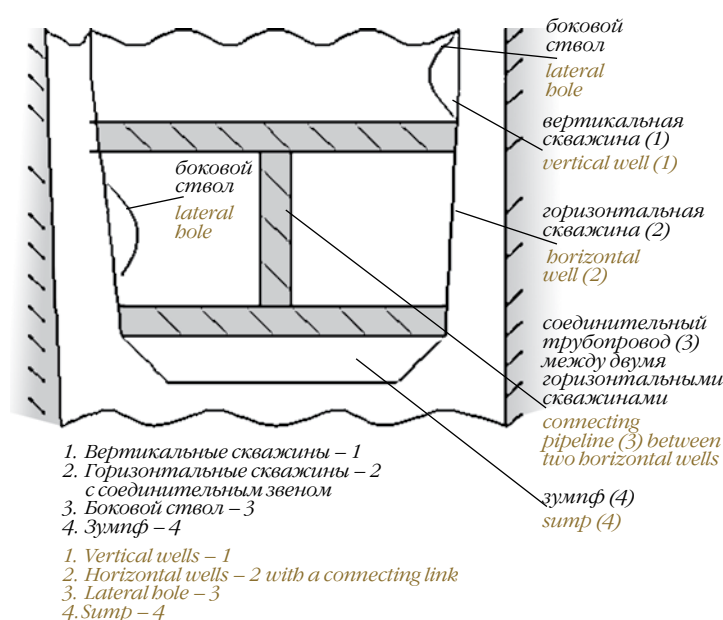


Рисунок 1 – Схематическое изображение вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пласта

Figure 1 – Schematics of oil well penetration to enhance oil recovery

4. The horizontal wells should be linked with the vertical wells to ensure the possibility to control the amount of formation fluid pumped through them.
5. In order to stimulate – at a certain distance from the vertical and horizontal wells – those sections of the pool with respect to which hydrocarbon reserves were calculated it is necessary to connect those sections using the lateral holes of the vertical and horizontal wells (4 and 5, Fig. 1).
6. The final part of that connection of vertical and horizontal wells ends in a sump.

This method is supposed to ensure successful enhancement of oil recovery without incurring considerable financial costs.

Development of the patent involved studying of regulatory and technical documents, standards, instructions and guidelines for the improvement of oil, gas and injection wells performance to enhance oil and gas recovery under various conditions as well as studying of foreign translated sources.

Let's consider a close-to-real case scenario.

Example. An oil well was drilled on a field in 2009. It has a depth of 3880 m, a diameter of the production string of 140 mm, a perforation interval from 3875 to 3880 m, a formation pressure of 42 MPa, and a terrigenous reservoir; the recoverable reserves are set at 14 million tons of oil, the initial oil flowrate is 130 t per day with a wellhead choke of 9 mm.

опыт его успешного применения на месторождениях России и Беларуси).

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ ЗАЯВКИ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Овнатанов С. Т., Карапетов, К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
2. Справочная книга по добычи нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974.
3. Гетлин Г. Бурение и заканчивание скважин (пер.). М.: Гостопиздат, 1963.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов, включающий бурение двух вертикальных скважин, расположенных одна от другой на расстоянии, равном расстоянию эксплуатационных скважин, принятом проектом разработки двух горизонтальных скважин, а также боковых стволов в зоне дренирования горизонтальных скважин, отличающийся тем, что зоны дренирования вертикальных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов в комплексе вертикальных, горизонтальных скважин, охваченных зоной действия интерферирующих скважин, будет достигнута максимальная нефтеотдача пластов, предварительно проверенная в элементе пластовой системы, заключенной в зоне комплексного гидродинамического действия вертикальных, горизонтальных скважин и боковых стволов нефтегазового месторождения, отличающегося тем, что предложенная блоковая система вскрытия нефтяных скважин и пластов позволяет с учетом наличия реальных параметров залежи определить важные параметры коллектора и пригодность внедрения методов и способов нефтеотдачи пластов в промышленных условиях.

(Авторы: И.Б. Буркинский, А.И. Кучерук, Ю.А. Балакиров)

АЛГОРИТМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДЛАГАЕМОГО ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. По согласованию с заказчиками и авторами проекта разработки месторождения намечается интервал перфорации и проводится вторичное вскрытие пластовой системы со всеми атрибутами заканчивания скважины.
2. Проводится бурение блоковых вертикальных скважин с расстоянием между скважинами, равным расстоянию между добывающими скважинами по проекту разработки.
3. Проводится бурение двух горизонтальных скважин внутрь блока с учетом гидравлической связи с вертикальными скважинами.
4. Между горизонтальными скважинами для возможности оптимизации производительности

After the introduction of the suggested technology of penetration by drilling the daily flowrate increased up to 180-190 t per day with a wellhead choke of 7 mm.

It is easy to deduce and is corroborated by calculations that due to the increased initial flowrate the final oil recovery will be increased up to 0.4–0.5 instead of the projected 0.2–0.3.

Most importantly, when ‘opening’ the lateral holes by drilling while preserving the necessary azimuthal angle, it is recommended to use coil tubing because only this kind of equipment can ensure the highest accuracy of the such complex operations (thankfully, such equipment has been successfully employed in Russian and Belarusian fields).

SOURCES USED DURING THE PREPARATION OF THE APPLICATION FOR THE INVENTION

1. Овнатанов С. Т., Карапетов, К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
2. Справочная книга по добычи нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974.
3. Гетлин Г. Бурение и заканчивание скважин (пер.). М.: Гостопиздат, 1963.

FORMULA OF THE INVENTION

This is a method of oil well penetration aimed at enhancing oil recovery that includes drilling of two vertical holes separated from each other at a distance equal to the distance between the production wells established in the project for the development of two horizontal wells and lateral holes in the drainage area of vertical and horizontal wells that is different in that within the drainage areas of vertical and horizontal wells and lateral holes in the cluster of vertical, horizontal wells in the effective area of interfering wells the highest possible oil recovery will be achieved and will be preinspected in the section of the reservoir enclosed in the area of complex hydrodynamic impact of vertical, horizontal wells and lateral holes of the oil-and-gas field that is different in that the proposed blocking system of penetrating oil wells and formations enables – given the availability of the real parameters of the pool – to determine important parameters of the natural reservoir and the feasibility of commercial introduction of oil recovery methods.

(By I. B. Burkinskiy, A. I. Kucheruk, Yu. A. Balarikov)

ALGORITHM FOR IMPLEMENTATION OF THE PROPOSED INVENTION

1. In consultation with the customer and authors of the project for the field development to establish a perforation interval and to carry out well completion.
2. To drill blocking vertical holes separated from each other at a distance equal to the distance between the production wells according to the development project.

- желательно установить промежуточный соединительный трубопровод.
5. Для раскрытия боковых стволов, соединенных с вертикальными и горизонтальными скважинами, в обязательном порядке используется колтюбинговая установка, чтобы выдержать азимутальный угол и войти в пластовую систему в нужном направлении, предусмотренную в проекте разработки месторождения, тем более что гибкая труба (колтюбинг) подводит бурильный инструмент непосредственно к «горловине» скважины.
 6. Надо отметить, что блоковая система разработки месторождения позволяет проводить и апробировать известные методы и способы нефте- и газодобычи пластовой системы непосредственно в испытываемых полигонах с учетом реальных условий разрабатываемого месторождения.

3. To drill two horizontal wells inside the block given the hydraulic connection with the vertical wells.
4. To install an intermediate connecting pipeline between the horizontal wells to ensure the possibility for performance improvement.
5. In order to open the lateral holes connected with vertical and horizontal wells it is mandatory to use coil tubing to maintain the azimuthal angle and to penetrate the formation system in the right direction, prescribed in the field development project, especially since the coil tubing feeds the drilling tool directly to the wellhead.
6. It should be noted that the blocking system of field development allows to conduct and to evaluate the known methods of oil and gas recovery directly at testing sites with account of the real conditions of the field under development.

колонка члена редсовета

editorial board column

Неуклонно повышать качество перфорации нефтяных и газовых скважин

Ю.А. БАЛАКИРОВ

Уважаемые коллеги, активные читатели журнала «Время колтюбинга»!

От качества проведенных работ по перфорации зависит дальнейшая жизнь и судьба нефтяных и газовых скважин. Думаю, что я Америку здесь не открыл.

Но часто эти «альма-матерные» истины выветриваются из нашей памяти. Поэтому я решил закрепить ваши знания о перфорации в виде «сухого остатка» – сравнительной характеристики потенциальных возможностей для пулевого и кумулятивного перфораторов в отдельности.

Итак, этот «сухой остаток» представлен в виде сравнительных таблиц 1 и 2.

Пулевая перфорация, которая наиболее часто применяется для вторичного вскрытия (таблица 1) и кумулятивная – для вторичного вскрытия пластов и скважин (таблица 2).

Сравнительный «конкурентный» анализ сделаете сами, уважаемые мои коллеги.

Часто пытаются применять перфораторы значительно меньшего диаметра, чем диаметр колонны, в которую они должны быть спущены. При этом пуля или кумулятивная струя должна затратить значительную энергию для прохождения слоя промывочной жидкости до встречи с поверхностью мишени. Этот эффект более вреден для кумулятивных перфораторов, чем для пулевых, и, безусловно, уменьшает глубину перфорационных отверстий.

Важнейшим фактором, влияющим на успешность перфорации, является тип жидкости, находящейся в скважине в момент перфорации. Значительное уменьшение притоков в скважину может быть обусловлено водоотдачей ►

Steadily Increasing the Quality of Perforation of Oil and Gas Wells

Yu.A. BALAKIROV

Dear colleagues, active readers of the Coiled Tubing Times!

The future of oil and gas wells depends on the quality of the performed operations. And I am sure it is a well-known fact.

But very often these truisms slip our mind. That is why I decided to solidify your knowledge about perforation and to provide performance comparison of potential capabilities of a gun perforator and a shaped-charge perforator.

This comparison is presented in the form of two comparative tables 1 and 2.

Gun fire perforation is most often used for completion (Table 1) and shaped-charge perforation is used for casing perforation (Table 2).

I invite you, my dear colleagues, to make a comparative 'competitive' analysis yourselves.

There is a recurrent trend to use perforators of a considerably smaller diameter than the diameter of the string they are lowered into. In such case the bullet or the shaped-charge jet has to spend considerable energy to penetrate the layer of flushing fluid before meeting the target surface. This effect is more harmful to shaped-charge perforators than to gun perforators and, certainly, decreases the depths of perforation holes.

One of the most important factors affecting the success of perforation is the type of the fluid present in the well during perforation. ►

из некоторых промывочных жидкостей. При этом может произойти полная или частичная закупорка перфорационных отверстий. Другие жидкости могут оказать отрицательное действие на породу, загрязняя интервал продуктивного пласта, вскрытого перфорацией. В большинстве случаев наиболее желательными жидкостями являются нефть, промывочная жидкость на нефтяной основе и соленая вода – в том порядке, в котором они указаны.

Целесообразно также производить перфорацию при давлении в стволе скважины меньше пластового давления. Однако эта практика по необходимости ограничена скважинами с низким пластовым давлением или скважинами с перманентным типом заканчивания. Многочисленные опыты показали, что при этом пропускная способность самих перфорационных отверстий падает значительно меньше [1].

Considerable reduction of in-flow rate can result from water loss from some of the flushing fluids. Complete or partial plugging of perforation holes can occur. Other fluids may adversely affect the formation by clogging the interval of the perforated productive formation interval. In most cases the desirable fluids include oil, oil-based flushing fluid and salt water – in the order they are listed.

It is also reasonable to perform perforation with the well bore pressure below the formation pressure. However, such practice is necessarily limited by wells with low formation pressure or wells in permanent completion. Numerous tests showed that the conductivity of such perforated holes decreased to a considerably lesser degree [1].

Таблица 1 / Table 1

Пулевые перфораторы / Gun perforators
1. Равная или большая глубина проникновения в мягкие и средние породы. 2. Максимальное растрескивание цементного камня и мягких пород. 3. Возможность полного селективного воспламенения отдельных зарядов. 4. Возможность регулирования глубины прострела в случае необходимости путем подбора типа пули. 5. Возможность применения в случае необходимости мощных перфораторов большого диаметра. 6. Дешевизна вследствие более низкой стоимости каждого заряда.
1. Equal or greater depth of penetration into soft or medium formations. 2. Maximum cracking of cement stone and soft formations. 3. Possibility of full selective ignition of individual charges. 4. Possibility to control the perforator bullet penetration if necessary by selecting the bullet type. 5. Possibility to use, if necessary, powerful perforators of larger diameter. 6. Cheaper due to lower cost of each charge.

Таблица 2 / Table 2

Кумулятивные перфораторы / Shaped-charge perforators	
1. Большая глубина отверстий в твердых породах и при нескольких обсадных колоннах. 2. Минимальное образование заусенцев в стенках обсадной колонны (улучшаются условия последующего спуска различных приборов в скважину). 3. Минимальное нарушение цементного кольца. 4. Возможность применения при перманентном заканчивании скважин. 5. Более широкий диапазон изменения температуры.	
1. Great depth of holes in solid formations and in case of several casing strings. 2. Minimal formation of fins in the walls of the casing strings (improves the conditions for consequent lowering of various tools into the hole). 3. Minimal damage to the cement sheath. 4. Possibility to use during permanent well completion. 5. Wider range of temperature changes.	
Перфораторы со стальным корпусом / Perforators with steel casing	Разрушающиеся перфораторы / Expendable perforators
1. Минимальное количество обломков в скважине после перфорации. 2. Полуселективное воспламенение зарядов. 3. Менее подвержены повреждениям при спуске в скважину.	1. Максимальное количество обломков в скважине. 2. Отсутствие свабирующего действия в скважине при подъеме кабеля. 3. Возможность применения более мощных зарядов для перфорации в открытом стволе. 4. Возможность перфорации под углом к оси скважины, от 90
1. Minimal amount of debris in the well after perforation. 2. Semi-selective charge ignition. 3. Less prone to damage during lowering into the hole.	1. Maximum amount of debris in the well. 2. No swabbing effect in the well when lifting the cable. 3. Possibility to use more powerful charged for perforation in the open hole. 4. Possibility to perforate at an angle to the well axis starting from 90 degrees

1. К. Гейтлин. Бурение и заканчивание скважин. М.: Гостоптехиздат, 1963.

Полезные советы при воздействии кислотой на матрицу терригенного коллектора

Считаю необходимым и полезным дать вам, уважаемые коллеги, некоторые рекомендации по воздействию кислотой на матрицу сложного терригенного коллектора нефтяного месторождения. Хочу особо подчеркнуть, что эта тематика слабо освещена в литературе и поэтому представляет большой научно-практический интерес, хотя в [1] частично затрагивается эта важная проблема. На рисунке 1 показано «дерево», или алгоритм решений для проектирования воздействия на матрицу терригенного коллектора, осложненного алевритами и глинами.

Критерии выбора флюида для воздействия: минералогический состав, механизмы нарушения эксплуатационных свойств пласта и удаления этого нарушения, петрофизика и условия в скважине.

На рисунке 1 сделана попытка схематически изобразить реагирование сложного терригенного коллектора при воздействии комплексом стимулирующих кислот.

Указанная схема будет полезной при проектировании процессов кислотного воздействия с обязательным использованием при воздействии колтюбинговых установок, потому что, как я неоднократно обращал внимание специалистов, только гибкая труба позволяет, что называется, «прямо в рот» преподнести к «горловине» скважины и пластовой системы нужные для процесса стимулирования притока углеводородов кислоты и химические материалы.

Формула для пересчета °C в °F: $t^{\circ}\text{C} = 0,556 (t^{\circ}\text{F} - 32)$.

Однако такая дифференциальная оценка физико-химического воздействия в отдельности по толщинам пласта может быть предоставлена только в том случае, когда залежь представлена более или менее выдержанной по литологофоциальным условиям продуктивных горизонтов. В этом отношении из этого дифференциального анализа результатов стимулирования притока нефти и газа из скважин могут выпасть месторождения Предкарпатъя, в основном сложенных из коллекторов – менилитов. Однако и здесь для дифференциального анализа (в отдельности по толщинам пласта) могут использоваться залежи с большой толщиной рассеянных в коллекторах углеводородов.

Промывка перед проведением процесса стимулирования производится с помощью дизельного топлива в количестве, которое зависит только от глубины скважины и не зависит от толщины обрабатываемого пласта:

при 1000 м – 18 м³;
при 2000 м – 36 м³;
при 3000 м – 50 м³;

Хочу пожелать вам успехов и удачи при использовании моих рекомендаций, уважаемые читатели нашего журнала.

Ваш Ю. Балакиров

Helpful Tips for Acid Stimulation of a Terrigenous Reservoir Matrix

I find it necessary and helpful, my dear colleagues, to give you a few tips for acid stimulation of the matrix of an oil terrigenous collector. I would like to emphasize that this topic is poorly covered in publications and is, therefore, of great scientific and practical interest, although there is one publication [1] that partly touches on this important topic. Figure 1 shows a solution tree or algorithm for designing stimulation of a terrigenous reservoir matrix having siltstone and shales.

The criteria for choosing the stimulation fluid include: the mineral composition, formation damage and damage control, petrophysics and well conditions.

The schematics will prove useful when designing acid stimulation with compulsory use of coil tubing equipment because, as I brought it to the attention of specialists on numerous occasions, only coil tubing is able to bring all acids and chemicals required for stimulation directly to the “filler opening” of the well or formation.

°C-to-°F conversion formula:
 $t^{\circ}\text{C} = 0.556 (t^{\circ}\text{F} - 32)$.

However such differential estimate of physical and chemical stimulation – separately by formation thickness – can only be given in case of a more or less mature field in terms of lithology and fossilization of producing horizons. In this regard the differential analysis of the oil and gas well stimulation results may not include Predkarpatye fields that are mainly composed of menilite reservoirs. Nevertheless, even in this case differential analysis (separately by formation thickness) can include fields with thick hydrocarbon layers dispersed in reservoirs.

Flushing prior to stimulation is performed using diesel fuel in the amount depending on the well depth and not on the thickness of the formation:

at 1000 m – 18 m³;
at 2000 m – 36 m³;
at 3000 m – 50 m³;

I hope, dear readers of our magazine, you will successfully use my recommendations.

*Sincerely yours,
Yu. Balakirov*

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Балакиров Ю. А., Бугай Ю. Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче». Киев: Гарант - Сервис, 2000.

Алевриты глины

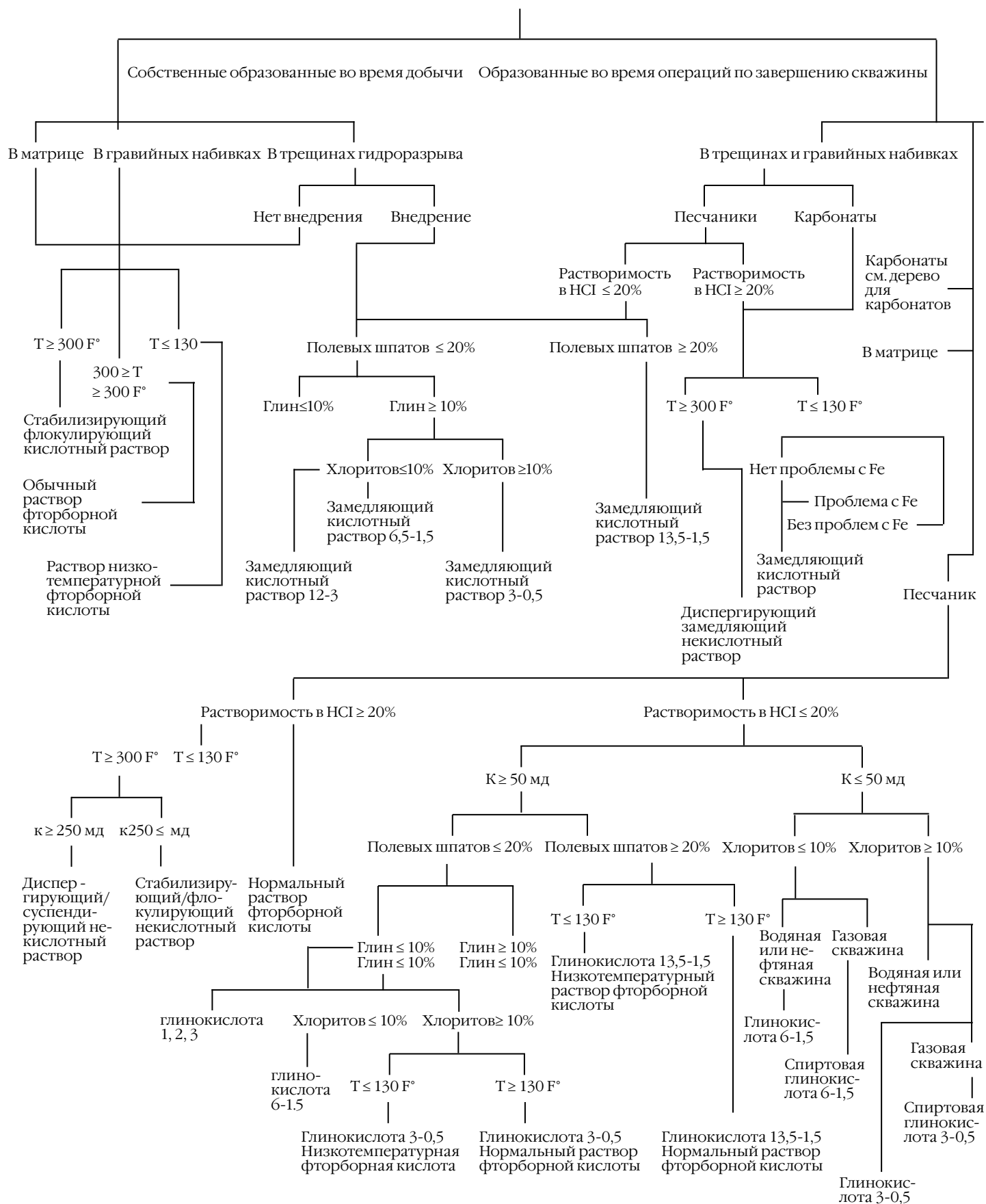


Рисунок 1 – Реагирование сложного терригенного коллектора при воздействии комплексом стимулирующих кислот

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%.

Колтубингом можно делать любую работу

Coiled Tubing Can Make Any Job Possible



Юрий Рафаилович СТЕРЛЯДЕВ

Родился 17 сентября 1962 года в д.Якимково Краснокамского района Башкирской АССР.

В 1986 году окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Получил квалификацию «горный инженер».

Трудовую деятельность начал в 1986 году в Альметьевском управлении буровых работ с должности помощника бурильщика ЭРБС. Последовательно занимал должности помощника бурового мастера, инженера-технолога ЦИТС.

С 1996 года – ведущий инженер (супервайзер) по контролю за бурением и капитальным ремонтом в НГДУ «Елховнефть».

С 1999 года – ведущий инженер по КРС и ПРС, ведущий инженер по бурению, заместитель начальника отдела по КРС и ПРС, начальник отдела по КРС и ПРС в инженерном центре ОАО «Татнефть».

С 2002 года – начальник отдела КРС – заместитель начальника управления по ремонту скважин и ПНП в ОАО «Татнефть».

С 2008 года – первый заместитель директора – главный инженер в ООО «Татнефть-РемСервис».

С 28.09.2012 – исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»

Неоднократно награждался почетными грамотами и удостоивался почетных званий.

Почетный нефтяник ОАО «Татнефть» (2011).

Почетный нефтяник Министерства энергетики РФ (2012).

Заслуженный нефтяник Республики Татарстан (2012).

Yury STERLYADEV

He was born on the 17th of September 1962 in the village of Yakimkovo, Krasnokamsky rayon, Bashkir ASSR.

In 1986 he graduated from Ufa Petroleum Institute specializing in 'oil and gas well drilling' and received the qualification of 'mining engineer.'

He started working in 1986 at Almeteyevsk Department for Drilling Operations as exploration and production well driller assistant. He then held positions of drilling foreman assistant, process engineer of central engineering-technological services.

Starting from 1996 he worked as the leading engineer (supervisor) for monitoring well drilling and workover at the Oil and Gas Production Department of 'Elkhovneft.'

From 1999 he worked as the leading engineer for well workover and wireline operations, leading engineer for drilling, deputy director of the Department for Well Workover and Wireline Operations, director of the Department for WW and WL Operations at the Engineering Center of OJSC 'Tatneft.'

From 2002 he was head of the Well Workover Office, deputy director of the Department for Well Workover and Enhanced Oil Recovery at OJSC 'Tatneft.'

In 2008 he was appointed first deputy director, chief engineer at 'Tatneft-Remservis.'

In September 28, 2012, he was appointed executive director for management at 'Tatneft-AktyubinskRemServis,' deputy director at 'Tatneft-RemServis.'

He was awarded certificates and titles of honor on numerous occasions.

'Honorary petroleum expert' of 'Tatneft' awarded in 2011.

'Honorary petroleum expert' of the Ministry of Power Engineering of the Russian Federation awarded in 2012.

'Honored petroleum expert' of the Republic of Tatarstan awarded in 2012.

Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с Ю.Р. Стерлядевым, исполнительным директором ООО «Татнефть-АктыубинскРемСервис».

Время колтюбинга: Юрий Рафаилович, кто важнее в, образно выражаясь, двоичном коде нефтегазового сервиса: подрядчик или заказчик?

Юрий Стерлядев: Часто можно услышать, что сервис – движущая сила нефтегазовой промышленности. Однако без заказчиков, без их желания привлекать новые технологии и вкладывать средства сервисные компании не могут развиваться. Поэтому не совсем правильно говорить, что сервис – главный двигатель прогресса в отрасли. Да, сервисная компания – генератор идей, но эти идеи могут воплотиться только при условии финансирования. Роль заказчика первична и огромна, как минимум соотношение усилий заказчика и подрядчика должно быть 50:50.

ВК: В Вашей компании оперативно внедряются и успешно используются, в частности, колтюбинговые технологии. Что мешает большинству других отечественных сервисных компаний идти в ногу с Вашей?

Ю.С.: Еще не все в России осознали, что колтюбинг – это переворот, поэтому пока колтюбинговые технологии развиваются не такими темпами, какими они должны были бы развиваться. Почему так происходит? Опять же, потому, что заказчик часто недопонимает собственной выгоды в силу как объективных, так и субъективных причин. Сегодня колтюбинг присутствует в самых передовых технологиях, практически во всех направлениях нефтесервиса.

ВК: В каких в первую очередь?

Ю.С.: Сейчас в мире не менее 70 процентов от всех скважин бурится горизонтально. Сегмент исследования горизонтальных скважин растет и будет продолжать увеличиваться. А без колтюбинга исследовать горизонтальные скважины практически невозможно. Колтюбинг также позволяет оптимизировать затраты при ремонте скважин.

ВК: Есть еще внутрискважинные трактора, с помощью которых тоже доставляют приборы в горизонтальные скважины.

Ю.С.: Трактор есть трактор, толком у нас в России эту технологию никто не видел, а кто видел – не работает или работает плохо. А на колтюбинге исследования реально делают многие. Например, мы в первом квартале 2013 года провели исследования на 10 горизонтальных скважинах, приборы доставлялись с помощью гибкой трубы.

ВК: Установка какого класса была задействована?

Ю.С.: Легкая – «десятка» производства СЗАО «ФИДМАШ». В настоящее время в Татарстане ►

‘Coiled Tubing Times’ Journal correspondent talks with Yuriy Rafailovich Sterlyadev, the executive director of ‘Tatneft-AktyubinskRemServis’ Company.

Coiled Tubing Times: Yuriy Rafailovich, who is more important – if expressed by the binary code of oil and gas service – the contractor or the customer?

Yury Sterlyadev: You can often hear that service is the driving force of oil and gas industry. However, without customers and their willing to employ new technologies and invest funds, service companies cannot develop. That's why it is not quite right to say that service is the main driver of progress in the sector. Admittedly, a service company is a source of ideas but those ideas can only be implemented if backed up financially. The customer's role is of ultimate and enormous importance – at least the customer's and contractor's efforts ratio should be 50:50.

CTT: Your Company promptly introduces and with particular success uses coil tubing technologies. What prevents most other domestic service companies from keeping pace with yours?

Yu.S.: Not everybody in Russia has yet realized that coil tubing is a breakthrough technology, hence the pace of coil tubing technology development is not at the level it should be. Why is it so? Again, the customer often does not fully comprehend the benefits due to both objective and subjective reasons. Today coiled tubing is employed in most advanced technologies and virtually in all areas of oilfield services.

CTT: What are the main areas?

Yu.S.: Currently at least 70 percent of all wells in the world are drilled horizontally. The segment of horizontal well surveying keeps on expanding. And it is almost impossible to survey horizontal holes without coiled tubing. Coiled tubing also allows to increase the cost efficiency of well workover.

CTT: There are downhole tractors which also deliver tools into horizontal wells.

Yu.S.: A tractor is a tractor and barely anybody in Russia has seen or properly employed this technology, while coiled tubing-based surveys are performed by many. For example, in the first quarter of 2013 we carried out surveys of 10 horizontal wells where tools were delivered with coiled tubing.

CTT: What class of installations did you use?

Yu.S.: Light one – class ‘ten’ produced by NOV Fidemash. At present quite a lot of horizontal wells are drilled in Tatarstan. In 1989, when I was a ►

бурится достаточно много горизонтальных скважин. В 1989 году, я тогда работал буровым мастером, моя бригада совместно со специалистами компании Baker Hughes пробурила две горизонтальные скважины. Тогда это было в диковинку. Колтюбинга в России еще не было. И на Западе он только начинал развиваться. А сегодня бурение горизонтальных скважин является отправным этапом многих прогрессивных технологий.

БК: Например?

Ю.С.: В мае прошлого года в компании «Татнефть» проводилось обучение специалистов по гидравлическому разрыву пласта. В качестве лектора выступил доктор Али Данеши из США, один из крупнейших специалистов по ГРП в мире, владеющий огромным опытом в области проведения большеобъемных, многозонных и других видов ГРП в различных геологических условиях. Основной акцент его лекции был сделан на необходимости бурения горизонтальных, а не наклонно-направленных скважин, с последующим проведением ГРП. Данеши рассказал, что в США и Канаде бурится горизонтальный ствол большой протяженности и на его протяжении через определенные интервалы делается несколько гидроразрывов. В результате многократно увеличивается площадь фильтрации, а дебит увеличивается в разы. Разработана технология, согласно которой сначала ставятся разбухающие пакеры, отсекающие водоносные зоны, а потом сбросом шаров правильного диаметра открываются порты в эксплуатационной колонне и делают разрывы. В России эту технологию уже применяют, и очень успешно. Колтюбингом можно делать любую работу, разве что, кроме ликвидации очень сложных аварий. Так что колтюбинг – это не технология. Это средство доставки любой технологии.

БК: На ум приходит аналогия со спутником и ракетой как средством доставки.

Ю.С.: Это на самом деле так. Например, такая технология, как цементировочные работы, в которой тоже задействован колтюбинг. Мы сейчас эту технологию широко применяем, но пока мало кто ее освоил. Например, компания «Урал-Дизайн» развивается и уже тоже владеет этой технологией. Они уже делают чистую ликвидацию. Правда, в отличие от нас работают обычным методом. А у нас поточный метод – конвейер.

БК: Расскажите об этом методе подробнее.

Ю.С.: При этом методе участвуют традиционные бригады КРС и ПРС, бригада колтюбинга, геофизическая партия и каждая бригада делает свою операцию. Мы сделали свою работу, отъехали, следующая бригада подходит, работает, чтобы скважина не простаивала. В итоге – конвейер.

БК: Только в классическом варианте продукция

drilling foreman my team together with specialists from Baker Hughes drilled two horizontal wells. At that time it was a novelty. Coiled tubing hadn't been yet introduced in Russia. And it had just begun developing in the West. And today drilling of horizontal wells is a starting point of many progressive technologies.

CTT: Such as?

Yu.S.: Last May Tatneft held training for specialists in hydraulic fracturing. Lectures were given by the US Dr. Ali Daneshi, one of the world's biggest experts in hydraulic fracturing with huge experience in performing large-scale, multizone and other types of hydraulic fracturing in various geological conditions. In his lectures he focused on the necessity to drill horizontal wells instead of controlled directional wells with further hydraulic fracturing. Dr. Daneshi said that companies in the US and Canada first drilled a very long horizontal hole and along its length with certain intervals they made several hydraulic fractures. That results in manifold increase of filtration area and the flow rate. A technology was developed according to which you first install swellable packers, arrange cut-off water bearing zones and then you open ports in the production string by dropping balls of the required diameter and make fractures. In Russia this technology is already in use and is quite successful. Coiled tubing can make any job possible with the probable exception of serious disaster damage control. Thus, coiled tubing is not a technology but a means of delivering any technology.

CTT: It brings to mind satellites and rockets as a delivery vehicle.

Yu.S.: It does indeed. For instance, there is such technology as cementing operations which also involves coil tubing. At present we use this technology extensively but few have mastered it. For example, Ural-Design Company is making headway and already using this technology. They already do clean disposal. But unlike us they use a standard method. And we employ a flow-line method – a conveyor.

CTT: Can you give any details?

Yu.S.: This method involves traditional well workover and wireline operations teams, a coiled tubing team, a geophysical crew and each crew performs its operation. When we are done, we leave and the next crew immediately takes over to ensure that the well does not shut down. This results in a conveyor.

CTT: When the standard method is used the products move from operation to operation whereas in your case it's the other way round.

движется от операции к операции, а у Вас наоборот.

Ю.С.: Да. Поточный метод в нефтесервисе – это тоже, на мой взгляд, технология будущего.

БК: А как Вы относитесь к колтюбинговому бурению?

Ю.С.: Нормально отношусь. Пока мы у себя эту технологию не развиваем, потому что у нас твердые породы, более абразивные, чем в Америке и, конечно, в наших условиях не будет таких скоростей проходки, как за океаном. Но в перспективе надо попробовать. «Белоруснефть» – молодцы, они успешно пробуют бурить колтюбингом.

БК: Будет ли, на Ваш взгляд, колтюбинговое бурение развиваться в России?

Ю.С.: Время еще не пришло. Пока наблюдаются недопонимание заказчиков, неумение доказать эффективность и недостаточная настойчивость подрядчиков. На мой взгляд, перспективно также совмещение технологий для бурения: подъемный агрегат и колтюбинговый агрегат. Надо пробовать разные варианты и развивать удачный опыт. И не забывать о том, что даже самые многообещающие проекты в начальной стадии часто бывают unsuccessful. Только настойчивость позволяет идти вперед.

БК: В печати появлялась информация, что компания «Татнефть» с помощью технологии многозонного ГРП в протяженном горизонтальном стволе планирует добывать нефть. Прокомментируйте, пожалуйста.

Ю.С.: Это политический вопрос, который находится в компетенции руководства компании «Татнефть».

БК: «Татнефть-АктюбинскРемСервис» владеет самым широким, наверное, спектром технологий нефтегазового сервиса среди российских сервисных компаний. Вы непрерывно идете вперед. Какие задачи Вы собираетесь решать в ближайшее время?

Ю.С.: Планируется повышать объемы работ на горизонтальных скважинах. В «Татнефти» быстрыми темпами развивается ГРП. Если пять лет назад делали 120–130 ГРП в год, то в этом году будет сделано более 600 гидроразрывов. Поэтому предстоит много операций по вымыванию проппанта – ведь точно рассчитать дизайн ГРП практически невозможно. Большая ставка у нас на применение жидкого азота. Очень большой упор делаем на цементировочные работы с колтюбингом, на водоизоляционные работы. И я надеюсь, что колтюбинговое бурение мы все-таки попробуем.

БК: Успехов Вам! ☺

Вела беседу Марина Жукова, «Время колтюбинга»

Yu.S.: Indeed. A flow line method in oilfield services is also, in my opinion, a technology of the future.

CTT: What is your opinion about coiled tubing drilling?

Yu.S.: It is positive. We have not developed this technology yet because we have solid rocks that are more abrasive than in America and, of course, drilling rates under our conditions won't be as high as overseas. But it is worth trying. Belorusneft Company deserves mentioning here – they have successfully implemented coiled tubing drilling.

CTT: Do you think coiled tubing drilling in Russia will expand?

Yu.S.: The time has not yet come. We can still see lack of understanding among customers, and inability to prove the efficiency and insufficient insistence among contractors. In my opinion, it is feasible to combine drilling technologies: the hoist unit and the coiled tubing unit. We need to try out different options and to build on successful experience. Also, we should not forget that even most promising projects are often unsuccessful in the initial stage. Only insistence allows to move forward.

CTT: There is information in the press that Tatneft Company plans to extract oil using multizone hydraulic fracturing in a long horizontal hole. Could you, please, comment on this?

Yu.S.: It is a policy issue which is within the competence of Tatneft's management.

CTT: Tatneft-AktuybinskRemServis has, probably, the most extensive range of gas and oilfield service technologies among Russian service companies. You are relentlessly moving forward. We are the tasks you plan to achieve in the near future?

Yu.S.: We plan to increase the scope of work on horizontal holes. Tatneft is developing hydraulic fracturing at a fast rate. While five years ago we performed 120 to 130 hydraulic fractures per year, this year we are going to make over 600 hydraulic fractures. So we'll have a lot of operations on proppant washing out since it is virtually impossible to accurately calculate the hydraulic fracturing design. We count on using liquid nitrogen and place emphasis on cementing operations with coiled tubing, water shut-off treatment. And hopefully we'll try out coiled tubing drilling.

CTT: Good luck! ☺

Interview by Marina Zhukova, Coiled Tubing Times



По вопросам
бронирования
стендов и
спонсорства
обращайтесь к менеджеру
по телефону:
+7 495 937 6861 доб. 127

КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ И АРКТИКЕ 2013

Москва, 15–17 октября 2013 года

- Свыше 1400 участников более чем из 26 стран (AEE 2011)
- Крупнейшая в России техническая Конференция и выставка SPE, посвященная разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике
- 3-х дневная выставка, на которой лидеры и инновационные компании нефтегазового рынка представят новейшие технологии в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений
- Уникальная возможность участия для молодых инновационных компаний – «Инкубатор технологий»
- Зона науки и знаний

www.arcticoilgas.com

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

СПОНСОРЫ МЕРОПРИЯТИЯ:



Реклама



ООО «Ямал Петросервис»

ГИС на ГНКТ

МЫ ЭТО ДЕЛАЕМ

КАЧЕСТВЕННО, ОПЕРАТИВНО, НАДЕЖНО



Предоставляем услуги:

- Промыслово-геофизические исследования горизонтальных / субгоризонтальных скважин без их глушения (остановки) любых видов сложности с регистрацией и интерпретацией геофизических данных с забоя скважины в режиме «он-лайн».
- доставка в горизонтальную / субгоризонтальную часть скважины любого оборудования и аппаратуры, в том числе прострелочно-взрывной аппаратуры для ликвидации прихвата бурового инструмента.
- Отбор проб в работающей горизонтальной части ствола скважины.
- Гироскопическая инклинометрия горизонтальных скважин.
- Промывка (осушка) горизонтальной / субгоризонтальной части ствола скважин.

Опыт работы:

- более 180 скважин-операций за последние 2.5 года

Контакты:

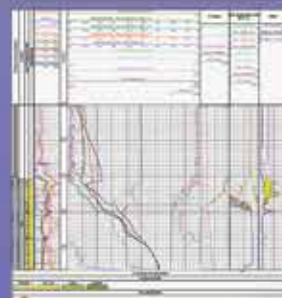
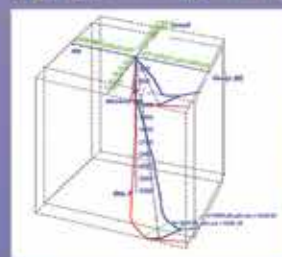
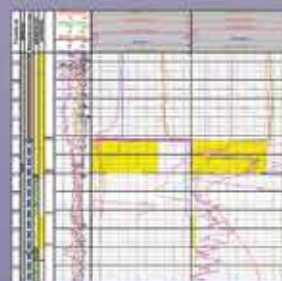
127422, г.Москва, Дмитровский проезд, д.10

телефоны: 8-495-748-18-12, 8-349349-11-23

E-mail: geocoil@yamalpetroservice.ru,

office@yamalpetroservice.ru

www.ya-ps.ru



Будем развивать передовые технологии в России!

Let's Develop Cutting-Edge Technologies in Russia!

Павел Иванович ПОПОВ родился 11 июля 1965 года в городе Нефтекумске Ставропольского края.

В 1987 году окончил нефтегазопромысловый факультет Тюменского индустриального института по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Получил квалификацию «горный инженер».

В 1999 году окончил Академию народного хозяйства при Правительстве РФ. Получил квалификацию «менеджер высшей категории».

Трудовую деятельность начал в 1987 году в должности помощника бурильщика в Тарасовском управлении буровых работ. Работал бурильщиком, технологом, помощником бурового мастера, инженером, зам. начальника геологического отдела на ряде нефтедобывающих предприятий Западной Сибири.

С 1997 года – главный инженер ОАО «Пурнефтеотдача».

С 2004 года – исполнительный директор – директор ООО «Нефтегазтехнология».

Лауреат премии Правительства РФ 2001 года «За разработку и промышленное внедрение новых технологий ГРП с использованием гелеобразных рабочих жидкостей на водных и углеводородных основах».

Время колтюбинга: Павел Иванович, расскажите о Вашей компании.

Павел Попов: Компания «Нефтегазтехнология» была создана в 2001 году с целью внедрения на территории Российской Федерации новейших российских и зарубежных технологий, направленных на повышение отдачи пластов и интенсификацию добычи углеводородов. Основной регион деятельности компании – Ямало-Ненецкий АО, офис расположен в городе Новый Уренгой. Наши ключевые заказчики: «Газпром», «Роснефть», «Георесурс», «Бургаз», «НОВАТЭК». В компании занято свыше 30 сотрудников.



Pavel POPOV was born on July 11, 1965 in Neftekumsk, Stavropol Territory of Russia.

1987 – graduated from the Oil&Gas Department of Tumen Industrial Institute majoring in “drilling of oil and gas wells”. Qualification received: “mining engineer”.

1999 – graduated from the Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration. Qualification received: “top manager”.

1987 – started professional career as an assistant driller in Tarasov drilling office. Worked as a drill operator, process engineer, master borer assistant, engineer, and deputy head of the geology department at a number of oil production enterprises of Western Siberia.

Since 1997 – chief engineer at ОАО Purnefteotdacha.

Since 2004 – CEO-Director of ООО Neftegaztehnologiya.

Laureate of the prize of the Russian government (2001) “For development and commercialization of new HF technologies involving the use of gelatinous water and hydrocarbon-based fracturing fluids”.

Coiled Tubing Times: Pavel Ivanovich, tell us, please, about your company.

Pavel Popov: Neftegaztehnologiya was founded in 2001 in a bid to implement in the Russian Federation some of the newest Russian and foreign technologies designed to boost the production performance and stimulate the extraction of hydrocarbons. Our main area of operation is Yamal-Nenets Autonomous Region, while our office is located in the town of Novy Urengoy. Our key customers are: Gazprom, Rosneft, Georesurs, Burgaz, and NOVATEK. The company employs over 30 people.

ВК: «Нефтегазтехнология» славится как компания-первопроходец, рассказ о многих достижениях которой можно начать со слова «впервые». Какие основные вехи в истории компании Вы бы отметили?

П.П.: В 2002 году впервые в истории разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения под руководством ведущих специалистов «Нефтегазтехнологии» были проведены ГРП на четырех эксплуатационных неокотовских и одной поисковой ачимовской скважинах. Спустя два года наша компания адаптировала технологию ГРП на Уренгойском месторождении в нефтяных скважинах в условиях АНПД, параллельно решая задачи изоляции негерметичности эксплуатационных колонн в интервалах водоносных горизонтов. В 2005–2007 годах по заказу ООО «Бургаз» нами были успешно выполнены работы по интенсификации более 25 поисково-разведочных скважин на юрские и ачимовские отложения на месторождениях Большого Уренгоя и Ямбурга. В 2007–2008 годах впервые на месторождениях ЯНАО были проведены опытно-промышленные работы по внедрению технологии радиального вскрытия на терригенных коллекторах. Последние два года наша компания выполняет азотное освоение и вывод на режим газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин Уренгойского и Ямбургского нефтегазоконденсатных месторождений в условиях АНПД.

ВК: В названии компании – ООО «Нефтегазтехнология» – ключевая часть, конечно же, «технология». Какие основные технологии Ваша компания предлагает заказчикам?

П.П.: Наша миссия не предлагать к использованию технологии, стоящие в арсенале компании, а поскольку мы инжиниринговая компания, привлекать для решения промысловых задач те технологии, которые наиболее актуальны для недропользователя в текущем периоде, решая при этом вопросы логистики, адаптации технологий, финансирования. Перечень технологий известен – гидроразрыв пласта, радиальное вскрытие пласта, обработка призабойной зоны, очистка трещины ГРП, технологии вызова притока и отработки скважин, в том числе азотное освоение скважин и технологии с применением колтюбинговых установок, ремонтно-изоляционные работы, очистка забоя скважины от пропанта после ГРП без создания циркуляции, химические и волновые методы воздействия на пласт...

ВК: Есть информация, что Ваша компания сама разрабатывает технологии и некоторые виды оборудования для уникальных работ.

П.П.: Не то чтобы разрабатывает. Мы привлекаем передовые технологии и передовой опыт работ, участвуем в промысловых разработках, проводим инженерное осмысление проводимых работ,

CTT: Neftegaztekhnologiya is famous as a pioneering company, for when speaking about any of its achievements one cannot help using the words “for the first time ever”. What are the major landmarks in the company’s history?

P.P.: In 2002, for the first time in the history of development of Yamburg gas condensate field, Neftegaztekhnologiya’s top engineers supervised hydraulic fracturing (HF) operations at 4 Neocomian production wells and one Achimov wildcat well. Two years later our company adapted the HF technology at Urengoy oil wells in abnormal low pressure (ALP) conditions simultaneously solving tasks related to isolation of leaking production strings within water-bearing formation intervals. During 2005–07, under ООО Burgaz order, we successfully completed the stimulation of 25 wildcat wells drilled amid Jurassic and Achima sediments at Bolshoy Urengoy and Yamburg fields. During 2007–08, for the first time ever YANAO fields became the subject of a pilot project designed to implement the radial drilling technology at terrigenous reservoirs. Over the last two years our company has been engaged in nitrogen well testing and bringing the gas, gas condensate and oil wells of Urengoy and Yamburg oil and gas condensate fields onto stable production in ALP conditions.

CTT: I bet “tekhnologiya” (technology) is the key part in your company’s name – ООО Neftegaztekhnologiya. What are the main technologies that your company offers to its customers?

P.P.: Our mission is not to offer technologies already used by the company, and since we are an engineering company whenever we deal with complex industrial tasks we seek to employ such technologies that would be most relevant for the subsoil user in the current period, while also solving logistics, technology adaptation and financial issues. The list of technologies is well known – hydraulic fracturing, radial drilling, bottom hole treatment, cleanup of HF fissures, stimulation treatment and well testing technologies, including nitrogen well testing and coiled tubing technologies, squeeze cementing, post-HF bottom hole cleaning without circulation, as well as chemical and wave methods of formation stimulation...

CTT: There is information that your company develops its own technologies and some types of equipment for unique operations.

P.P.: I can’t say that we really develop something unique. We simply assimilate advanced technologies and best practices, participate in commercial R&D efforts, carry out engineering analyses of field operations, utilize the achievements of industrial and academic science. If some technology fails to do the job we try to find out why it happened. We rarely

подключаем к данным проектам отраслевую промышленную и академическую науку. Если какая-то технология не срабатывает, мы ищем ответ на вопрос «почему?». Разработкой «железа» как такового мы занимаемся редко. В основном это идеи, воплощенные в расчеты и эскизы, передаваемые в КБ для выпуска опытных образцов. Что касается жидкостей глушения, кислотных составов для химических обработок скважин, то обращаемся к корифеям отечественной промышленной химии, например в ЗАО «Химеко ГАНГ», где получаем необходимые консультации и обмениваемся информацией. В случае необходимости проводятся лабораторные тесты. Ведь почему кислотные обработки не всегда приводят к ожидаемым результатам? Потому что часто к этим обработкам относятся стандартно, используя основной набор – соляная и глиноуксусная. Но ведь есть разные ситуации, когда, например, нужно минимизировать воздействие кислотных составов на цемент – здесь стандарт не подойдет. Поэтому в каждом конкретном случае нужно сначала изучить геолого-техническую ситуацию, подобрать и адаптировать технологию, а не наоборот: у нас есть какая-то кислота, мы сейчас ее закачаем и получим результат. И получают – воду!

ВК: Специалистами Вашей компании был проведен первый в истории ГРП на поисковой скважине Ямбургского месторождения. Расскажите подробнее об этой работе.

П.П.: Гидроразрывы на поисково-разведочных скважинах проводились и ранее, чаще всего с целью интенсификации при опытно-промышленной разработке участка залежи. Но здесь речь идет конкретно о рынке «Газпрома», о понимании ГРП как способа получения информации об объекте испытания. Без инициации методом ГРП объектов испытания низкопроницаемых коллекторов, которыми являются перспективные залежи ачимовских и юрских отложений месторождений севера ЯНАО, невозможно однозначно получить информацию о насыщении и добычных характеристиках объектов испытания.

ВК: Какой ГРП проводится на такой скважине: обычный или большеобъемный?

П.П.: Он не должен быть большеобъемный – ведь нам нужно получить о пласте информацию. Примерно тонна-полторы пропант на метр вскрытой мощности. Здесь все индивидуально, зависит от проницаемости пласта. Общих стандартов нет. Задача: сделать локальный ГРП, который принесет процентов 70 от потенциально возможного прироста дебита.

ВК: Расскажите о технологии азотного освоения и вывода на режим скважины в условиях АНПД.

П.П.: Когда мы выходили в 2012 году на уренгойский рынок, была получена неподтвержденная документально информация о ранее проводимых

develop “hardware” as such. These are mainly ideas translated into calculations and drawings that we hand over to the design office team that uses them as a basis for industrial prototypes. As far as killer liquids and acidic compounds for chemical well treatment are concerned, we turn to the domestic industrial chemistry gurus, e.g. ZAO Himeko GANG, where we get the necessary consultations and exchange information. Corresponding lab tests are performed if needed. Indeed, why acid treatment doesn't always deliver the expected results? The thing is that companies often take a standard approach to acid treatment using such staples as hydrochloric acid and mud acid. Yet, there are different situation when, for instance, one needs to minimize the impact of acidic compounds on the cement. Standard methods won't do here. Therefore, in each particular case one needs to carefully study the geological and technological situation and then choose and adapt a suitable technology – not the other way around: get a random acid, pump it into the well and expect some results. In this case, you'll get only water!

CTT: Your company's experts have performed the first ever HF at the wildcat well of Yamburg field. Please, tell us in more detail about this project.

P.P.: Hydraulic fracturing at wildcat wells has been performed before, largely for well stimulation purposes in the course of pilot commercial development of some prospective section of an oil, gas or gas condensate field. But here we are talking specifically about Gazprom's market, about HF as a means of obtaining information about the test object. Without initiating the test objects of low-permeability gas reservoirs – represented in this case by prospective deposits of Achimov and Jurassic sediments in northern YANAO – using the HF method one cannot obtain accurate information about the saturation and production characteristics of the test objects.

CTT: What kind of HF is performed at such a well: regular or large-volume?

P.P.: It shouldn't be large-volume HF because we need to get information about the reservoir. It takes approximately from one to one and a half tons of propping agent per meter of penetrated thickness. Everything is individual here and depends on the in-place permeability. There are no general standards. The task is to perform local HF that will deliver about 70 percent of the potential flow rate increase.

CTT: Tell us about nitrogen well testing and techniques of bringing the well onto stable production in ALP conditions.

P.P.: When we were entering the Urengoy market in

подобных работах иностранной компанией. Попытки найти информацию в архивах недропользователя не привели к результату. Поэтому могу рассказать о том, что делали именно мы. В рамках договора с ООО «Георесурс» наша компания привлекла две зарубежные компании для выполнения работ по очистке скважин от проппанта после ГРП и вызову притока с использованием криогенного азота. ООО «Нефтегазтехнология» проводила инженерное сопровождение работ, отработку скважин на факел, сдачу скважин недропользователю и отвечала за весь комплекс работ по освоению после ГРП. Совместными усилиями компаний – участников проекта проводилась адаптация технологии азотного освоения с колтюбинга и вывода скважин на режим. Она принесла положительные результаты. И ни у кого не осталось сомнения в правильности выбора азотной технологии освоения с колтюбинга. Мы знаем, что газовые и газоконденсатные месторождения Большого Уренгоя и Ямбурга разрабатываются на истощение, история эксплуатации насчитывает не один десяток лет, месторождения находятся на последней стадии разработки. Соответственно, идет значительное снижение пластовых давлений. Разницу между пластовым и гидростатическим давлением нужно компенсировать азотной технологией. До прихода зарубежных компаний и до работы «Нефтегазтехнологии» на этом рынке действовали азотные установки мембранного типа, у которых много недостатков и единственное достоинство – не надо заботиться о том, где брать азот. Однако расходы мембранных установок не могли обеспечить динамичную и полноценную очистку скважины от проппанта и вывод их на режим. Технология, которую применили мы вместе с зарубежными компаниями, существует на нефтяном рынке России уже более пяти лет, но она применяется в условиях пластовых давлений, близких к гидростатическому. Мы же совместно с партнерскими компаниями впервые успешно применили ее в условиях АНПД. Правда, еще прошло недостаточно времени для полноценного внедрения этой технологии, осталось еще много вопросов, которые мы намерены решать.

ВК: В арсенале Вашей компании – использование такой прогрессивной технологии, как радиальное вскрытие пласта. Хотелось бы услышать и о ней.

П.П.: Технология радиального вскрытия пласта появилась на российском рынке в 2005 году, по крайней мере, тогда мы о ней узнали в связи с приходом на рынок компании Radial Drilling Services. Мы вошли с данной компанией в договорные отношения и предложили Radial Drilling Services провести работы на терригенных коллекторах месторождений ЯНАО. В 2007 году, в связи с отсутствием в России установки для работ на глубинах свыше 1500 м, мы проводили работы на двух газовых

2012 we received undocumented information about similar operations earlier performed by a foreign company. Our attempts to dig up more information in the subsoil user's archives proved futile. That is why I can tell you only about the things we did ourselves. Under the contract with ООО Georesurs our company subcontracted two foreign companies to clean up the wells from the propping agent after the HF and to initiate the flow using cryogenic nitrogen. ООО Neftegaztekhlogiya was in charge of engineering support, well flaring, commissioning of wells to the subsoil user and held responsibility for the entire set of operations related to post-HF well testing. Companies involved in the project joint their efforts to adapt the technology of using coiled tubing for nitrogen well testing and for bringing wells onto stable production. It yielded positive results. After that no one had any doubts about the correctness of the decision to use coiled tubing-based nitrogen well testing technology. We know that Bolshoy Urengoy and Yamburg gas and gas condensate fields are nearly depleted after years of active exploitation. As a result – the fields are entering the final phase of development. So, naturally, the reservoir pressure gets significantly lower. The difference between the reservoir and hydrostatic head pressure has to be compensated using nitrogen technology. Before the arrival of foreign companies and Neftegaztekhlogiya this market was dominated by membrane-type nitrogen systems that have a lot of drawbacks and only one advantage – one does not need to worry where to get nitrogen. However, membrane systems could not ensure the dynamic and complete cleanup of wells from the propping agent and bring them onto stable production. The technology employed by foreign companies and Neftegaztekhlogiya has existed on Russia's oil market for over 5 years now but it is used in conditions when the reservoir pressure is close to the hydrostatic head pressure. Contrastingly, together with our partners we managed to use this technology in ALP conditions for the first time. Nonetheless, it is too early to speak about full-fledged introduction of this technology since there are still a good many issues that we intend to address.

СТТ: Your company wields such a progressive technology as radial formation drilling. Could you tell us a few words about it?

P.P.: Radial formation drilling technology appeared on the Russian market back in 2005, or at least we learned about it then just as Radial Drilling Services entered the market. We signed a contract with this company and offered Radial Drilling Services to implement a radial drilling project at terrigenous reservoirs of YANAO fields. In 2007, due to the absence of equipment suitable for working at depths of 1500 m and below in Russia we conducted

скважинах Уренгойского месторождения на глубинах до 1200 м. Доказано всем сомневающимся, а таких было немало, что гидромониторная проводка боковых стволов технически выполнима. Однако радиальное вскрытие пласта для месторождений региона наиболее актуально на глубинах до 3000 м. Возможность провести такие работы появилась в 2008 году с приходом в Россию соответствующей установки Radial Drilling Services. На ряде нефтяных и газоконденсатных скважин было проведено 35 радиальных стволов, три ствола из которых мы провели на депрессии. Решение о работе на депрессии принималось в ходе выполнения проекта. Потребовалась переоборудование обвязки устья скважины, согласование схем и изменений в технологических документах. Опыт работ в терригенных коллекторах на глубинах до 3000 м показал техническую адаптивность технологии радиального вскрытия пласта. Вместе с тем была определена необходимость доработки оборудования и технологии для повышения технологической успешности работ. То, что мы работали в условиях АНПД, помогло нам острее ощутить проблемы и понять, в каком направлении двигаться дальше.

ВК: Читателям хотелось бы узнать о Ваших новых технологиях ремонтно-изоляционных работ.

П.П.: В 2004 году у нас был комплексный проект по интенсификации нефтяных скважин Уренгойского месторождения методом ГРП. Мы выполняли работы, включавшие в себя капитальный ремонт скважин, гидроразрыв пласта и, соответственно, освоение скважин после ГРП и вывод на режим. В процессе подготовительных работ к ГРП выяснилось, что ряд скважин имеет негерметичность в интервалах, приуроченных к водонасыщенным пластам с высокой минерализацией, с наличием электролитической коррозии. Эти интервалы были незацементированы при бурении ввиду определенных технологических особенностей строительства скважин по проектам двадцатилетней давности, вследствие чего и образовались негерметичности. Наша компания разработала технологию для того, чтобы можно было решить единую задачу: подготовить скважину к ГРП, провести ГРП и эксплуатировать эту скважину с газлифтной установкой (скважина должна быть равнопроходная, пакер использовать не предполагалось). Поэтому особые требования предъявлялись к качеству РИР, которые должны были обеспечить стопроцентный результат. Мы провели РИР на трех скважинах и получили ожидаемый эффект. Эти скважины после ГРП работают газлифтом без водной продукции по настоящее время.

ВК: Вы приобретаете новую колтюбинговую установку. На каком классе Вы остановили свой выбор?

П.П.: Колтюбинговая установка нам интересна как

operations at two gas wells of Urengoy field at depths of up to 1200 m. We proved then to all doubters – and there were plenty of them – that water jet drilling of side holes is technically possible. However, as far as the local fields are concerned, radial drilling is most effective at depths of up to 3000 m. It became possible to perform such operations in 2008 when Radial Drilling Services brought the required equipment to Russia. 35 radial holes were drilled at a number of oil and gas condensate wells. Three of them were made using the underbalanced drilling technology. The decision to perform underbalanced drilling was made in the course of the project implementation. We had to revamp the wellhead setup, agree new schemes and make appropriate changes in the reservoir management plan. The experience of working in terrigenous reservoirs at depths of up to 3000 m showed technical adaptability of the radial drilling technology. At the same time, we realized the necessity to further fine tune the equipment and refine the technology in order to increase the technological efficiency of operations. The fact that we worked in ALP conditions helped us better identify the problems and decide what further steps we need to make.

CTT: Our readers would like to learn about your new squeeze cementing technologies.

P.P.: In 2004, we were implementing an integrated well stimulation project at Urengoy field using the HF method. We performed a set of operations that included a major well workover, hydraulic fracturing, post-HF well testing and brining the tested wells onto stable production. As we were preparing for HF it turned out that several wells suffered from leakiness in the sections confined to water-saturated formations with high salinity and electrolytic corrosion. These sections weren't cemented during drilling due to the peculiarities of well construction based on 20-year old designs. This was the reason for leakiness. Our company developed a technology that would enable us to solve a complex task: prepare the well for the HF, carry out the HF and operate the well using a gaslift unit (the well must be straight, we didn't plan to use a packer). Therefore, we had special requirements regarding the quality of squeeze cementing (SC) operations that were supposed to deliver a 100% result. We conducted SC at three wells and achieved the desired effect. Once HF was performed these wells have been operated using a gas lift unit with no water byproducts till present day.

CTT: You are purchasing a coiled tubing unit. Which class have you selected?

P.P.: We need a coiled tubing unit so that we could use it to perform a wide range of operations. We would like to buy a heavy-class unit – MK30M

инструмент для выполнения максимально возможной гаммы работ. Мы хотим приобрести установку тяжелого класса – «тридцатку» производства СЗАО «ФИДМАШ», с помощью которой можно работать на глубине 6000 м, а также бурить боковые стволы.

ВК: Каким колтюбинговым технологиям Вы будете отдавать предпочтение: стандартным или уникальным?

П.П.: Конечно, сначала нужно наладить работу и получить объемы заказов по стандартным видам работ, которые не вызывают трудностей. Но параллельно мы собираемся осваивать и уникальные операции. Мы были приятно удивлены, услышав, что наши коллеги из компании «Белоруснефть» успешно осваивают колтюбинговое бурение. Они молодцы! На рынке России такие технологии очень востребованы – колтюбинговые технологии, бурение боковых стволов на колтюбинге, бурение на депрессии. Представители нашей компании побывали на выставке в Хьюстоне, посмотрели, какие технологии применяются за океаном, и очень многое для себя почерпнули. Будем продолжать развивать передовые технологии в России.

ВК: Что-то из увиденного собираетесь внедрить у себя в первую очередь?

П.П.: Например, есть интересная технология жидкого герметика. Это состав, который закачивается в затрубное пространство работающей скважины и «лечит» негерметичность соединения, например, НКТ или пакера. Причем не отреагировавший объем герметика остается в жидком состоянии и удаляется из скважины круговой циркуляцией или при очередном ремонте. А состав, который прошел через негерметичность, отверждается и устраняет негерметичность.

ВК: Какие наставления Вы бы хотели дать журналу «Время колтюбинга»?

П.П.: Мы очень благодарны Вашему журналу, той направленности, которая прослеживается в нем. Во многом Вы – первопроходцы, показываете сервисному рынку последние достижения, поднимаете интеллектуальную планку высоких технологий нефтегазового сервиса. Очень важно, что на базе Вашего журнала проводятся ежегодные международные конференции, которые становятся площадками для тусовок в хорошем смысле, для общения коллег-единомышленников. Там происходит обмен опытом, знаниями о новых перспективных направлениях. Эти конференции для российского нефтесервисного рынка стали носителями новизны. Желаю Вам успехов в вашей деятельности.

ВК: И Вашей компании побед на всех фронтах! ☉

Вела беседу Татьяна Григорович, «Время колтюбинга»

manufactured by SZAO FIDMASH. It can operate at the depth of 6000 m and comes in handy when you need to drill side holes.

CTT: What coiled tubing technologies you prefer: standard or unique?

P.P.: Of course, we first need to get up and running and secure a sufficient amount of orders for standard operations that usually cause no troubles. At the same time we intend to master unique operations. We were pleasantly surprised having heard that our colleagues from Belorusneft are successfully employing coiled tubing drilling. Good for them! Such technologies are highly sought after in the Russian market, i.e. coiled tubing technologies, coiled tubing based side hole drilling and underbalanced drilling. The representatives of our company attended an exhibition in Houston, got familiar with the technologies implemented by foreign companies and found a lot of useful things. We will continue developing cutting-edge technologies in Russia.

CTT: Which of the technologies that you saw are you going to implement first of all?

P.P.: For example, there is an interesting liquid sealing technology. It involves pumping a special compound into the annulus of an operating well in order to “treat” the leakiness of a joint, e.g., production tubing or a packer. Importantly, the sealant left after the reaction remains in a liquid state and can be removed from the well by flush fluid circulation or during the next overhaul. Contrastingly, the compound that penetrated the leaky joints solidifies and stops the leakage.

CTT: What recommendations would you like to give to the Coiled Tubing Times journal?

P.P.: We are very grateful to your journal and really like the topics you focus on. In many respects you are pioneers because you introduce the services market to the latest achievements and raise the intellectual bar of high technologies in the oil & gas service. It is very important that your journal serves as a venue for annual international conferences that become platforms for friendly get-togethers during which professionals can communicate with each other in informal environment. Here they can also share experience and knowledge about new promising trends. These conferences have become great sources of novelty for the Russian oil services market. I wish you every success in what you do.

CTT: We also wish your company to succeed in all its undertakings! ☉

Interview by Tatyana Grigorovich, Coiled Tubing Times



XII Международный Форум

«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ – 2013»

17-18 октября, Москва, «Арарат Парк Хаятт»

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА

- Тенденции и динамика развития рынка нефтепромыслового сервиса и оборудования
- Государственная стратегия развития нефтесервисного рынка в текущей экономической ситуации
- Потенциал нефтесервисной отрасли в новых и традиционных регионах
- Взаимодействие между заказчиками, подрядчиками и поставщиками: актуальные вопросы и тенденции
- Оценка спроса нефтегазовых компаний на сервисные услуги и предложения нефтесервисных компаний в сегментах отрасли
- Стратегии развития компаний-поставщиков нефтепромыслового сервиса и оборудования
- Факторы повышения эффективности бизнеса в современных экономических условиях

НОВОЕ!

2 ТЕХНИЧЕСКИХ СЕМИНАРА

Эффективные технологические решения в бурении

Современное оборудование
для обустройства месторождений
и строительства скважин

VI ЕЖЕГОДНАЯ ЦЕРЕМОНИЯ ВРУЧЕНИЯ ПРЕМИИ OFS AWARDS – 2013

18 октября, Москва, «Арарат Парк Хаятт»

Премия OFS AWARDS призвана выявить лучшие достижения на рынке нефтесервиса и наградить компании, чьи бизнес-концепции, надежность, заявляемое качество и общественная значимость будут подтверждены и оценены экспертами рынка:

- привлечение внимания потенциальных заказчиков нефтесервисных услуг, общественных и государственных организаций к рынку нефтесервиса;
- стимулирование внедрения наиболее передовых технологий на нефтесервисном рынке: КРС, ПНП, бурение, геологоразведка;
- информационный обмен и укрепление сотрудничества между участниками нефтесервисного рынка;
- знакомство участников Премии с профессиональным мнением коллег, аналитиков, обозревателей с целью повышения качества работ/оказываемых услуг;
- популяризация лауреатов и номинантов Премии в СМИ;
- сбор и предоставление потребителям информации о лучших проектах/достижениях в области нефтесервиса;
- повышение уровня инвестиционной привлекательности нефтесервисных компаний.

МЕДИАПАРТНЕРЫ

Генеральный медиапартнер



Официальный медиапартнер



Стратегические медиапартнеры



Главный
отраслевой
медиапартнер



Медиа партнеры



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32



ElkanovaO@rpi-inc.com



www.rpi-conferences.com

AZERBAIJAN AND CASPIAN SEA OIL & GAS WEEK 2013

November 11th-13th, Baku

Benefit from
Extensive
Networking
Opportunities!



Все выступления на конференции, будут переведены на русский, азербайджанский и английский языки.

Developments, Strategies and Opportunities in Oil and Gas in Azerbaijan and the Caspian Region

Featuring Top Level Speakers

CHRISTIAN GIUDICELLI, General Manager, TOTAL E&P AZERBAIJAN

RAMIN İSAYEV, Director General, SOCAR-AOS (AZERBAIJAN)

OGUZHAN AKYENER, Technical Manager, TPAO AZERBAIJAN

GULMIRA RZAYEVA, Leading Research Fellow, Energy Related Issues, CENTER FOR STRATEGIC STUDIES UNDER THE PRESIDENT OF THE REPUBLIC OF AZERBAIJAN.

OKAN YARDIMCI, Energy Expert, ENERGY MARKET REGULATORY AUTHORITY TURKEY (EMRA)

ASSIST. PROF. DR. CAFER EMINOGLU, Faculty of Law, YILDIRIM BEYAZIT UNIVERSITY

VADIM CEBAN, Interim Head of Energy Department, THE MINISTRY OF ECONOMY COMMERCE (MOLDOVA)

PROF. ANATOLY ZOLOTUKHIN, Deputy Chancellor, INTERNATIONAL AFFAIRS GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL & GAS

ALIX DISERENS, Manager, Sensing Technologies, BRUGG KABEL AG

SENIOR REPRESENTATIVE, EUROPEAN BANK OF RECONSTRUCTION & DEVELOPMENT (AZERBAIJAN)

LIANA JERVALDZE, Research Fellow, International School of Caucasus, ILIA STATE UNIVERSITY & GFSIS (Expert on Transit Routes and Regional Studies at Georgian Oil & Gas Corporation)

EMMANUEL HUNTZINGER, Head of the Economic and Environmental Unit, ORGANIZATION FOR SECURITY AND CO-OPERATION IN EUROPE (OSCE)

SABIT BAGIROV, PH.D. President of Entrepreneurship Development Foundation, Director of Center for Economic and Political Research, AZERBAIJAN

PROF. ELMIRA RAMAZAN, vice president, NATIONAL OIL COMMITTEE OF AZERBAIJAN REPUBLIC (NOCAR)

Featuring a three-day Conference, Exhibition and exclusive Networking Evening

Benefit from extensive networking opportunities in the comfort of a 5 star venue

Take advantage of our Business Matchmaking Service and participate in one-on-one meetings with your fellow delegates

The Azerbaijan and Caspian Sea Oil and Gas Summit 2013 is an essential forum for assessing the latest developments and future projects in the region's booming oil and gas industry. Hear from an array of International oil and gas companies on the exploration and production outlook, development of pipeline projects and new technologies in a region vital to Europe and the World's energy supply.

The event includes a three-day conference analysing new areas for investment in current and future oil and gas projects; an exhibition displaying the latest products and technologies required in the completion of the regions projects; and an exclusive networking reception where you will engage with the Caspian's key decision makers and form tangible business relationships.

The Azerbaijan and Caspian Oil and Gas Week 2013 is a must-attend event for any company interested in the wealth of potential and opportunity in the Caspian's oil and gas sector.

The conference will include:

- Discover the latest developments in current pipeline and infrastructure projects
- Uncover the potential in the regions Gas Storage and pipeline projects
- Network with the key players involved in exploration and production developments in the Shah Deniz field
- Find out the latest underwater and subsea technological trends and updates

Plus Much More!

We look forward to welcoming you to a evening of Cultural Performances and Entertainment



GOLD SPONSOR



SILVER SPONSORS



Azerbaijan and Caspian Sea Oil and Gas Exhibition

Hurry exhibition space for the 40 booth exhibition is expected to sell out!

To be sent exhibitor details please email:
info@oliverkinross.com

RECENT SPONSORS OF
OLIVER KINROSS
EVENTS INCLUDE:



Колтюбинговая установка для Азотного завода

Coiled Tubing Unit for Nitrogen Production Plant

Корреспондент журнала «Время колтюбинга» беседует с генеральным директором ТОО «Азотный завод» Е.А. АЛЬМУХАМЕТОВЫМ.
Correspondent of the 'Coiled Tubing Times' magazine talks with E. A. ALMUKHAMETOV, general director of Nitrogen Production Plant.

Ерболат Ахметханович АЛЬМУХАМЕТОВ

родился 20 февраля 1964 года в городе Семипалатинске Восточно-Казахстанской области. По окончании средней общеобразовательной школы № 1 поступил в Павлодарский индустриальный институт. В 1986 году получил диплом по специальности «инженер-механик автомобилей и тракторов».

Трудовую деятельность начал в 1986 году на Семипалатинском комбайно-ремонтном заводе в качестве инженера-технолога.

Работал в Семипалатинск-агропромтранс АТП-2 в качестве мастера по контролю, контролера транспортных средств, инженера безопасности дорожного движения. Являлся начальником гаража Семипалатинского бумажно-тарного комбината, занимал ряд руководящих должностей на Семипалатинском областном объединении по материально-техническому обеспечению агропромышленного комплекса.

С 1996 года – заместитель директора Семипалатинского комбайно-ремонтного завода по коммерческим вопросам, затем директор этого предприятия.

С 2007 года – директор, с 2012 года – генеральный директор ТОО «Азотный завод» (г. Уральск Западно-Казахстанской области).

Время колтюбинга: Ерболат Ахметханович, для начала расскажите о Вашем предприятии.

Ерболат Альмухаметов: ТОО «Азотный завод» – современное, динамично развивающееся и перспективное предприятие, расположенное в городе Уральске. Наш завод первым в Западно-Казахстанской области освоил производство жидкого и газообразного азота, кислорода для удовлетворения потребностей широкого круга потребителей, а также спроса на данную продукцию в регионе и других областях республики.

ВК: У каких именно потребителей востребована Ваша продукция, прежде всего жидкий азот?

Е.А.: Жидкий азот, который мы выпускаем, используется практически всем нефтегазовым сектором: он находит применение при колтюбинговых



Yerbolat ALMUKHAMETOV was born on 20 February 1964 in the city of Semipalatinsk, East Kazakhstan Province. After finishing general education school No.1 he entered Pavlodar Industrial Institute. In 1986 he received a degree in automotive and tractor mechanical engineering.

He started working in 1986 at Semipalatinsk Combine Harvester Repair Works as process engineer.

He worked at Semipalatinsk-Agropromtrans ATP-2 as a control foreman, vehicle controller, traffic safety engineer. He was director of the depot at Semipalatinsk Paper and Package Plant and held various executive posts at Semipalatinsk Regional Association for Agro-Industry Logistics Support.

In 1996 he was appointed as deputy commercial director of Semipalatinsk Combine Harvester Repair Works and later as director.

In 2007 he became director and in 2012 general director of Nitrogen Production Plant (Uralsk, West Kazakhstan Province).

Coiled Tubing Times: Mr. Almurkhametov, for starters, please, tell us about your plant.

Yerbolat Almurkhametov: Nitrogen Production Plant is a state-of-art dynamically developing and promising company located in the city of Uralsk. Our plant was the first to produce liquid and

операциях, запуске и восстановлении скважин, стабилизации грунта при бурении, при опрессовке нефте- и газопроводов, трубопроводов, очистке танков и резервуаров на газовозах и сооружениях для транспортировки и хранения сжиженного природного газа. Газоперерабатывающие и нефтеперерабатывающие заводы используют жидкий азот при капитальном ремонте оборудования, чтобы удалить сероводород и взрывоопасные газы. Таким образом обеспечивается безопасность работ, прежде всего пожарная. И, естественно, нефтеперегонные заводы используют его в качестве нейтрального газа. Новые системы пожаротушения на нефтегазовых месторождениях и на печах подогрева нефти также используют азот.

ВК: Азот для сжижения берется из атмосферы?

Е.А.: Да. Мы сжимаем воздух, охлаждаем, очищаем через адсорбер, сушим, дросселируем... В итоге получается жидкий азот. Производительность нашей азотной станции – до 12 тонн продукции в сутки. Общая годовая производительность продукции составляет около 3500 тонн.

ВК: Кто основные потребители продукции ТОО «Азотный завод»?

Е.А.: Компании BJ Services Company Middle East Ltd, «Шлюмберже», «Жаикмунай», «Жаиктрубтех», Welding Technologies и др.

ВК: Для производства нефтесервисных работ очень важно качество используемого жидкого азота, прежде всего его чистота. Как Вы обеспечиваете этот параметр?

Е.А.: Естественно, чтобы мы могли гарантировать неизменно высокое качество продукции, контроль должен идти непрерывно. На наших установках ведется непрерывный мониторинг цифровыми газоанализаторами марок. Раз в месяц-два мы производим еще и независимый эксперт-анализ, в дополнение к тому, что у нас собственная лаборатория постоянно задействована, мы пользуемся еще и услугами независимых экспертов. Кстати, наши операторы проводят обучение персонала клиентов правильной работе с жидким азотом.

ВК: Может, и нашим читателям, применяющим жидкий азот при работе на скважинах, откроете секреты правильного обращения с этим капризным веществом?

Е.А.: Секретов особых нет. Главное – следить за оборудованием и постоянно обучать персонал, чтобы он умел работать с жидким азотом, потому что в такой работе есть свои тонкости. Чтобы, например, в насосную установку бесперебойно шел азот, чтобы он успокоился, перестал кипеть, нужно время отстоя и создать определенное давление – газовую подушку.

gaseous nitrogen and oxygen to meet the needs of a wide range of consumers and to satisfy the demand for these products in the region and other parts of the country.

CTT: Exactly what consumers need your products and particularly liquid nitrogen?

Y.A.: Liquid nitrogen that we produce is used virtually by the whole oil and gas sector: in coiled tubing operations, bringing-in and recovery of wells, ground stabilization for drilling, oil and gas pipe pressure testing, pipelines, tank and cistern cleaning on gas carriers and structures for transportation and storage of liquefied natural gas. Gas and oil processing plants use liquid nitrogen for machinery overhaul to remove hydrogen sulfide and explosive gases. This ensures safety and particularly fire safety of operations. And naturally, oil refineries use it as a neutral gas. New fire extinguisher systems in oil and gas fields and oil preheaters also use nitrogen.

CTT: Do you take nitrogen for liquation from atmosphere?

Y.A.: Yes, we do. We compress air, cool and purify it through an absorber, dry and constrict it... At the end we obtain liquid nitrogen. The output of our nitrogen plant is up to 12 tons of products per day. The total annual output is about 3500 tons.

CTT: Who are the main consumers of the products manufactured by Nitrogen Plant?

Y.A.: Such companies as BJ Services Company Middle East Ltd, Schlumberger, Zhaikmunai LLP, ZhaikTrubTech, Welding Technologies and others.

CTT: For oilfield services it is very important to ensure the quality of liquid nitrogen rather than its purity. How do you ensure that parameter?

Y.A.: Naturally, to be able to offer invariably high quality of our products we need to provide continuous control. At our plants we ensure continuous monitoring through digital gas analyzers. Once a month or once in two months we arrange independent expert analysis; in addition to the work of our own laboratory we employ services of independent experts. Moreover, our operators train customers' personnel in liquid nitrogen handling.

CTT: Can you reveal the secret of correct handling with such capricious substance also to those of our readers who use liquid nitrogen in well operations?

Y.A.: No secrets here. The main thing is to monitor the equipment and to constantly train your personnel to ensure their correct handling of

Если будут перебои в подаче азота, то насосная установка откажет, так как сработает система защиты.

БК: Какие у Вашего предприятия планы на ближайший период?

Е.А.: Наша цель – выход на лидирующие позиции в Казахстане среди производителей криогенной продукции в нефтегазовом секторе. Для этого предприятие должно быть не только хорошо оснащено технически, но и постоянно осваивать новые виды продукции и услуг. Наше предприятие в числе 35 компаний входит в активно развивающийся холдинг. Раньше холдинг специализировался только на криогенной продукции, потом стал расширять сферу своей деятельности. У нас много собственных ноу-хау. В частности, мы в настоящее время активно развиваем производство химреагентов. Сейчас в городе Атырау (Гурьеве) заканчиваем монтаж оборудования первой установки, которая будет выпускать самоотклоняющиеся жидкости для скважинных операций. В Алматы действует лаборатория, которая разрабатывает для них рецептуры. Мы приняли решение активно идти в нефтегазовый сектор – со своим азотом, химией. Приобретен флот ГРП, закуплены два современных буровых станка. В самое ближайшее время собираемся купить колтюбинговую установку.

БК: Производителя выбрали?

Е.А.: Да. Это СЗАО «ФИДМАШ».

БК: Установку какого класса Вы намерены приобрести и для каких работ?

Е.А.: «Тридцатку» для выполнения различных сервисных работ на скважинах. Азотный завод в настоящее время уже проводит широкий перечень сервисных работ на трубопроводах и нефтегазоперерабатывающих заводах. Мы обслуживаем казахстанско-китайский газопровод – выполняем инертизацию, опрессовку; газоперерабатывающий завод на Чинаревском газоконденсатном месторождении – полностью выполняем инертизацию, продувки и опрессовку. Наша колтюбинговая установка будет задействована на месторождениях Казахстана. Азотные установки ФИДМАШа также будут использоваться, возможно, даже в большем объеме.

БК: У Вас, получается, завод – сервисная компания?

Е.А.: У нас будет несколько компаний, объединенных в один холдинг. Только вот название мы еще не придумали.

БК: Наверное, это будет красивое казахское слово.

Е.А.: Думаю, в ближайшее время мы уже заявим о себе.

БК: Мы желаем Вам успехов и верим, что у Вас всё получится. ☺

liquid nitrogen because such operations have their own subtleties. For example, to ensure uninterrupted supply of nitrogen into the pumping unit, it needs to settle down, stop boiling; it needs time for settling and certain pressure – gas cushion. In case of interruption in nitrogen supply, the pumping unit will fail because the protection system will kick in.

CTT: What are your company's plans for near future?

Y.A.: Our goal is to gain the lead in Kazakhstan among manufacturers of cryogenic products in oil and gas sectors. For that the company needs to be not only well equipped but to constantly develop new products and services. Our company is one of 35 companies that are part of an actively developing group. Previously the holding specialized only in cryogenic products but then it started expanding its area of activity. We have lots of our own know-hows. In particular, presently we actively develop production of chemical reagents. In the city of Atyrau (Guryev) we are completing equipment installation of the first unit which is to produce diverting liquids for well operations. There is a laboratory in Almaty that develops formulas for those liquids. We decided to actively go into oil and gas sector with our nitrogen and chemicals. We acquired hydraulic fracturing machinery and two state-of-art drilling machines. In near future we plan to purchase a coiled tubing unit.

CTT: Have you chosen the manufacturer yet?

Y.A.: Yes. It will be NOV Fidmash.

CTT: What class of unit are you going to purchase and for what operations?

Y.A.: 'Class 30' for various service operations in wells. Nitrogen Plant presently performs a wide range of service operations on pipelines and oil and gas processing plants. We service a Kazakhstani-Chinese pipeline – we perform inertization, pressure testing; gas processing plant at Chinarevsk gas condensate field – we perform full inertization, purging and pressure testing. Our coiled tubing unit will be used in Kazakhstani fields. Fidmash's nitrogen units will, probably, also be used even on a larger scale.

CTT: So, your plant is an oilfield service company?

Y.A.: We'll have several companies united into one holding. We are still working on the name.

CTT: It will probably be some nice Kazakh word.

Y.A.: I think we'll make a name for ourselves quite soon.

CTT: We wish you success and trust you'll achieve your goals. ☺



КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ В МИРЕ

75%

НАМИ ПРОИЗВЕДЕНО



Fidmarsh®

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

220030, Беларусь, Минск, ул.Рыбалко,26
Тел.:+375 17 298 24 17, факс +375 17 248 30 26
e-mail: fidmarshsales@nov.com, www.fidmarshnov.by
Представительство в РФ ООО «ФИДсервис»
тел.:+7(916) 281 15 53

НАМИ ПРОИЗВЕДЕНО

75%

КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК , РАБОТАЮЩИХ В СНГ



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

NOV **Fidmash.**

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



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



**MANGYSTAU
OIL & GAS**

8-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ

5 - 7

**НОЯБРЯ 2013
АКТАУ
КАЗАХСТАН**



www.mangystau.ru

**МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ – УНИКАЛЬНЫЙ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС:
НЕФТЬ И ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА, ТРАНСПОРТ**



ITE MOSCOW

T + 7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

T + 44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com



КОМПЛЕКС ГРП ПРОИЗВОДСТВА СЗАО «ФИДМАШ»

Ю.В. БЕЛУГИН, начальник управления продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ»

Гидроразрыв пласта – это непростой процесс, который подразумевает использование целого ряда специализированного оборудования, для того чтобы добиться желаемых результатов и упростить производимые операции.

Типовой комплекс для гидроразрыва пласта включает в себя следующее основное оборудование:

- насосную установку;
- смесительную установку (блендер);
- гидратационную установку;
- станцию контроля управления СКУ;
- машину манифольдов;
- установку для дозированной подачи проппанта.

Начиная с 2004 года СЗАО «ФИДМАШ» освоило и успешно выпускает полный комплекс оборудования для ГРП. Установки могут изготавливаться как на базе шасси (МЗКТ, MAN, Mercedes и др.), так и на полуприцепах. Все установки изготавливаются с применением современных комплектующих от ведущих мировых производителей. Техническое описание и характеристики выпускаемого оборудования могут отличаться от приведенных в статье и зависеть от конкретных потребностей потребителей.

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ H2501

Насосная установка H2501 предназначена для автономного проведения работ по промывке скважин, гидропескоструйной обработке призабойной зоны, опрессовке НКТ, проведения локальных, глубокопроникающих и массивных разрывов пласта в составе комплекса для глубокопроникающего разрыва пласта.

На установке установлен силовой двигатель Caterpillar, автоматическая коробка передач Allison, насос высокого давления SPM. Управление установкой осуществляется из СКУ (при необходимости управление может осуществляться с выносного дистанционного пульта). Установка оснащается системой автономного подогрева.

УСТАНОВКА СМЕСИТЕЛЬНАЯ МС600 (БЛЕНДЕР)

Установка смесительная представляет собой полный комплект оборудования, предназначенного для приготовления рабочей

жидкости – геля с использованием сухих химреагентов; подачи дозированного количества химреагентов и проппанта; смешивания их с рабочей жидкостью и нагнетания этой смеси к приемным коллекторам насосных агрегатов в процессе проведения операций ГРП или соляно-кислотного разрыва пласта.

Таблица 1 – Технические характеристики насосной установки H2501

Транспортная база	Полуприцеп специальный
Мощность приводного двигателя, кВт (лс)	1670 (2250)
Насос высокого давления	Трехплунжерный
Максимальное давление, МПа Максимальная производительность, л/мин Диаметр плунжера, мм (дюймы)	100* 1900* 114,3 (4,5)
Манифольды высокого давления, мм (дюймы)	76,2 (3) (WECO 1502)
Манифольды низкого давления, мм (дюймы)	101,6 (4) (WECO 206)
Коробка передач	гидромеханическая
Количество передач	7
Габаритные размеры установки, не более, мм:	
– длина – ширина – высота	12 000 2500 4000
Общая масса насосного агрегата, установленного на шасси полуприцепа, не более, кг	31 000

*- зависит от диаметра применяемого плунжера.

Таблица 2 – Технические характеристики установки смесительной МС600

Максимальная производительность, м³/мин	11,5
Максимальное давление, МПа	0,5
Максимальная концентрация рабочей смеси, кг/м³	1600
Максимальная производительность подачи проппанта, кг/мин	8000
Габаритные размеры установки, не более, мм:	
– длина	13 100
– ширина	2500
– высота	4000
Нагрузка на седельно-сцепное устройство тягача, не более, кг	15 000
Общая масса установки смесительной, установленной на шасси полуприцепа, не более, кг	29 000

Привод установки осуществляется от двигателя Caterpillar. На всасывающих и подающих магистралях установлены расходомеры. На подающей магистрали установлен радиоактивный плотномер. Подача проппанта осуществляется по шнековым транспортерам,



Рисунок 1 – Типовой комплекс для гидрофрacking пласта



Рисунок 2 – Установка насосная H2501

которые оборудованы загрузочной воронкой. Предусмотрена система подачи сухих и жидких химреагентов в смесительную емкость открытого типа. Имеются две теплоизолированные емкости с подогревом для жидких химреагентов объемом по 450 л; миксер с визуальным и электронным уровнемером. Управление осуществляется из кабины оператора – автоматической системой управления с сенсорными экранами, которая обеспечивает заданную по программе концентрацию химреагентов и проппанта (поддерживается до 50 этапов). Установка оснащается системой видеонаблюдения и системой автономного подогрева.

СТАНЦИЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ СКУ

Настоящее оборудование представляет собой устанавливаемую на грузовом шасси установку, которая рассчитана на применение в условиях бездорожья, характерного для нефтепромыслов.

Установка полностью автономна и предназначена

для совместного использования со стандартным комплектом оборудования для гидрофрacking пласта.

Установка сбора данных и управления обеспечивает управление процессом гидрофрacking, сбор оперативных данных в процессе проведения операции ГРП, задания параметров работ.

Таблица 3 – Технические характеристики станции контроля и управления СКУ

Транспортная база	MAN (6x6)
Тип кузова	Моноблок из сэндвич-панелей
Габаритные размеры не более, мм: – длина – ширина – высота	12 000 2500 4000
Полная масса установки, не более, кг	25 000



Рисунок 3 – Установка смесительная МС600 (блендер)

Все оборудование размещается в изолированном фургоне. Фургон поддерживает необходимые климатические параметры для всего управляющего и компьютерного оборудования, а также обеспечивает требуемые условия для работы обслуживающего персонала.

Станция оснащена современной системой управления на сенсорных экранах, включающей в себя: панель управления насосными установками; панель управления смесительной установкой; панель управления гидратационной установкой; 4 монитора системы видеонаблюдения; 4 монитора фрак-инженера, где отображаются графики и цифровые данные процесса. Имеется система регистрации параметров процесса ГРП.

На станции есть отсек химлаборатории с необходимым оборудованием и отсек для размещения дизель-генератора. Станция оборудована внешними осветительными приборами, средствами радиосвязи, цветным лазерным принтером, GSM-модулем и Wi-Fi.

УСТАНОВКА ГИДРАТАЦИОННАЯ МН 25

Установка гидратационная предназначена для приготовления геля на водной основе с использованием порошкообразного гелеобразователя непосредственно в процессе операций гидроразрыва пласта.

Установка состоит из смесительной емкости, состоящей из нескольких отсеков. Имеется система подачи жидкости и гелеобразователя. Привод установки осуществляется от базового шасси.



Рисунок 4 – Станция контроля и управления СКУ



Таблица 4 – Технические характеристики установки гидратационной МН 25

Шасси	MAN (6X6)
Производительность, м³/мин	7,2
Объем гидратационной емкости, м³	25
Объем бункера для гелеобразователя, м³	3
Производительность подачи гелеобразователя*, кг/мин	2–40
Масса перевозимого гелеобразователя*, кг	2000
Объем емкостей для жидких химреагентов, л	2х450
Габаритные размеры установки, не более, мм: – длина – ширина – высота	13 000 2500 4000
Полная масса, не более, кг	30 000

Установка оборудована автоматической системой управления, обеспечивающей управление по заданной программе до пяти этапов. Имеется возможность управления из СКУ (основное) или с резервного пульта управления, расположенного на самой установке.

УСТАНОВКА ДЛЯ ПОДАЧИ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ Т-40

Установка для подачи сыпучих материалов Т-40 предназначена для транспортировки и дозированной подачи сыпучих материалов (проппанта и т. п.) из бункера установки в приемные устройства (емкости) смесительных установок комплекса для гидроразрыва пласта.

Установка представляет собой полуприцеп с установленным на раму бункером, оснащенный выносными опорами. Бункер поднимается вверх, и через окно в задней части бункера происходит высыпание проппанта. Привод установки осуществляется от гидростанции тягача.

Таблица 5 – Технические характеристики установки для подачи сыпучих материалов Т-40

Объем бункера (внутренний), не менее, куб. м	30
Грузоподъемность полуприцепа, не более, кг: – в транспортном положении – в рабочем положении (на выносных опорах)	15 000 40 000
Угол опрокидывания бункера	0°–43°
Габаритные размеры установки, не более, мм: – длина – ширина – высота	10 500 2500 4000
Нагрузка на седельно-сцепное устройство тягача, не более, кг	15 000
Общая масса установки, установленной на шасси полуприцепа, не более, кг	29 000

В модельном ряду установок для подачи сыпучих материалов производства СЗАО «ФИДМАШ» имеются установки Т-100 и Т-150 с



Рисунок 5 – Установка гидратационная МН 25

грузоподъемностью 100 т и 150 т соответственно, оборудованные транспортерной лентой и отдельными бункерами для различных фракций проппанта. Проппант высыпается через заслонки в нижней части каждой секции и подается на транспортерную ленту, проходящую вдоль всей установки. Привод установки осуществляется от силового блока, расположенного на установке.

МАШИНА МАНИФОЛЬДОВ МТ4-105

Машина манифольдов МТ4-105 предназначена для размещения, транспортирования и монтажа оборудования, обеспечивающего обвязку смесительных, насосных установок и скважины при осуществлении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в составе специального комплекса оборудования.

Таблица 6 – Технические характеристики машины манифольдов МТ4-105

Максимальное рабочее давление, МПа	105
Тип резьбового соединения манифольдов	WECO FIG.1502
Транспортная база	Шасси полноприводное MAN (6х6)
Кран-манипулятор Макс. грузоподъемность, т	НІАВ 211 7
Габаритные размеры, не более, мм: – длина – ширина – высота	12 000 2500 4000
Полная масса установки, не более, кг	25 000

Машина манифольдов представляет собой шасси с размещенными на нем съемными кассетами, на которых находятся блок манифольдов, трубы и шарнирные соединения высокого давления, а также рукава низкого давления. Блок манифольдов позволяет работать с четырьмя насосными установками одновременно.



Рисунок 6 – Установка для подачи сыпучих материалов Т-40



Рисунок 7 – Установки Т-100, Т-150



Рисунок 8 – Машина манифольдов МТ4-105

При необходимости это количество может быть увеличено до 6. Для удобства работы машина манифольдов оборудована краном манипулятором.

Мы всегда открыты для конструктивного диалога и ориентированы на изготовление оборудования, максимально соответствующего пожеланиям заказчика. ☺



70 лет нефти Татарстана!

**СЗАО «ФИДМАШ»
поздравляет коллектив ОАО «Татнефть»
с замечательным юбилеем!**

Уважаемые коллеги! Поздравляем вас со славным юбилеем!

Ваша компания является флагманом промышленности Татарстана и одной из самых ярких звезд нефтегазового комплекса России!

«Татнефть» широко известна в мире. По всем направлениям деятельности она демонстрирует умение отвечать на вызовы времени, принимать и реализовывать сложные отраслевые и государственные стратегические задачи, показывая пример надежности, компетентности, смелости в их решении.

Мудрое руководство вкупе с высокопроизводительным самоотверженным трудом сотрудников, ответственность и инициативность всего многочисленного коллектива позволили «Татнефти» добиться выдающихся результатов: стать компанией с мировым именем, одной из крупнейших ВИНК в России, деятельность которой охватывает разведку, добычу, переработку нефти и природного газа.

Динамично развиваясь, компания с уверенностью смотрит в будущее, она не только осваивает все новые нефтегазовые месторождения, расширяет районы своей деятельности, но и благодаря последовательному внедрению высоких технологий нефтегазового сервиса, наращивает добычу углеводородов из старых скважин.

Все достигнутые впечатляющие успехи — это итог работы сильнейшей команды профессионалов, высокого уровня организации, таланта и колоссального опыта руководителей.

Вы, дорогие коллеги, занимаетесь делом, способствующим защите жизненно важных интересов и сохранению энергетической безопасности государства Российского, обеспечивающим динамичное социально-экономическое развитие страны и укрепляющим ее авторитет на мировой арене как мощной энергетической державы.

Пусть этот юбилей, эта значительная веха в развитии компании, станет точкой отсчета для новых достижений и побед!

Желаем всему коллективу «Татнефти» крепкого здоровья, благополучия в семьях, удачи и процветания!



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

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS OF MOST WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511(option Caterpillar)	YAMZ-7511(option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
$\frac{3}{4}$ "–1 $\frac{1}{2}$ "	$\frac{3}{4}$ "–2"	$\frac{3}{4}$ "–2"	1"–1 $\frac{3}{4}$ "
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 600	4 200	5 500 (по отдельному заказу до 6 200)	4 000
8,200 ft	13,800 ft	18,000 ft (option 20,300 ft)	13,200 ft
10 900	13 000	15 100	13 000
430"	512"	595"	510"
2 500	2 550	2 550	2 700
100"	100"	100"	106"
4 000	4 450	4 450	4 500
157"	175"	175"	177"
33 700	46 000	59 000	40 000
74,250 lbs	101,300 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
6	10	10	15
13,200 lbs	22,000 lbs	22,000 lbs	34,000 lbs

* Not less than ten units, currently being operated.

Опытно-промысловые испытания комплекта внутрискважинного оборудования СК-146 для создания глубокопроникающих каналов фильтрации

Pilot Tests of SK-146 Downhole Equipment Complex Intended for Creation of Interpenetrating Filtration Channels

Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ, заведующий отделом развития инновационных технологий БелНИПИнефть

М.И. ГАЛАЙ, ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий БелНИПИнефть

D.L. TRETJAKOV, Head of Department for Innovative Technologies, BelNIPIneft

M.I. GALAY, Principal Manufacturing Engineer, Department for Innovative Technologies, BelNIPIneft

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в период с 1.07.2013 по 17.07.2013 выполнялись опытно-промысловые испытания комплекта внутрискважинного оборудования СК-146 для создания сети глубокопроникающих (протяженностью до 100 м) каналов фильтрации на соответствие своему функциональному назначению в реальных условиях эксплуатации.

Компоновка внутрискважинного оборудования СК-146 для создания глубокопроникающих каналов фильтрации спускается на НКТ73В и состоит из:

- коллектора, предназначенного для заделки геофизического кабеля и компенсации осевого смещения компоновки;
- отклоняющего башмака, служащего для направления гидромониторной насадки в просверленное отверстие эксплуатационной колонны;
- блока сверления с механизмами привода вращения и перемещения режущего инструмента, обеспечивающего сверление обсадной колонны инструментом диаметром 20 мм,
- блока электроники, обеспечивающего прием/передачу информации на устье скважины, работу электродвигателей компоновки, связанного с оборудованием на устье скважины посредством геофизического кабеля, закрепленного на наружной поверхности НКТ;
- блока поворота и перемещения, обеспечивающего поворот компоновки на заданный угол для сверления следующего отверстия и перемещение компоновки для совмещения выходного отверстия отклоняющего башмака с просверленным отверстием в ЭК;

Рilot tests of SK-146 downhole equipment complex, which is intended for creation of interpenetrating (with length up to 100 m or 328 ft) filtration channels network, were performed by RUP PO Belorusneft in July, 2013. During these tests the functionality of the complex was checked in actual-use environment.

SK-146 downhole equipment assembly is lowered into well using 2-7/8 in. tubing. The assembly itself consists of:

- collector that is intended for logging cable sealing and compensation of assembly's axial shifts;
- whipstock that is needed for directing a jet nozzle into holes drilled in the production string;
- drilling unit equipped with drive mechanisms for rotation and relocation of cutting tools that are able to drill Ø20 mm (0.8 in.) holes in the casing string;
- electronics unit that ensures transmission/reception of data to/from the surface, provides proper operation of assembly's electric motors and is connected with surface equipment by means of logging cable mounted on the tubing's outer surface;
- rotation and relocation unit that allows to rotate the assembly by a given angle in order to drill holes in different points of production string, as well as allows its relocation in order to align drilled holes and whipstock's exit hole;
- double-sided mechanical anchor of axial action with casing mounted support.

The total length of SK-146 assembly (excluding the anchor) is 7.3 m (24 ft), its OD is 113 mm (4.45 in.), while on 100 mm (~4 in.) long interval situated near the spindle unit of drilling mechanism the assembly's OD can reach the value of 114 mm (4.5 in.) or 119 mm (4.68 in.) depending on the OD of production string.

The assembly is designed to operate in production strings of 139.7 mm (5-1/2 in) or 146 mm (5-3/4 in.) OD and walls thickness of up to 10.5 mm (0.41 in.) that are made of steel up to R110 grade.

Production well #76 of Vishanskoe oilfield was chosen for pilot testing of the assembly. This well is equipped with

- двухстороннего механического якоря осевого действия с опорой на колонну.

Общая длина компоновки без якоря составляет 7,3 м, наружный диаметр 113 мм, с увеличением до 114 или 119 мм (в зависимости от диаметра Э/К) на участке длиной 100 мм в зоне расположения шпиндельного узла механизма сверления.

Компоновка предназначена для работы в эксплуатационных колоннах диаметром 139,7 и 146 мм с толщиной стенки до 10,5 мм, изготовленной из материала до Р-110 включительно.

Для проведения испытаний была выбрана добывающая скважина № 76 Вишанского месторождения. Скважина имеет составную эксплуатационную колонну 168x146 мм с переходом на глубине 1802 м. Выбранная скважина примечательна своей сложной инклинометрией. Зенитный угол на участке спуска компоновки достигает 38 градусов, а на глубине проведения работ (2700 м) составляет 20,5 градусов. Азимутальный угол при этом изменяется от 102 до 230 градусов. Интенсивность набора угла на отдельных участках скважины достигает 6,1 градуса.

ХОД РАБОТ

Перед проведением ОПИ на скважине были выполнены стендовые испытания. Проведено сверление четырех отверстий в имитаторе ЭК (рисунок 1) с последующим совмещением выполненных отверстий с отклоняющим башмаком и проверкой прохождения гидромониторной насадки на РВД через отклоняющий башмак и просверленные отверстия.

Для подготовки скважины к спуску оборудования было выполнено райбирование, спуск шаблона диаметром 120 мм, исследование технического состояния колонны трубным профилимером.

Перед спуском компоновки СК-146 в скважину (рисунок 2) выполнили присоединение геофизического кабеля КГЗх1,5 к коллектору. Для проведения ОПИ использовался кабель, установленный на геофизический подъемник.

В процессе спуска оборудования в скважину производилась периодическая проверка связи с внутрискважинной компоновкой, определялись величины холостых ходов и температура блока электроники на глубинах 20 м, 1000 м, 2000 м, 2700 м и сразу после установки пакера.

После установки пакера был выполнен поворот внутрискважинной компоновки

combined production string (168x146 mm). The junction is situated on the depth of 1,802 m (5,912 ft.). It is indicative that the selected well has a complicated inclination. Inclination angle on the interval of assembly RIH reaches the value of 38°, while on the operation depth (2,700 m or 8,858 ft) its value is 20.5°. Azimuth angle varies over the range of 102–230°. Dogleg severity on a certain well sections reaches the value of 6.1° per 100 ft.

SEQUENCE OF OPERATIONS

Benchmark tests were performed in the selected well prior to pilot testing of the assembly. Four holes were drilled in a production string simulator (see Fig.1) with subsequent alignment of the drilled holes and whipstock's exit hole. Each time the possibility of the jet nozzle (mounted on a high-pressure hose) to pass through the whipstock and drilled holes was checked.

In order to prepare the well for downhole equipment RIH, a set of procedures was performed, including reaming operations, lowering of Ø120 mm (4.72 in.) dummy and casing check operation with pipe geometry tool utilization.

Prior to SK-146 assembly RIH (see Fig.2) logging cable КГЗх1.5 was connected to the collector. Well logging hoister was used during pilot tests.

Lowering of downhole equipment into the well was accompanied by the recurrent checking of the communication channel between the assembly and surface equipment. During this checks the values of idling speed and



Рисунок 1 – Сверление имитатора ЭК
Figure 1 – Drilling of production string simulator

electronics unit temperature were estimated at the depths of 20 m (66 ft.), 1,000 m (3,281 ft.), 2,000 m (6,562 ft.), 2,700 m (8,858 ft.). The final check was performed after the packer was set.

After that, the assembly was rotated by 30° in order to select the idling speed of relocation mechanism. Finally, a set of holes was drilled in the casing string. The entire process of drilling and assembly rotation was performed automatically. Operator made all necessary adjustments in order to ensure

на 30 градусов для выбора холостых ходов механизма перемещения, были проведены операции сверления отверстий в стенке обсадной колонны. Весь процесс сверления отверстий и последующий поворот компоновки выполнялись в автоматическом режиме. Оператор на устье скважины вносил необходимые корректировки для обеспечения нормальной работы компоновки. При этом получено документальное подтверждение факта сверления стенки ЭК в виде графика (рисунок 3), поворота и перемещения компоновки в виде графика (рисунок 4).

Всего в ходе проведения работ за одну спуско-подъемную операцию было выполнено сверление четырех отверстий с полным контролем хода работ в режиме реального времени. После сверления четвертого отверстия было выполнено перемещение отклоняющего башмака и совмещение его выходного отверстия с первым просверленным отверстием для выполнения операции промыва канала фильтрации.

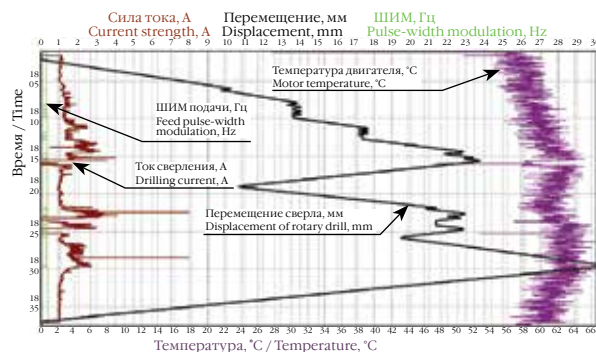


Рисунок 3 – Графики изменения параметров работы внутрискважинной компоновки СК-146 при сверлении первого отверстия
Figure 3 – Variation of operating parameters of SK-146 downhole assembly during the process of drilling

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

В ходе выполнения ОПИ комплекта внутрискважинного оборудования СК-146 успешно выполнена проверка его работоспособности в реальных условиях эксплуатации.

Полный цикл работ по созданию сети глубокопроникающих каналов фильтрации (сверление отверстий в эксплуатационной колонне и размыв глубокопроникающих каналов фильтрации с помощью гидромониторной насадки, спускаемой на ГНКТ диаметром 12,7 мм) планируется провести после изготовления установки для струйного вскрытия пласта СВП-1 в октябре 2013 года.



Рисунок 2 – Спускаемая компоновка внутрискважинного оборудования СК-146
Figure 2 – Variation of operating parameters of SK-146 downhole assembly during the process of drilling

proper operation of the assembly. Documentary evidence of the fact that a set of holes was drilled in the casing string and the fact of assembly rotation/relocation is presented in the form of graphical charts (see Fig.3 and Fig.4, respectively).

In the whole sequence of operations RUP PO Belorusneft managed to perform drilling of four holes in the casing string just in one trip with real-time control of the assembly. After the drilling process was over, the relocation of the whipstock was performed so that its exit hole and the first drilled hole were aligned. It allowed to perform washout of the created filtration channel.

PILOT TEST RESULTS

Pilot tests of SK-146 downhole equipment complex under actual operating conditions confirmed functional capability of the complex.

Full range of operations aimed at the creation of interpenetrating filtration channels (drilling of holes in the production string and washing of filtration channels with the help of 12.7 mm (S in.) CT-conveyed jet nozzle) is planned to perform in October, 2013 when the manufacturing of SVP-1 jet drilling unit will be finished.



Рисунок 4 – Графики изменения параметров работы внутрискважинной компоновки СК-146 при повороте компоновки для сверления четвертого отверстия
Figure 4 – Variation of operating parameters of SK-146 downhole assembly during its rotation

Тюменские Нефтегазовые Конференции



СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ «Инновации в КРС и ЗБС, ПНП»

Дата и место мероприятия: 18-19 сентября 2013 г., Тюмень,
ГБУ ТО «Инновационный центр нефти и газа» - Тюменский Технопарк
17-20 сентября выставка «Нефть и Газ. ТЭК 2013»

ПРОГРАММА СЕМИНАРА:

1. *Инновационные технологии в КРС и ЗБС, ПНП.*
2. *Автоматизация процессов КРС и ЗБС, ПНП.*
3. *Геолого-технические мероприятия для эксплуатации скважин высоковязких нефтей.*
4. *Ремонтно-изоляционные работы – выбор технологии, выполнение РИР, анализ качества.*
5. *Колтубинговые технологии при КРС и ЗБС, ПНП.*

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ «Строительство горизонтальных, разветвленных скважин и ЗБС»

Дата мероприятия: 20-21 ноября 2013 г., Тюмень,
ГБУ ТО «Инновационный центр нефти и газа» - Тюменский Технопарк

ПРОГРАММА СЕМИНАРА:

1. *Геологические аспекты применения ГС, РГС, ЗБС при разработке углеводородных залежей.*
2. *Техника и технология проводки ГС, РГС, ЗБС.*
3. *Техника и технология заканчивания скважин.*

Для регистрации участников необходимо прислать на электронную почту или по факсу Ф.И.О., должности участников и карточку предприятия. Регистрационный взнос участника составляет 25000 руб.

Тел./факс: +7 (3452) 534 009
www.intechnol.com e-mail: in_tech@bk.ru

ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦПОДЪЕМНИКОВ С ДЛИННОМЕРНОЙ СТАЛЕПОЛИМЕРНОЙ ТРУБОЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ РАБОТ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

А.А. БУРМИСТРОВ, В.В. КУКУШКИН,
ЗАО «ГИСПРИБОР-М»



Псковские предприятия ООО «Псковгеокабель» и ЗАО «ГИСПРИБОР-М», уже более 15 лет поставляющие на российский рынок каротажные кабели и геофизические подъемники, достаточно хорошо известны геофизическим сервисным предприятиям и зарекомендовали себя надежными партнерами.

С целью координации усилий и проведения единой технической политики они объединены некоммерческим партнерством в концерн «Псковгеофизика», который и осуществляет общее научно-техническое руководство их работами.

Непрерывные длинномерные трубы находят все большее применение при добыче и ремонте скважин в нефтегазовой отрасли. ООО «Псковгеокабель» разработало серию типоразмеров непрерывных сталеполимерных грузонесущих труб (ГСПТ), типовая конструкция которых изображена на рисунке 1.

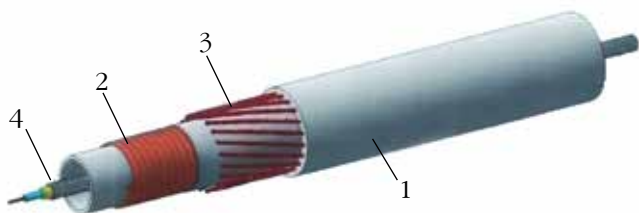


Рисунок 1 – Типовая конструкция ГСПТ

ТРУБА СОСТОИТ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ:

1. Внутренняя полимерная труба, которая является гидроканалом.
2. Поперечное армирование высокопрочной

стальной лентой, навитой с минимальным шагом.

3. Продольное армирование стальной проволокой, навитой в противоположные стороны, которая обеспечивает требуемую величину разрывного усилия.
4. Наружная оболочка из полимера, имеющего высокие антикоррозионные свойства.
5. Каротажный кабель.

Как видно из таблицы 1, ГСПТ обладают техническими характеристиками, дающими возможность применять их в качестве надежного инструмента для проведения колтюбинговых операций.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГСПТ

1. Освоение скважины, вызов притока с помощью компрессорной установки.
2. Растепление (размыв) гидратных и парафиновых пробок.
3. Размыв песчано-глинистых пробок.
4. Промывка ствола скважины, нормализация забоя.
5. Обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) – щелочная, кислотная, водоизоляция.
6. Удаление жидкости с забоя скважин.
7. Очистка ствола скважины после ГРП.
8. Доставка приборов в горизонтальные участки скважин, геофизические исследования.
9. Перфорационно-прострелочные работы с последующим освоением.

Для проведения вышеописанных

Таблица 1 – Механические характеристики ГСПТ

Наименование	Диаметр, вн./нар.	Разрывное усилие	Относительное удлинение	Мин. радиус изгиба	Вес в возд.	Вес в воде	Макс. давление, бар
	мм	кН	м/км/кН	мм	кг/км	кг/км	МПа
ТГ-10/22-25	10/22	25	0,5	440	560/640	260	25/30
ТГ-15/28-50	15/28	50	0,5	560	900/1300	460	25/30
ТГ-20/37-90	20/37	90	0,5	740	1500/1820	700	25/30
ТГ-25/44-140	25/44	140	0,3	880	2050/2550	1000	25/30
ТГ-30/50-140	30/50	140	0,3	1000	2400/3100	1100	25/30

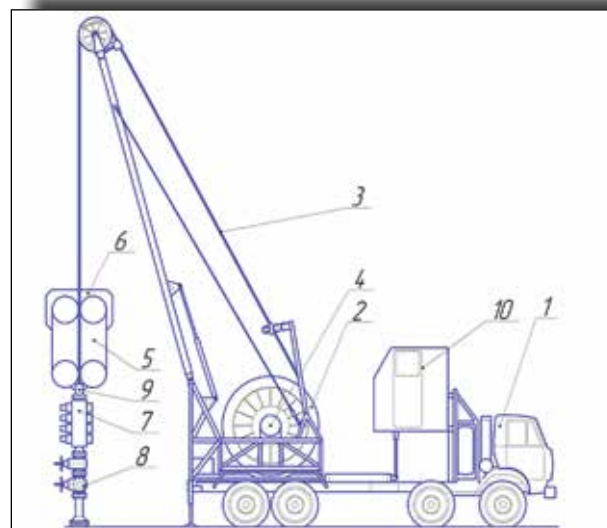


Рисунок 2 – Блок спецподъемника

1 – транспортное средство (шасси), 2 – барабан, 3 – гибкая труба, 4 – привод барабана, 5 – устьевой податчик, 6 – привод устьевого податчика, 7 – противовыбросное оборудование, 8 – фонтанная арматура скважины (скважина), 9 – герметизатор, 10 – кабина оператора с системой управления

технологических операций ЗАО «ГИСприбор-М» разработало специализированный каротажно-технологический подъемник ПКС-5Г-Т (ШК) с применением ГСПТ.

В состав подъемника входят мачта с верхним роликом, силовой гидравлический барабан лебедки с трубой ГСПТ, податчик (транспортёр гибких труб) для подачи ГСПТ в скважину и преодоления устьевого давления, противовыбросное оборудование (ПВО) с четырехплашечным превентором и герметизатором, адаптированные к полимерной трубе, кабина оператора с микропроцессорной системой управления барабана лебедки, податчика, ПВО.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

Емкость барабана лебедки при диаметре трубы 38 мм 5000 м
 Емкость барабана лебедки при диаметре трубы 44 мм 4200 м
 Максимальное тяговое усилие на первых двух рядах намотки трубы на барабан.....90 кН
 Тяговое усилие транспортера (податчика)50 кН
 Привод лебедки гидравлический со встроенным в барабан планетарным редуктором
 Габариты в транспортном положении, м11x4x2,5
 Высота до оси верхнего ролика на мачте в рабочем положении13 м
 Грузоподъемность мачты10 т
 Каждый агрегат, работающий с ГСПТ, имеет в своем составе устьевой податчик (рисунок 3), представляющий собой цепной транспортер

с двумя гусеницами, которые специальными колодками зажимают ГСПТ и обеспечивают ее перемещение при спусках и подъемах, а также удержание при остановках. Каждая гусеница приводится в движение от гидромотора с планетарным редуктором. Прижатие гусениц к трубе обеспечивается гидроцилиндрами, в системе питания которых имеется гидроаккумулятор, обеспечивающий усилие прижатия в случае отказа гидронасоса или его привода.

Податчик имеет силоизмерительный датчик, позволяющий контролировать силовые параметры привода, предохранять податчик от перегрузок и автоматически останавливать его привод при прихватах ГСПТ или приборов и инструмента в скважине. Устанавливается податчик на скважине выше превентора и герметизатора.

Приводы барабана, устьевого податчика, плашек противовыбросового оборудования, мачты и подъем кабины управления – гидравлические.

Ведение процессов спуско-подъема, контроль за ними и за работой основных узлов и агрегатов, визуализация режимов работы, скорости перемещения трубы, усилий подачи и длины поданной в ствол скважины трубы осуществляется с пульта оператора.



Рисунок 3 – Устьевой податчик

Регистрация параметров контроля и управления производится независимо от оператора в «чёрном ящике».

Нижний конец трубы ГСПТ оснащается наконечником со стандартной резьбой, далее крепится обратный клапан, промывочная насадка. Все элементы сборки низа ГСПТ имеют проходной гидроканал для подачи технологических жидкостей к соответствующему инструменту на конце сборки. После окончания технологических операций вместо ремонтного инструмента подсоединяют каротажный прибор и производят гидродинамические и геофизические исследования.

Обслуживание установки осуществляет бригада из 3-4-х человек, монтаж оборудования производится за 3-4 часа. Имея допустимые массогабариты, спецподъемники с ГСПТ могут передвигаться по дорогам общего пользования и обладают высокой мобильностью.

Сталеполимерная труба имеет гораздо больший ресурс пробега (более 1000 спуско-подъемов) по сравнению со стальной трубой БДТ (до 100 спуско-подъемов). Кроме этого, ГСПТ обладает рядом других достоинств: меньшим коэффициентом трения внешней поверхности о стенки НКТ или ствола скважины, а также жидкостей о ее внутреннюю поверхность, стойкостью к воздействию агрессивных растворов (кислот и щелочей), не подвержена коррозии.

Кроме того, все необходимое для выполнения большинства технологических операций оборудование, размещаясь на одном шасси, обеспечивает мобильность агрегата и сокращение времени при подготовке к выезду, а также при подготовительно-заключительных операциях на скважинах.

Установки с ГСПТ, имея вполне приемлемую цену при достаточно широком круге задач ремонта и геофизических исследований, представляют несомненный интерес для сервисных и добывающих компаний, которые не могут себе позволить приобретение большого колтюбинга из-за его высокой стоимости и стремятся к оптимизации своих расходов по ремонту и обслуживанию скважин.

В настоящее время ЗАО «ГИСприбор-М» выпустило четыре спецподъемника с ГСПТ в различной модификации, которые работают в разных нефтегазоносных районах: Волго-Уральский район («Нефтесервис-НН»), Ханты-Мансийский округ («Сибирские Новые Технологии» г. Нефтеюганск; «ЦУТ-сервис» г. Нижневартовск), Ямало-Ненецкий округ («Техсервис-ЗЛТ» г. Новый Уренгой). ©





РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

2013

Российский нефтегазовый саммит

Москва | 14 ноября 2013

www.rogsummit.ru

В ноябре 2013 г. в Москве пройдет одно из самых значимых событий нефтегазовой отрасли – Российский нефтегазовый саммит «Разведка и Добыча 2013». Данный саммит ориентирован на создание максимально комфортной платформы для конструктивного диалога по ключевым направлениям сегмента Upstream.

В рамках Саммита:

- конгресс «Разведка и добыча 2013»;
- техническая сессия «Инновационные решения и технологии в сегменте Upstream»;
- круглые столы;
- выставка региональных нефтегазовых проектов.

Среди участников Саммита:

- отраслевые компании;
- сервисные компании (поставщики услуг и оборудования);
- представители ключевых министерств и ведомств;
- руководство ведущих нефтедобывающих регионов России.

Заявки на участие: info@bamics.com тел.: +7 (351) 777 12 14

Организаторы:

BUSINESS DYNAMICS

Генеральный партнер:

Deloitte

Серебряный спонсор:



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

При поддержке:



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

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

КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

cttimes@cttimes.org



ПЕРЕДВИЖНЫЕ АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

И.В. ВОРОШИЛОВ, генеральный директор ООО «ТЕГАС»

А.В. ЮРЬЕВ, коммерческий директор ООО «ТЕГАС»

Д.В. ВЛАДЫКИН, начальник коммерческого департамента ООО «ТЕГАС»

Уже более 5 лет ТЕГАС успешно производит и поставляет целый комплекс необходимого в топливно-энергетическом комплексе оборудования. Наиболее востребованными являются генераторы азота высокой чистоты – ТГА, которые используются во многих операциях добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, лидерами отрасли России и СНГ.

УЧАСТИЕ АЗОТНЫХ СТАНЦИЙ ТГА В ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

При освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха -30°C и 50°C предусматривается применение азотных компрессорных станций.

Вызов притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных компрессорных станций типа ТГА заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетается в скважину и замещает находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). Регулируя среднюю плотность закачиваемой в скважину системы и используя упругие свойства газа и пены, по мере их выпуска из скважины можно снизить противодавление на пласт в необходимых пределах.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин, а также очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Использование инертного газа (азота) значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА

Колтюбинг с использованием азотных станций ТГА обеспечивает возможность безопасного выполнения работ в скважине, находящейся под давлением, с использованием непрерывной колонны труб позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования.



Рисунок 1 – Станция ТГА 20/251 С95 на шасси МЗКТ во время операции колтюбинга

Использование смеси азота с рассолом позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота с помощью передвижной станции ТГА. Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера УЭЦН и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтюбинга и азотной станции, как правило, занимает на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов.

СТАНЦИИ ТГА

Использование газообразного азота подразумевает использование надежного, отвечающего всем установленным техническим требованиям, мобильного, самоходного газового комплекса для закачки инертной газовой смеси в нефтяные, газовые и газоконденсатные скважины.

В данный момент серийное производство самоходных азотных компрессорных станций с дизельным приводом типа СДА и обновленных станций типа ТГА успешно осуществляется на Краснодарском компрессорном заводе (ООО «ККЗ»), который входит в Промышленную группу «ТЕГАС».

ТГА – это станции по производству азота из атмосферного воздуха непосредственно на месте эксплуатации, чистотой до 99,7%. Диапазон давления производимого ТГА азота – 5–400 атм, производительность 1–30 м³/мин. Могут быть выполнены на грузовом шасси требуемой проходимости: КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ, МЗКТ, MERCEDES, SCANIA.

Передвижные компрессорные станции ТГА необходимы в таких технологических операциях, как:

- разрыв пласта;
- повышение дебита скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- очистка призабойной зоны пласта от механических примесей;
- продувка и опрессовка трубопроводов и емкостей;
- создание инертной среды в процессах нефтепереработки;

- и многие другие применения с участием сжатого азота или воздуха.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ АЗОТА

Для газоразделения в станциях ТГА используется



технология, основанная на принципе мембранной сепарации. Она предполагает получение инертной газовой смеси на основе азота с концентрацией 90–99,95% непосредственно на месте эксплуатации из атмосферного воздуха станции при температуре от -60°C до $+45^{\circ}\text{C}$. Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникновения газов через полимерную мембрану под действием перепада парциальных давлений на ней. Технология предполагает применение мембранных модулей последнего поколения, для которых характерны высокие показатели надежности, температура газоразделения – до 82°C , давление газоразделения – до 24 атм.

В азотных компрессорных станциях типа ТГА внедрены технические решения и улучшающие эксплуатационные характеристики станции по удобству и надежности в сравнении с конкурентами, а именно:

- повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 95 до 99,95%;
- производительность станций составляет от 5 до 30 кубометров азота в минуту;
- давление азота на выходе станции возможно в диапазоне от 5 до 400 атм;
- имеется возможность его увеличения в специальном исполнении;
- реализована возможность регулирования производительности от 50 до 100%;
- оптимизирована компоновка навесного оборудования для более легкого обслуживания станции;
- проведена модернизация капота, увеличены его надежность и долговечность;
- микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе;
- модернизированная система охлаждения дизеля и компрессора позволяет станции работать с более высокими (низкими) температурами окружающей среды;
- блок охлаждения компрессора имеет меньшие массо-габаритные показатели и повышенную теплоотдачу, имеется режим «зима – лето»;
- увеличен ресурс работы компрессора за счет инновационных решений в сальниковых уплотнениях

цилиндро-поршневой группы, клапанов с ресурсом 5000 часов и более;

- увеличенные топливные баки от 800 до 1200 литров навесной установки ТГА (24 часа работы);
- гарантийный срок продлен до 24 месяцев;



Рисунок 3 – Схема работы азотной установки ТГА

- автоматические конденсатоотводчики;
- стабильная работа при более низких температурах (-60°C);
- возможны дополнительные опции.

Азотные станции ТЕГАС типа ТГА на сегодняшний день успешно эксплуатируются в «Транснефти», «Сургутнефтегазе», «Лукойле», «Газпроме», «Роснефти» и на других крупных нефтегазовых предприятиях. Стоит особо выделить наиболее популярные станции ТГА-20/251-С95, ТГА-10/251-С95, заслужившие безупречный авторитет у клиентов.



Рисунок 4 – Азотная компрессорная станция ТГА на производстве (ООО «Краснодарский компрессорный завод»)

ТЕГАС

г. Краснодар, ул. Московская 77, оф. 211,

Тел.: +7 (861) 299-09-09, 8 800 777 09 09

Факс: +7 (861) 279-06-09

117312, г. Москва,

тел./факс: +7 (495) 232-15-66.

тел. +7 (3462) 44-22-99.

г. Новокузнецк,

тел.: +7 (3843) 56-00-88, 56-00-99

info@tegas.ru • info@kkzav.ru

www.tegas.ru • www.kkzav.ru



УПРАВЛЕНИЕ И РЕГУЛИРОВКА СКОРОСТИ СПУСКА-ПОДЪЕМА ТРУБЫ

Александр ВОЛКОВ, начальник отдела сервиса СЗАО «ФИДМАШ»

Предлагаем вашему вниманию вторую статью из цикла публикаций **об особенностях эксплуатации оборудования СЗАО «ФИДМАШ»**.

На данный момент возник ряд вопросов, который считаю необходимым осветить в этом номере. В частности, наиболее острым остается вопрос управления и регулировкой скорости спуска-подъема трубы при выполнении работ на колтюбинговых установках.

Управление инжектором реализовано следующим образом:

- Джойстик – выбор направления движения трубы – для грубой регулировки скорости.
- Клапан управления инжектором на медленных скоростях – для точной регулировки скорости.
- Клапан давления в контуре – для ограничения максимально возможного давления в контуре (например, при затяжке трубы). Он должен всегда быть настроен на давление несколько большее, чем требуется при текущей нагрузке. При страгивании инжектора этот клапан закручивают, и скорость возрастает, но до определенного момента (пока давление в приводе не достигнет соответствующего нагрузке в данный момент), когда скорость стабилизируется, после чего надо закрутить клапан еще на один оборот). Этот клапан нельзя использовать для регулирования скорости. Это основные способы регулирования скорости инжектора. Имеется и другой способ управления скоростью инжектора, но в этом случае есть некоторые особенности:
- при регулировании скорости клапаном управления объемом гидромотора привода инжектора (пониженная/повышенная скорость и промежуточные), в отличие от первых двух элементов, – изменение объема г/мотора влияет на тяговое усилие инжектора. То есть можно работать или медленно, но с большим усилием, или быстро, но с маленьким. Например, если при движении на повышенной скорости нагрузка возрастет, то можно увеличить рабочий объем мотора, а не повышать давление в приводе. В этом случае тяга возрастет, но скорость уменьшится. Если же накручивать давление, то скорость сохранится и при повышении нагрузки (естественно, если она не достигла еще максимально возможного тягового усилия в данном положении).

На основании вышеуказанного алгоритм начала движения гибкой трубы (ГТ) следующий:

1. Выбираем направление движения, переводя джойстик в крайнее положение вверх либо вниз. При этом давление управления объемом гидромотора инжектора равно нулю. Клапан

управления инжектором на малых скоростях выкручен, клапан давления в контуре также выкручен.

2. Закручиваем до упора клапан регулировки на малых скоростях и начинаем плавно закручивать клапан регулировки давления в контуре. После начала движения цепей вращаем ручку до достижения момента, пока скорость не перестанет расти. После этого делаем еще один оборот, что позволит нам снять систему с клапана и не разогревать масло, и при встрече препятствия не позволит инжектору развить чрезмерное усилие.

Данный алгоритм действий прописан в руководстве по эксплуатации колтюбинговых установок, но подчеркнуть этот факт никогда не будет лишним.

Хотелось бы обратить внимание компаний, эксплуатирующих УПТ-1 (**установка для перемотки трубы**), на следующее. Возникают жалобы на работу установки, скачки давлений при работе и прочее. Основная причина – это смотка-намотка на повышенной скорости, увидеть которую можно при включении системы контрольно-регистрающей (СКР). Рекомендуемая скорость – не более 20 м/мин. Отслеживать необходимо по работающему СКР. В любом случае появление шумов, характерное для голодания гидромотора, недопустимо. Голодание гидромотора возникает при условии, когда мотор переходит в режим насоса из-за преодоления его усилия другим гидромотором, скажем, когда УПТ перетягивает барабан, или наоборот. Масло на входе гидромотора при повышенной скорости не успевает поступать, и начинается его голодание. Это грозит выходом гидромотора из строя по причине недостаточной смазки плунжеров. При перемотке ГТ с УПТ на установку колтюбинговую гидромотор УПТ работает как насос и при этом постоянно дросселирует небольшой объем масла на клапане давления (т.е. гоняет по кругу), что приводит к значительному нагреву корпуса мотора, клапана давления и РВД к г/мотору. Поэтому рекомендуется периодически (например, раз в 20...30 минут) производить кратковременную (буквально несколько оборотов барабана) обратную перемотку (с установки на УПТ) – это позволит заменить нагретый объем масла свежим (более холодным).

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



Е Р Р

EXHIBITION AND FORUM

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ РАЗВЕДКА, ДОБЫЧА, ПЕРЕРАБОТКА 2013

Разделы выставки:

- Нефтегазопромысловая геология и геофизика;
- Разведка и разработка;
- Строительство скважин на суше и на море;
- Нефтегазовое оборудование;
- Морские стационарные платформы;
- Автоматизация процессов добычи;
- Доставка (транспортировка) углеводородов и продуктов их переработки;
- Техническое обслуживание трубопроводов и производственных мощностей;
- Заводы, терминалы, инфраструктура передачи и хранения;
- Производство электроэнергии / Производственные мощности;
- Исследования и инновации;
- Экологическая безопасность и окружающая среда;
- Подводные производства, эксплуатация и технологии;
- Нетрадиционный газ;
- Подбор, обучение и подготовка специалистов;
- Порты и гавани;
- Информации и IT- технологий в нефтегазовой отрасли;
- Газификация, расширение использования газа;
- Корпоративная социальная ответственность.

18-20 НОЯБРЯ 2013

МОСКВА, ПАВИЛЬОН №75 НА ТЕРРИТОРИИ ВВЦ
МВЦ «МосЭкспо»



WWW.EPP-EXPO.COM / WWW.MOS-EXPO.COM

12-я Московская Международная выставка «Нефть и газ»/ MIOGE 2013

12th Moscow International Oil and Gas Exhibition 2013



*Церемония
открытия выставки
Opening ceremony
of the exhibition*

Состоялось главное событие в нефтегазовой отрасли – 12-я Московская Международная выставка «Нефть и газ»/MIOGE 2013. Мероприятие прошло с 25 по 28 июня 2013 года на одной из лучших выставочных площадок российской столицы – в ЦВК «Экспоцентр» на Красной Пресне.

В рамках выставки состоялся 11-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC. Организатором этих мероприятий выступила группа компаний ITE, занимающая лидирующие позиции на рынке выставочных услуг в России. Главным партнером выставки и конгресса стало Министерство энергетики Российской Федерации; партнерами являлись Министерство природных ресурсов и экологии и Российский союз промышленников и предпринимателей. Генеральным спонсором – компания «Нефтегазовые системы».

В число ключевых партнеров также вошли компании «Роснефть», «Газпром», Международный газовый союз (IGU), Союз производителей нефтегазового оборудования России, Российское газовое общество, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ОАО «ВНИПИнефть», информационно-аналитический центр «КОРТЕС», Евро-Азиатское геофизическое общество (ЕАГО), Европейская ассоциация геоученых и инженеров

Moscow hosted one of the main events in the oil and gas sector – 12th Moscow International Oil and Gas Exhibition (MIOGE 2013). The exhibition was held from June 25 to June 28, 2013 at one of the best exhibition centers of Moscow – Central Exhibition Complex “Expocentre” in Krasnaya Presnya street.

The 11th Russian Petroleum and Gas Congress (RPGC) was held within the framework of the exhibition. Both events were organized by ITE Group – the leader on the market of exhibition services in Russia. Ministry of Energy of the Russian Federation acted as the principal partner of the exhibition and the congress; Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation and Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs were the partners of the events. Oil and Gas Systems Company was the primary sponsor of the exhibition and the congress.

Key event partners also included Rosneft, Gazprom, International Gas Union (IGU), Union of Oil and Gas Equipment Manufacturers of Russia, Russian Gas Society, Gubkin Russian University of Oil and Gas, VNIPIneft, KORTES Research Information Center, Eurasian Geophysical Society (EAGO),

(EAGE), Общество геофизиков-разведчиков (SEG), Международная ассоциация производителей нефти и газа (OGP), Ассоциация европейского бизнеса (АЕВ).

Журнал «Время колтюбинга» выступал в качестве одного из медиапартнеров выставки и конгресса.

В церемонии торжественного открытия выставки приняли участие депутат Государственной Думы Василий Тарасюк, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль,

European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), International Association of Oil and Gas Producers (OGP), Association of European Businesses (AEB).

Coiled Tubing Times journal was one of the media partners of the exhibition and the congress.

The opening ceremony was attended by Vasily Tarasiuk, Member of the State Duma of the Russian Federation, Gennady Shmal, President of the Russian



Журнал «Время колтюбинга» выступал в качестве одного из медиапартнеров выставки и конгресса.
Coiled Tubing Times journal was one of the media partners of the exhibition and the congress.

исполнительный вице-президент РСПП Александр Мурычев, генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин и другие официальные лица.

С приветственным словом к участникам и гостям выставки обратился депутат Государственной Думы Василий Тарасюк. Он отметил, что выставка играет важную роль в привлечении новых инвестиций в российскую экономику и выразил надежду, что те технологии и решения для нефтегазовой отрасли, которые представлены на выставке в этом году, будут успешно применяться российскими и зарубежными компаниями.

В свою очередь президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль сказал: «Стало хорошей традицией собираться на выставке «Нефть и газ», чтобы подвести итоги работы нефтегазового комплекса за прошедший год». Он отметил важность проведения выставок для обмена опытом и технологиями, которые являются

Union of Oil and Gas Producers, Alexander Murychev, Executive Vice-President of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs, Vladimir Kapustin, Director General of VNIPIneft, and other officials.

In his welcoming address Vasily Tarasiuk, Member of the State Duma, emphasized that the exhibition was playing an important role in attracting foreign investments into the Russian economy and expressed his hope that the technologies and solutions showcased at this year will be successfully used by Russian and foreign companies.

Mr. Gennady Shmal, President of the Russian Union of Oil and Gas Producers, said: "It is already a good tradition to meet at this oil and gas exhibition to summarize and discuss the performance of oil and gas sector during last year". He pointed out to the importance of such exhibitions in terms of sharing experience and technologies that are critical for the development of oil and gas sector.

Vladimir Kapustin, Director General of VNIPIneft, drew the participants' attention to active modernization of Russian oil refining industry. He said that in the coming years the country will be using global environmental standards and will produce only

определяющими в развитии нефтегазового комплекса.

Генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин обратил внимание присутствующих на активную модернизацию нефтеперерабатывающей отрасли России. По его словам, в ближайшие два года страна полностью перейдет на мировые экологические стандарты и будет выпускать топливо исключительно классов «Евро-4» и «Евро-5», что, безусловно, было бы невозможным без технологий, представленных в рамках экспозиции.

Исполнительный вице-президент РСПП Александр Мурычев от лица Российского союза промышленников и предпринимателей поздравил собравшихся с началом работы выставки и конгресса нефтяников и газовиков и вручил генеральному директору ITE Александру Шталенкову приветствие от имени президента РСПП А.Н. Шохина и Свидетельство об активной поддержке Союзом выставки «Нефть и газ»/MIOGE и Российского нефтегазового конгресса/RPGC.

Эта выставка считается традиционным местом встречи представителей самых авторитетных нефтегазодобывающих компаний, поставщиков оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли, площадкой общения для широкого круга специалистов-нефтяников. Она не зря считается крупнейшей в России. В 2013 году на площади экспозиции 25 000 кв. м выставка собрала 926 компаний-участниц из 37 стран мира, в том числе из России, Великобритании, Венгрии, Германии, Италии, Канады, Китая, Норвегии, Польши, США, Финляндии, Франции, Швейцарии, Японии.

За время работы мероприятие посетили 22 412 специалистов отрасли из 60 стран мира и 70 регионов России, что на 12% больше, чем на предыдущей выставке. Посетители получили возможность ознакомиться с последними достижениями и перспективными разработками с использованием наукоемких технологий, а также с новейшим оборудованием российских и зарубежных компаний для добычи, транспортировки и переработки углеводородов, нефтехимии, газохимии и утилизации попутного нефтяного газа.

Экспозиция, занимавшая четыре павильона экспоцентра и открытую площадку, была представлена шестью тематическими разделами:

1. Геология и геофизика;
2. Добыча нефти и газа;



Euro-4 and Euro-5 fuels. This, of course, could not be achieved without technologies showcased at the exhibition.

Alexander Murychev, Executive Vice-President of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs, congratulated the participants on the opening of the exhibition on behalf of Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs and served Alexander Shtalenkov,

На площади экспозиции 25 000 кв. м выставка собрала 926 компаний-участниц из 37 стран мира.

25 thousand square meters of exhibition space hosted 926 exhibitors from 37 countries of the world.

Director General of ITE, with the welcoming letter from A.N. Shokhin, the President of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs, and the Certificate of Union's active support to MIOGE/RPGC.

This exhibition is a traditional rendezvous of the representatives of renowned oil and gas producers, equipment suppliers and service providers. This is also a good forum for networking of a wide range of oil and gas specialists. It is worthily considered to be the largest exhibition in Russia. In 2013 25 thousand square meters of exhibition space hosted 926 exhibitors from 37 countries of the world, including Russia, United Kingdom, Hungary, Germany, Italy, Canada, China, Norway, Poland, USA, Finland, France, Switzerland and Japan.

All in all some 22 412 specialists from 60 countries worldwide and 70 regions of Russia visited the exhibition, which is 12% more than the previous time. The visitors had a chance to familiarize themselves with the latest achievements and promising solutions

3. Транспортировка и хранение нефти и газа;
4. Переработка нефти и газа, нефтехимия, газохимия;
5. Промышленная, экологическая и пожарная безопасность, охрана труда;
6. Автоматизация и КИП.

В выставке традиционно приняли участие такие крупные компании, как «Башнефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Группа ГМС», «Зарубежнефть», «КУНГУР», «Ринко Альянс», «Роснефть», «Татнефть», «Транснефть», «Трубная металлургическая компания» (ТМК), ABB, Cameron, Caterpillar, CNPC, Emerson, GE, National Oilwell Varco, Schneider Electric, Yokogawa Electric, а также национальные группы Германии, Италии, Канады, Китая, Норвегии, США, Тайваня, Финляндии, Франции, Швеции, Южной Кореи.

Цвет нефтегазового сервиса представляли компании «Интегра», «Римера», Weatherford, «НьюТекСервисез», «Пакер Сервис».

С новейшими разработками в области инструмента для внутрискважинных работ посетители могли ознакомиться на стендах компаний «Буринтех», «РосТЭКтехнологии», НПФ «Пакер», «Пакер Тулз», с новинками в области гибких труб – на стендах компаний Tenaris, «Уралтрубмаш» и Freet (Китай), с цепями для колтюбинговых установок – на стенде «Акмаш-холдинга».

Нашей читательской аудитории, несомненно, были интересны стенды многих компаний. Welltec презентовал оборудование для доставки приборов и аппаратов в наклонные и горизонтальные скважины. На стенде НПП ВНИИГИС можно было ознакомиться с инновационными геофизическими методами проводки и каротажа горизонтальных и наклонно-направленных скважин с использованием забойных телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом. «Гисприбор-М» показал каротажные геофизические подъемники.

Нефтепромысловую химию представляли «Мирико», «Зиракс», «Акватек-химия» и другие компании.

«РГМ-Нефть-Газ-Сервис», Stewart&Stivenson, Jereh Group (Китай), KOLLER (Германия) презентовали свои разработки – колтюбинговые установки, оборудование для ГРП и другие машины для сложных нефтесервисных работ. Компания SPE Rigco (США) в ряду своей продукции рекламировала установки для бурения скважин гибкой трубой.

Русская фактуринговая компания (РФК) показала первый мобильный комплекс ГРП российского производства, «Сибнефтемаш» – оборудование для ГРП, работы с колтюбинговыми установками и КРС, международная компания TAM International – примеры разработки и реализации решений для многозонного ГРП с применением стандартных и колтюбинговых установок.

СЗАО «ФИДМАШ», известным производителем



based on high technologies as well as with the newest Russian and foreign equipment for production, transportation and processing of hydrocarbons, petrochemistry, gas chemistry and associated petrol gas recovery.

The exhibits that occupied four pavilions of the exhibition center and an outdoor area were divided into six thematic sections:

1. Geology and geophysics;
2. Oil and gas production;
3. Oil and gas transportation and storage;
4. Oil and gas processing, petrochemistry, gas chemistry;
5. Industrial, environmental and fire security, occupational safety;
6. Automation and instrumentation.

As tradition has it, the exhibition brought together such major companies as Bashneft, Gazprom, Gazpromneft, GMS Group, Zarubezhneft, KUNGUR, Rinco Alliance, Rosneft, Tatneft, Transneft, Trubnaya Metallurgicheskaya Kompaniya (TMK), ABB, Cameron, Caterpillar, CNPC, Emerson, GE, National Oilwell Varco, Schneider Electric, Yokogawa Electric, as well as national groups from Canada, China, Finland, France, Germany, Italy, Norway, South Korea, Sweden, Taiwan, and the USA.

The cream of the oil and gas service was represented by Integra, Rimera, Weatherford, NewTechServices, and Packer Service.

Visitors could get familiar with brand new equipment for downhole treatment displayed at the booths of Burintekh, RosTEKtekhnologii, NPF Packer, and Packer Tools; the latest models of coiled tubing units could be

колтюбингового оборудования, цементирующего, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, были представлены колтюбинговая установка тяжелого класса МК30Т и азотная установка криогенного типа в блочном исполнении А100. Это оборудование является востребованным на рынке сервисных услуг, что и подтвердил высокий интерес к нему со стороны потенциальных покупателей.

СЗАО «Новинка», основными направлениями деятельности которого являются создание и производство инновационного высокотехнологичного оборудования, предназначенного для повышения эффективности добычи углеводородного сырья, в том числе из сланцев, представило на своем стенде:

- систему направленного бурения с кабельным каналом связи СНБ89-76М;
- систему направленного бурения с гидравлическим каналом связи СНБ89-76Т;
- систему направленного бурения СНБ89-73М;
- комплекс для направленного колтюбингового бурения на депрессии;
- комплекс для направленного бурения горизонтальных скважин с поверхности;
- комплекс насосный приготавливающий КНП1;
- мобильную буровую установку РУ25;
- цементирующую установку УЦ1.

Такое оборудование – пример именно той революции в технологиях, о которой говорил в своей речи на открытии выставки «Нефть и газ»/МНОГЕ 2013 президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль: «Никакой сланцевой революции нет – есть революция в технологиях».

11-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2013

Под эгидой выставки «Нефть и газ»/МНОГЕ 2013 25–27 июня 2013 года прошел 11-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2013, являющийся ведущим в стране международным форумом нефтяников, в процессе которого проходит масштабное обсуждение текущей ситуации и перспектив нефтегазовой индустрии.

В 2013 году в работе конгресса приняли участие более 1000 представителей отечественной и международной нефтегазовой промышленности из 40 стран мира, с докладами выступили 112 авторитетных специалистов отрасли, представляющих органы государственной власти, ведущие нефтегазовые компании и ассоциации, инвестиционные и финансовые учреждения

found at the booths of Tenaris, Uraltrubmash and Freet (China); samples of components for coiled tubing units were available at Akmatholding's booth.

Our readers were positively interested in the booths of many companies. Thus, Welltec presented equipment for delivery of tools and instruments into inclined and horizontal wells. The booth of NPP VNIIGIS displayed innovative geophysical methods of targeting and logging of inclined and horizontal wells using bottomhole telemetry systems with a wireless electromagnetic channel. Gispribor-M showcased its geophysical logging truck hoists.

Oilfield chemistry sector was represented by Mirrico, Zirax, Akvatek-khimiya and other companies.

RGM-Neft-Gaz-Service, Stewart&Stivenson, Jerih Group (China), and KOLLER (Germany) presented their solutions – coiled tubing units, hydraulic fracturing (HF) equipment and other machinery for complex oilfield service operations. SPE Rigco (USA) showcased its extensive product range focusing particular attention on drilling units based on the coiled tubing technology.

Russian Fracturing Company (RFC) displayed the first Russian domestically manufactured mobile HF system; Sibneftemash – equipment for HF, coiled tubing drilling, and WO operations; international company TAM International – examples of development and implementation of effective multi-zone HF solutions involving standard and coiled tubing units.

FIDMASH, a well-known manufacturer of coiled tubing equipment, cementing, pumping and nitrogen equipment as well as HF equipment, presented high-end coiled tubing unit МК30Т and modular cryogenic nitrogen system А100. This equipment is highly sought after in the services market, which was evident from the keen interest expressed by potential buyers who attended the exhibition.

Novinka, a company that specializes in manufacturing innovative high-tech equipment designed to boost the raw hydrocarbons production efficiency (including shale rocks), presented the following items at its booth:

- SNB89-76M geosteering system with a cable communication channel;
- SNB89-76T geosteering system with a hydraulic communication channel;
- SNB89-73M geosteering system;
- coiled tubing system for underbalanced steerable drilling;
- system for steerable surface drilling of horizontal wells;
- KNP1 pump system;
- RU25 mobile drilling unit;
- UC cementing unit.

This equipment is an example of the technological revolution mentioned by G.I. Shmal, president of

России, Европы, США и других стран. В рамках конгресса было организовано 20 заседаний различной тематики.

Первый день Российского нефтегазового конгресса был объявлен Днем мирового нефтяного совета/ WPC. Это международная неправительственная организация, объединяющая 67 стран, основной целью которой является всемерное содействие использованию энергоресурсов во благо человечества. WPC видит в качестве своей главной задачи содействие поиску решений основных ключевых вопросов нефтяной промышленности, как технических, экологических и управленческих, так и политических и социальных. Под председательством генерального директора WPC Пирса Римера состоялось пленарное заседание 1 «Российский нефтегазовый комплекс: ответственное обеспечение мировых потребностей в энергоресурсах».

В ходе заседания были затронуты важнейшие вопросы отрасли: стратегия развития нефтегазовой промышленности России, вызовы, стоящие перед нефтегазовыми державами мира, изменение мировой конъюнктуры спроса на углеводороды. В заседании приняли участие заместитель министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов, президент Мирового нефтяного совета/ WPC Ренато Бертани, председатель Комитета по энергетике Государственной Думы Российской Федерации Иван Грачёв и другие почетные гости. Среди докладчиков заседания – первый заместитель председателя Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Государственной Думы, президент Российского газового общества Валерий Язев, генеральный секретарь Форума стран - экспортеров газа Леонид Бохановский, а также глава Представительства Европейского



the Union of Oil and Gas Producers of Russia, in his speech during the opening of the exhibition “Oil and gas/ MIOGE 2013: “There is no such thing as a shale rock revolution – what we have here is a technological revolution”.

11th Russian petroleum and gas congress/ RPGC 2013

11th Russian petroleum and gas congress – the country's leading international forum of oil producers – took place under the auspices of the exhibition “Oil and gas” /MIOGE 2013 held on June 25–27. The congress became a platform for extensive discussion of the current situation and prospects in the oil and gas industry.

In 2013, over 1000 representatives of domestic and international oil and gas industry from 40 countries took part in the congress. 112 highly reputed oil and gas experts representing government agencies, leading oil and gas companies and associations, investment and financial organizations of Russia, Europe, USA and other countries presented their reports. Some 20 meetings devoted to various topics were held within the frames of the congress.

The first day of the Russian petroleum and gas congress was declared the Day of the World Petroleum Council/ WPC. It is an international non-governmental organization that unites 67 countries. Its main goal is all-round promotion of the use of energy resources for the good of humanity. WPC sees its core objective in assisting the search for solutions to major issues faced by the oil industry – be it technical, environmental and managerial or political and social. Pierce Riemer, WPC Director General, presided over the plenary session devoted to the topic “Russian oil and gas complex: responsibly energizing the growing world”.

The participants of the session looked into the industry's most critical issues: development strategy for the Russian oil and gas industry, challenges faced by oil and gas exporting countries worldwide, changes in the world

союза в России Фернандо Валенсуэла и другие эксперты отрасли.

В приветственном обращении к участникам и организаторам конгресса заместитель министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов выразил уверенность, что все мероприятия, проходящие в рамках выставки и конгресса, являются «важными и системообразующими для формирования позиций в отрасли, для понимания вызовов, которые стоят сегодня перед энергетикой Российской Федерации и перед мировой энергетикой». Кирилл Молодцов отметил, что «оценка перспектив и направлений развития нефтегазовой отрасли является важной задачей, которая должна постоянно обсуждаться, претерпевать изменения и отражать новые вводные, которые мы хотим реализовать». В заключение своего выступления он пожелал участникам конгресса плодотворных дискуссий и успехов в выработке новых подходов и концепций по развитию нефтегазовой отрасли России и оценке мировых тенденций.

В свою очередь председатель Комитета по энергетике Государственной Думы Российской Федерации Иван Грачёв, говоря о ситуации в отечественном нефтегазовом секторе, отметил, что «России не стоит ожидать экономического кризиса как минимум пять лет». «В ближайшем будущем цены на нефть и в особенности на газ будут только расти, - сказал председатель комитета. - И этому поспособствует не только стабильный импорт Европы, но и Китай с соседствующими с ним странами, которые еще очень долго будут нуждаться в значительных объемах чистой энергии, в частности, того же газа, и в российской электроэнергии».

Подобную оптимистическую точку зрения высказал президент Мирового нефтяного совета Ренато Бертани, прибывший в Москву, чтобы принять участие в мероприятиях в честь 80-летия Мирового нефтяного совета/WPC и 55-летия Российского национального комитета Мирового нефтяного совета/РНК МНС, проходивших в рамках выставки «Нефть и газ» и Российского нефтегазового конгресса. Он также объявил обратный отсчет до начала 21-го мирового нефтяного конгресса/WPC, который состоится в Москве 15–19 июня 2014 года.

«Сегодня можно с уверенностью сказать, что известная и крайне политизированная теория о том, что пик добычи нефти в мире был пройден в 2000 году, себя не оправдала, - сказал Р. Бертани. - С 2000 года в мире было потреблено около 350 миллиардов баррелей нефти и каждый потребленный баррель был восполнен 2 новыми баррелями нефти в мировой базе запасов». «Более того, революция, совершенная в области



Конгресс. Пленарное заседание
Congress. Plenary session

demand for hydrocarbons. Attending the session was Kirill Molodtsov, deputy energy minister of the Russian Federation, Renato Bertani, president of the World Petroleum Council/WPC, Ivan Grachev, chairman of the Energy committee of the State Duma of the Russian Federation, and other honorable guests. Reports at the session were delivered, among others, by Valery Yazev, first deputy chairman of the Natural resources, food and ecology committee of the State Duma of the Russian Federation, Leonid Bokhanovsky, secretary general of the Forum of gas exporting countries, Fernando Valensuela,

Необходимо в разы уменьшать энергоёмкость экономики, направлять больше энергоресурсов на внутренний рынок за счет сокращения экспорта.

It is imperative to significantly reduce the energy intensity of the domestic economy, allocate more energy resources to the domestic market by cutting down the exports and combine the enlargement of the domestic market capacity with improvement of its efficiency.

head of the EU representative office in Russia, and other experts.

In his welcoming address to the participants and organizers of the congress, Kirill Molodtsov, deputy energy minister of the Russian Federation, voiced his confidence that all the events held within the frames of the exhibition and congress are "important and fundamental for forming one's position in the industry, for understanding the challenges currently faced by the Russian energy sector and the world energy industry. Kirill Molodtsov noted that "assessing the prospects

разработки сланцевой нефти и сланцевого газа, может обеспечить потребности человечества на многие годы вперед», – отметил он. По его словам, «Россия обладает в разработке сланцевой нефти запасом ресурсов примерно в 75 миллиардов баррелей».

Первый заместитель председателя комитета по природным ресурсам ГД РФ Валерий Язев в своем выступлении говорил о ренессансе угля в Западной Европе вместо продекларированного «золотого века» газа, снижении собственной добычи газа в Европе, успехах европейских стран в области альтернативной энергетики. В. Язев отметил, что низкие коэффициенты извлечения нефти в России, когда многие традиционные месторождения используются не до конца, негативно сказываются на бюджете страны. По мнению докладчика, необходимо в разы уменьшать энергоемкость экономики, направлять больше энергоресурсов на внутренний рынок за счет сокращения экспорта, совмещая увеличение емкости внутреннего рынка с повышением его эффективности.

Живой интерес вызвала экспертная дискуссия «Стратегические альянсы в мировой нефтегазовой отрасли: перспективы и вызовы», которую очень профессионально модерировал автор и ведущий телепрограммы «Обозреватель» РБК ТВ Игорь Виттель. В процессе дискуссии выступили такие авторитетные эксперты, как академик РАН, директор Института проблем нефти и газа РАН Анатолий Дмитриевский, президент Союза нефтегазопромышленников России

and promising areas of development of the oil and gas industry is a critical task that must be constantly discussed, modified and reflect new ideas that we seek to materialize”. In conclusion, Mr. Molodtsov wished the participants of the congress to have fruitful discussions and succeed in the elaboration of new approaches and concepts of the Russian oil and gas industry development and assessment of the latest world trends.

In his turn, speaking about the situation in the domestic oil and gas sector, Ivan Grachev, chairman of the Energy committee of the State Duma of the Russian Federation, noted that “Russia should not expect an economic crisis for at least 5 years”. “In the near future, the oil and particularly gas prices will be only rising”, the chairman of the committee said. “This trend will be supported not only by stable import from Europe but also by China with

На сегодняшний день фактический КИН в России существенно выше, чем в США! Но для поддержания фактического КИН на значении, обеспечивающем нынешний уровень добычи жидких углеводородов, необходимо существенно увеличивать объемы бурения.

Today Russia's actual oil recovery index (ORI) is considerably higher than in the USA. However, in order to keep the actual ORI at the value ensuring the current liquid hydrocarbons production level one needs to significantly increase the volume of drilling.

its neighboring countries that will require significant amounts of pure energy, such as Russian gas and electric energy, for years to come”.

A similar optimistic point of view was voiced by Renato Bertani, president of the World Petroleum Council, who arrived in Moscow in order to partake in the events timed to the 80th anniversary of the World Petroleum Council/WPC and the 55th anniversary of the Russian national committee of the World Petroleum Council/RNC WPC. The aforementioned events took place as part of the “Oil and gas” exhibition and the Russian oil and gas congress. He also announced the countdown to the start of the 21st World Petroleum Congress /WPC to be held in Moscow on June 15–19, 2014.

“Today one can positively say that the popular and highly politicized theory that the world oil production peaked in 2000 and has been declining since proved wrong”, R. Bertani said. “Since 2000, some 350 billion barrels of oil have been consumed worldwide and each consumed barrel was replenished with 2 new barrels of oil in the world resource base”. “Furthermore, the revolution in the field of shale oil and gas development can satisfy the humanity's needs for many years ahead”, noted the expert. According to him, “Russia possesses a reserve of approximately 75 billion barrels of shale oil that can be potentially extracted”.

Valery Yazev, first deputy chairman of the Natural resources, food and ecology committee of the State Duma



Валерий Бессель
Valery Bessel

Геннадий Шмаль, профессор, исполнительный вице-президент ГК «НьюТекСервисез» Валерий Бессель, заведующая отделом развития нефтегазового комплекса России и мира Института энергетических исследований РАН Татьяна Митрова и др. В ходе дискуссии обсуждались вопросы значения стратегических альянсов для развития проектов геологоразведки и добычи, обмена технологиями, роли международного обмена технологиями при разработке шельфовых месторождений, международные нефтегазовые проекты с участием российских компаний – в России и за рубежом, то, как изменится структура мировых поставок углеводородов в условиях укрепления БРИКС.

В День Нефти (26 июня) состоялось пленарное заседание «Поиски, разведка и добыча нефти в России: тенденции и перспективы», коммуникационный форум «Влияние репутации российских нефтегазовых компаний на позиции России в мире», круглый стол «Как стать поставщиком нефтегазовой компании», а также четыре технические секции по технологиям добычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Техническая секция А «Стратегическая роль бурения и нефтесервиса в развитии проектов добычи углеводородов прошла при поддержке ГК «НьюТекСервисез». Участники заседания обсудили современные тенденции в развитии отечественного нефтесервиса и технологий бурения. В докладе исполнительного вице-президента этой компании профессора РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Валерия Бесселя «Парадоксы добычи: нужно ли тратить деньги на бурение?» была проанализирована связь между эксплуатационным бурением и уровнем добычи нефти. Несмотря на то, что основные затраты ВИНК идут на бурение, в России уровень бурения в 5 раз ниже, чем в США, и фонд скважин в 3,5 раза меньше, но при этом российская нефтедобыча превышает американскую в 1,5 раза. «За счет чего мы добываем жидких углеводородов больше, чем в США?», – задался вопросом В. Бессель. Дело в том, что на величину КИН оказывают влияние как природный режим работы залежи, так и технология ее разработки, т.е. плотность сетки эксплуатационных скважин, применяемые методы интенсификации добычи, система поддержания пластового давления и т.п. Профессор В. Бессель уверен, что на сегодняшний день фактический КИН в России существенно выше, чем в США! Но для поддержания фактического КИН на значении, обеспечивающем нынешний уровень добычи жидких углеводородов, необходимо существенно увеличивать объемы разведочного и эксплуатационного бурения, в том числе наклонно-направленного и горизонтального. Поэтому затраты на бурение и строительство скважин будут расти в разы.

Маврикий Калугин, директор по России компании Integrated Energy Services, Petrofac, выступил с докладом

of the Russian Federation, spoke about the renaissance of coal in the Western Europe instead of the expected “golden age” of gas. He also touched upon the appreciable decline in oil production in the EU and the success of European countries in the alternative energy sector. Mr. Yazev noted that low oil production rates in Russia in the situation when many traditional deposits are underdeveloped has a negative impact on the country’s budget. The speaker believes that it is imperative to significantly reduce the energy intensity of the domestic economy, allocate more energy resources to the domestic market by cutting down the exports and combine the enlargement of the domestic market capacity with improvement of its efficiency.

The participants of the congress displayed keen interest in the expert discussion “Strategic alliances in the world oil and gas industry: prospects and challenges” that was professionally moderated by Igor Vittel, author and host of the RBK TV show “The Observer”. Participating in the discussion were such acclaimed experts as Anatoly Dmitrievsky, academician of the Russian Academy of Sciences, Gennady Shmal, president of the Union of Oil and Gas Producers of Russia, Prof. Valery Bessel, executive vice-president of NewTechService, Tatiana Mitrova, head of the Department for Russian and world oil and gas industry development of the Energy Research Institute, and other highly qualified specialists. In the course of the discussion the experts looked into the significance of strategic alliances for the development of geological exploration and production, technology exchange, the role of international technology exchange in the development of offshore deposits, international oil and gas projects involving Russian companies implemented in Russia and abroad, changes in the structure of world hydrocarbon supplies on the back of the rapid economic growth in BRICS countries.

The programme of the Oil Day (June 26) featured a plenary session “Oil exploration, prospecting and production in Russia: trends and outlook”, a communication forum “How the reputation of Russian oil and gas companies affects Russia’s standing in the world”, a roundtable meeting “How to become an oil and gas company supplier” as well as four technical sections for hydrocarbon production, transportation and processing technologies.

Technical section A “Strategic role played by drilling and oil services in the development of hydrocarbon production projects” was held with the support of NewTechService. The participants of the meeting discussed the latest trends in the development of the domestic oil services and drilling technologies. The report “Paradoxes of development: should one spend money on drilling?” delivered by Valery Bessel, professor at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, analyzed the link between production drilling and oil production level. In spite of the fact that the lion’s share of funds of a Vertically Integrated Oil Company is spent on drilling, the drilling



Будущее отрасли **The future of the industry**

«Новые возможности для месторождений: роль нефтесервисных компаний в продлении жизни зрелых месторождений». Для того, чтобы остановить падение добычи, российские компании пытаются открыть новые территории, три из которых могут дать значительные объемы добычи, более 20 млрд барр. запасов. Это Российская Арктика, Западная Сибирь и баженовская свита. Однако все еще существует значительный потенциал увеличения добычи зрелых месторождений, реализация большей части которого ожидается опять же на месторождениях Западной Сибири. В его реализации решающую роль призваны сыграть нефтесервисные компании. Докладчик представил слушателям бизнес-модель интенсификации добычи, которая применима к 200 месторождениям России.

Директор Центра повышения нефтеотдачи пластов ОАО «ВНИИнефть» Андрей Петраков в своем докладе «Возможности использования попутного нефтяного газа для увеличения нефтеотдачи пластов» рассказал о перспективах использования этого недооцененного ресурса, четверть объемов которого (16 млрд. м куб. в год) сейчас просто сжигается. Технология водогазовой закачки в пласт способна повысить КИН на 5–6%, однако нефтедобывающие компании не спешат внедрять ее в практику.

Пленарное заседание «Поиски. Разведка и добыча нефти в России: тенденции и перспективы. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли: технологические рычаги добычи трудноизвлекаемых углеводородов и повышения КИН зрелых месторождений» собрало целую россыпь интересных тем. Заседание открыл ректор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина В.Г. Мартынов. Он не только широко осветил современное состояние ресурсной базы углеводородного сырья, проблемы, возникающие

level in Russia is 5 times lower than in the USA and the well stock is 3.5 times smaller. At the same time Russia's oil production figures exceed those in the USA by 1.5 times. "How do we manage to produce more liquid hydrocarbons than the United States?", Mr. Bessel inquired. The thing is that oil recovery index depends on the reservoir's natural production mechanism and its development technology, i.e. the density of the producing wells grid, production stimulation methods applied, reservoir pressure maintenance system, etc. Professor Bessel is convinced that today Russia's actual oil recovery index (ORI) is considerably higher than in the USA. However, in order to keep the actual ORI at the value ensuring the current liquid hydrocarbons production level one

needs to significantly increase the volume of exploration and production drilling, including inclined and horizontal drilling. Therefore the costs related to drilling and well construction will be skyrocketing.

Mavriky Kalugin, Integrated Energy Services, Petrofac director for Russia, delivered the report "New possibilities for oilfields: the role of oil service companies in extending the life of brown fields". In order to stop the production drawdown Russian companies are trying to discover new territories three of which can provide substantial production volumes – more than 20 billion barrels of reserves. These are the Russian Arctic Region, Western Siberia and Bazhenov formation. Nonetheless, there is still plenty of potential for boosting the production at brown fields. Most of this potential is expected to be harnessed by further developing the Western Siberia fields. Oil service companies are supposed to play a key part in this project. The speaker also presented a business model of production stimulation that could be applied at 200 oilfields across Russia.

In his report titled "Possibilities of using associated petroleum gas to increase the reservoir recovery, Andrei Petrakov, director of the Oil recovery stimulation center of ОАО VNIIneft, told about the prospects of using this undervalued resource a quarter of which (16 billion cubic meters a year) is now simply burned. Gas-water injection technology has capability to increase the ORI by 5–6%, and yet oil producing companies are not so eager about its introduction.

Plenary session "Oil exploration, prospecting and production in Russia: trends and outlook. Innovative development of the oil and gas sector: technological levers of extraction of problematic hydrocarbons and ways of increasing the ORI at brown fields" gathered together a host of interesting topics. The session was opened by V.G. Martynov, rector of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Not only did he provide a detailed account of the present situation with the

как в сфере геологоразведки, так и в процессе подготовки высококвалифицированных специалистов, но и поделился своим видением развития топливно-энергетического комплекса. Делегаты прослушали доклады, посвященные состоянию и перспективам разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, комплексному изучению месторождений для оптимизации системы разработки на поздней стадии, развитию инновационных технологий геологоразведочных работ в акваториях морей России, роли фонда «Сколково» в поддержке инновационного развития отрасли, инструментам поддержки этого развития и т.п.

В центре внимания дискуссии технической секции В «Модернизация нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России» были современные проблемы инжиниринга в российской нефтепереработке и нефтехимии, модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических активов.

День Газа (27 июня) открылся пленарным заседанием 1 «Российская газовая промышленность: стратегия и перспективы». Специальной темой для дискуссии в ходе заседания стал «Дальний Восток и Восточная Сибирь как новый газовый хаб: развитие добычи, переработки и поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона». Заседание прошло под председательством Алексея Мастепанова, академика РАН, заместителя директора Института проблем нефти и газа РАН, профессора РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. «Инновационным технологиям в добыче газа и их влиянию на решение проблем охраны окружающей среды» был посвящен доклад заместителя главного инженера по научно-технической работе и экологии ООО «Газпром добыча Ямбург» Анатолия Арабского. Аналитик Wood Mackenzie Сэмюэль Люссак выступил с сообщением «Владивосток-СПГ: усиление развития газового комплекса Восточной Сибири». Виктор Тимошилов, заместитель начальника Департамента по управлению проектами, начальник Управления координации восточных проектов ОАО «Газпром» рассказал о «Дальнем Востоке как «энергетических воротах» России в АТР».

Участники пленарного заседания 2 высказались по теме «Стратегия усиления лидерской позиции на международном газовом рынке: энергетическая дипломатия, развитие проектов транспортировки и переработки, маркетинг».

В этом году в рамках RPGC впервые были организованы совершенно новые мероприятия: пленарное заседание «Инвестиционные и экспортные возможности для российских компаний

Впервые в истории нефтегазовых конгрессов в программу был включен кадровый форум «Развитие руководителей в нефтегазовой отрасли: примеры лучших мировых практик».

For the first time in the history of RPGC gas congresses, the programme included a human resources forum "Training managers for the oil and gas industry: examples of best international practices".

raw hydrocarbons resource base, problems arising during geological exploration and personnel training, but also shared his vision of the development of the entire fuel and energy complex. The delegates heard the reports dedicated to the current state and prospects of developing the problematic oil reserves, comprehensive study of oilfields to optimize the system of development at a later production stage, development of innovative technologies in geological exploration of Russian seas, the role of the Skolkovo Foundation in supporting the sector's innovative development, instruments designed to facilitate this development, etc.

Technical section B "Modernization of Russia's oil processing and petrochemical industry" focused on the current engineering problems in the Russian oil processing industry and petrochemistry as well as modernization of the available oil processing and petrochemical assets.

Gas Day (June 27) opened with plenary session 1 "Russian gas industry: strategy and prospects". "Far East and Western Siberia as a new gas hub: development of gas production, processing and supply to the Asian-Pacific Region countries" became a special topic for discussion during the session. Presiding over the session of Alexei Mastepanov, academician of the Russian Academy of Sciences, deputy director of the Oil and gas problems institute of the Russian Academy of Natural Sciences and professor at Gubkin Russian State University of Oil and Gas. "Cutting-edge technologies in gas production and their impact on the solution of environmental problems" was the central theme of the report delivered by Anatoly Arabsky, associate chief engineer for research, technologies and environment at ООО Gazprom добыча Yamburg. Samuel Lussac, analyst at Wood Mackenzie, gave a speech on the topic "Vladivostok CNG: stepping up the development of Western Siberia's gas complex". Victor Timoshilov, deputy head of the Project management department, head of the East-Oriented Projects Coordination Directorate of ОАО Gazprom, told about the "Far East as Russia's "energy gateway" to the Asian-Pacific Region".

Participants of plenary session 2 shared their views on the topic "A strategy for cementing the leading position in the international gas market: energy diplomacy, development of transportation and processing projects, marketing".

в нефтегазовых проектах за рубежом»; World Petroleum Council Forum «Привлечение и удержание потенциальных лидеров в нефтегазовой отрасли»; круглый стол «Как стать поставщиком нефтегазовой компании»; техническая секция «Развитие налоговой системы в нефтегазовой отрасли»; молодежный чемпионат «Youth Russian Petroleum and Gas Challenge / Youth RPGC 2013» – соревнование студентов по решению технических и бизнес-задач нефтегазовой отрасли, в ходе которого лучшие студенты России смогли проявить свои способности в решении кейсов, основанных на реальных проблемах отрасли.

Также впервые в истории нефтегазовых конгрессов RPGC в программу был включен кадровый форум «Развитие руководителей в нефтегазовой отрасли: примеры лучших мировых практик», организованный при поддержке консалтинговой компании Ward Howell и вызвавший огромный интерес. Мировые тенденции в HR: спрос и предложение, практики по развитию лидерства, методы удержания ключевых руководителей, управление персоналом в международном бизнесе – вот лишь некоторые из обсуждавшихся на форуме вопросов.

Выставка «Нефть и Газ»/MIOGE 2013 и Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2013 прошли при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Комитета Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию, Комитета Государственной Думы Российской Федерации по энергетике, Комитета Государственной Думы Российской Федерации по природным ресурсам, природопользованию и экологии, Российского союза промышленников и предпринимателей.

Традиционные партнеры выставки и конгресса: главный партнер – Министерство энергетики РФ, партнер Дня Нефти – ОАО «НК «Роснефть», партнеры Дня Газа – ОАО «Газпром» и Международный газовый союз/IGU, Мировой нефтяной совет/WPC, Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета/RNKC WPC, Комитет Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию, Союз нефтегазопромышленников России, Союз производителей нефтегазового оборудования, Российское газовое общество, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, ОАО «ВНИПИнефть», ЗАО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа»/СПБМТСБ, Евро-Азиатское геофизическое общество/ЕАГО, Общество геофизиков-разведчиков/SEG, Международная ассоциация производителей нефти и газа/OGP, Ассоциация европейского бизнеса/AEB, Центр развития коммуникаций ТЭК, Фонд «Сколково», консалтинговая компания Ward Howell, организатор молодежных бизнес-чемпионатов Changellenge. ●

This year, for the first time ever, the RPGC programme included a number of brand new events: plenary session “Investment and export opportunities offered by foreign oil and gas projects to Russian companies”; World Petroleum Council Forum “Mobilization and retention of potential oil and gas industry leaders”; roundtable meeting “How to become an oil and gas company supplier”; technical section “Developing the taxation system within the oil and gas industry”; youth championship “Youth Russian Petroleum and Gas Challenge / Youth RPGC 2013” – a student competition involving solution of business cases in the oil and gas industry that enabled Russia’s best students to showcase their skills of solving cases based on the real problems faced by the industry.

Apart from that, for the first time in the history of RPGC gas congresses, the programme included a human resources forum “Training managers for the oil and gas industry: examples of best international practices”. It was organized with the support of Ward Howell and invited huge interest. World HR trends: demand and supply, leadership development practices, methods of retaining key managers, personnel management in international business – these are just a few issues discussed at the forum.

Exhibition “Oil and gas” MIOGE 2013 and the Russian petroleum and gas congress /RPGC 2013 took place under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation, the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, the Committee for Agrarian and Food Policy and Nature Management of the Federation Council, the Power Engineering Committee of the State Duma of the Russian Federation, Natural Resources, Nature Management and Ecology Committee of the State Duma of the Russian Federation, and the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs.

Traditional partners of the exhibition and congress: general partner – Ministry of Energy of the Russian Federation, Oil Day partner – ОАО Rosneft Oil Company, Gas Day partners – ОАО Gazprom and the International Gas Union/IGU, World Petroleum Council/WPC, Russian National Committee of the World Petroleum Council/RNKC WPC, Committee for Agrarian and Food Policy and Nature Management of the Federation Council, Union of Oil and Gas Producers of Russia, Union of Oil and Gas Equipment Producers, Russian Gas Society, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, ОАО VNIPIneft, ZAO St. Petersburg International Mercantile Exchange/SPIMEX, Eurasian Geophysical Society/EAGS, Society of Exploration Geophysicists /SEG, International Association of Oil and Gas Producers/OGP, Association of European Businesses/AEB, Center for Development of Fuel and Energy Complex Communications, Skolkovo Foundation, Ward Howell consulting company, organizer of youth business championships Changellenge. ●



OGT
2 0 1 3



18th TURKMENISTAN INTERNATIONAL OIL & GAS CONFERENCE

19 – 21 NOVEMBER 2013
ASHGABAT • TURKMENISTAN

18-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

19 – 21 НОЯБРЯ 2013
АШХАБАД • ТУРКМЕНИСТАН

www.oilgasturkmenistan.ru

ORGANISED BY / ОРГАНИЗАТОРЫ



Ministry of Oil and Gas Industry and Mineral Resources
of Turkmenistan
Министерство Нефтегазовой промышленности и
минеральных ресурсов Туркменистана



Chamber of Commerce and Industry
of Turkmenistan
Торгово-промышленная палата
Туркменистана

CO-ORGANISER / СООРГАНИЗАТОР



FOR INFORMATION PLEASE CONTACT US: ЗА ИНФОРМАЦИЕЙ ОБРАЩАЙТЕСЬ:

IN LONDON / В ЛОНДОНЕ

Tel: +44 (0) 207 328 8899
Fax: +44 (0) 207 624 9030
e-mail: mm@summittradeevents.com

IN MOSCOW / В МОСКВЕ

Tel.: +7 (495) 9357350
Fax: +7 (495) 9357351
e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.oilgasturkmenistan.com; www.oilgasturkmenistan.ru



XVIII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Приглашаем Вас принять участие в XVIII научно-практической конференции «Новые возможности, техника и технологии геофизических исследований скважин», проводимой ОАО НПФ «Геофизика» совместно с Башкирским отделением ЕАГО и АИС.

Конференция пройдет в здании ОАО НПФ «Геофизика»
(г. Уфа, ул.8 Марта, 12) 20 ноября 2013 г.

Вашему вниманию будут представлены следующие направления:

- Современные геофизические технологии для решения геологических задач при разведочном и эксплуатационном бурении скважин (наклонные, горизонтальные, многоствольные);
- Новые 3D технологии при контроле технического состояния скважин;
- Интеллектуальные скважины. Контроль за разработкой в многообъектных скважинах, оборудованных УЭЦН;
- Испытания пластов;
- Комплексная интерпретация ГИС и программное обеспечение.

Заявку на участие в конференции Вы можете подать по:
тел./факсу: (347) 228-64-14, 228-65-53
E-mail: mark@npf-geofizika.ru

информационные спонсоры



В Пекине с успехом прошел «САММИТ ПО ГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ КИТАЯ-2013»

GAS INFRASTRUCTURE CHINA SUMMIT 2013 Concluded Successfully

26–27 июня в гостинице Renaissance Capital Hotel прошел саммит по газовой инфраструктуре-2013, организованный компанией Oppland China. Основные темы – строительство газопроводов и газохранилищ в Китае, а также оборудование и услуги, необходимые для осуществлений проекта.

На совещании присутствовало более 150 представителей компаний, включая такие известные, как GE, Rolls-Royce, Emerson, Rockwell, Tmeic, Volvo, Man Turbo, JCI, Total, Shell, Schneider, ABB, Woodward и др., а также поставщики оборудования и технологий. В освещении мероприятия приняли участие новостное агентство «Синьхуа», журнал «Энерго», агентства «Гэзшоу», «Блумберг» и «Интерфакс».

Открывая встречу, вице-президент конфедерации предприятий провинции Сычуань рассказал участникам о том, как модернизация газовой отрасли и создание газовой инфраструктуры может стать стимулом интенсивного экономического развития.

Строительство подземных газохранилищ в Китае может быть достигнуто за счет использования сезонной системы ценообразования с более высокими тарифными ставками в периоды наибольшего спроса, считает Ксю Шен Джу, вице-президент Китайского конструкторского бюро по проектированию трубопроводов при Проектном институте г. Тяньцзинь. Директор Научно-исследовательского центра по проблемам нефти и газа при Китайском университете нефти Кси Шен Донг также поделился своим видением будущей системы подачи природного газа и сети трубопроводов в Китае.

Кроме того, эксперты Института энергетических исследований при Российской академии наук, Управления по регулированию нефтегазового сектора Пакистана, Японского форума по газовым магистралям в Северо-восточной Азии и Китайской национальной нефтегазовой корпорации подготовили доклады, вызвавшие неподдельный интерес участников. Встреча прошла в оживленных дискуссиях о китайских инвестициях в строительство газопроводов и газохранилищ, перспективах развития системы газоснабжения и инфраструктуры в Азии к 2020 году, новом плане создания газовой инфраструктуры в Китае и технологических инновациях.

On June 26–27, 2013, Gas Infrastructure China Summit 2013, organized by Oppland China, was held at the Renaissance Capital Hotel Beijing.

The congress focus on the gas pipelines and storages project in China and its equipment and services needed. The forum attracted more than 150 attendees include GE, Rolls-Royce, Emerson, Rockwell, Tmeic, Volvo, Man Turbo, JCI, Total, Shell, Schneider, ABB, Woodward, energy companies and equipment & technology suppliers' enthusiastic participation. Xinhua News Agency, <Energy> Magazine, Gasshow, Bloomberg and Interfax carried a report on the conference

During the meeting, the Vice Chairman of Sichuan Enterprise Confederation gave the keynote presentation of how to optimize natural gas industry and gas infrastructure construction for intensive development.

Implementing a seasonal pricing system with natural gas tariffs in peak demand periods higher than those in the off season would help advance China's development of underground gas storage (UGS) depots, XueShen ZHOU, the vice president of Tianjin design institute China petroleum pipeline Bureau said.

The director of oil and gas development research center china university of petroleum, XiuChen DONG share the interpretation of the future natural gas transmission system and pipeline network of china.

Besides, the experts from ERI RAS, OGRA Pakistan, NAGPF-J, CPPE, RIPED and CNPC gave very brilliant speech, which won rounds of applause from the audience. The meeting was concluded in the enthusiastic audience questions and discussion on China Investment policy of gas pipeline and storage infrastructure, supply and infrastructure outlook to 2020 in Asia, China's emerging natural gas source infrastructure plan and technology innovation.



GAS INFRASTRUCTURE
CHINA SUMMIT
中国天然气基础设施高峰论坛





18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

13 - 15
МАЯ 2014
ТАШКЕНТ
УЗБЕКИСТАН

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА





15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ



26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ: СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ – ИННОВАЦИОННЫЕ РЕАГЕНТЫ

OILFIELD CHEMISTRY: Challenging Tasks – Innovative Reagents

В Москве, в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 27–28 июня 2013 года прошла VIII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия».

Организаторами мероприятия выступили Министерство образования и науки Российской Федерации, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), НОЦ «Промысловая химия», технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НП «Национальный институт нефти и газа».

В конференции приняли участие 70 человек, представляющих 22 учебных, научных и производственных объединения и организации. Участники конференции заслушали и обсудили 17 пленарных докладов, посвященных проблемам в области производства и технологий применения реагентов для бурения, заканчивания и ремонта скважин; в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти; при подготовке нефти и газа; ингибиторов коррозии, солеотложения, парафиноотложения и бактерицидов для защиты нефтяного и газового оборудования; экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности.

С приветственным словом к участникам конференции обратился первый проректор по стратегическому развитию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, профессор М.А. Силин. «Я очень рад, что наша конференция стала, во-первых, ежегодной, и, во-вторых, уже традиционной, – сказал М.А. Силин, – сегодня в этом зале присутствуют представители нефтегазовых компаний, сервисных предприятий, отраслевых институтов, ведущих вузов России. Состав участников нашей конференции, с одной стороны, стабилен, а, с другой, с каждым годом расширяется, потому что нефтепромысловая химия становится все более самостоятельной научной дисциплиной. И этому процессу наша конференция призвана всемерно способствовать». Оратор пожелал конференции успеха, а ее участникам – получить не только нужную и полезную информацию, но и

On June 27–28, Moscow-based Gubkin Russian State University of Oil and Gas played host to the 8th pan-Russian research and practice conference “Oilfield chemistry”.

The event was organized by the Ministry of education and science of the Russian Federation, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Scientific and educational center “Oilfield chemistry”, technology platform “Hydrocarbon production and management technology”, research facility “National Institute of Oil and Gas”.

The conference brought together 70 experts representing 22 educational, scientific and production associations and organizations. The participants of the conference heard and discussed 17 plenary reports exploring the problems related to the production and application of reagents for drilling, completion and workover of wells; for boosting the reservoir recovery and stimulation of oil production; for oil and gas treatment; corrosion, scaling, wax accumulation, bactericide inhibitors for oil and gas equipment protection; environmental aspects of production and use of chemical reagents in oil and gas industry.

The opening address to the participants was delivered by Prof. M.A. Silin, first vice principal for strategic development of the National Research University (NRU) of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. “I am very happy that our conference has become, firstly, an annual and, secondly, a traditional event”, M.A. Silin said. “This grand hall has gathered today the representatives of oil and gas companies, service enterprises, sectoral research institutes, and Russia’s leading educational establishments. The list of participants of our conference is, on the one hand, quite stable and on the other – expands every year because oilfield chemistry is increasingly becoming a self-sufficient independent branch of science. And the goal of our conference is to facilitate this process in every way”. The speaker wished the conference success and its participants – not only benefit from but also enjoy the communication with colleagues.

The report “Promising aspects of oilfield chemistry research” delivered by PhD in Technical Sciences

удовольствие от общения с коллегами.

Доклад «Перспективные аспекты исследований в области нефтепромысловой химии» к. т. н. В.Н. Глущенко, представлявшего Институт нефтегазовых технологий и новых материалов ГАНУ АН Республики Башкортостан, был сфокусирован на необходимости координации исследований для решения конкретных задач, актуальных как для нефтепромысловой химии, так и для всего нефтегазового комплекса. По мнению В.Н. Глущенко, положение, когда решение даже очень крупных задач осуществляется специалистами одного отраслевого центра или одного института без привлечения всех специалистов отрасли, компетентных в соответствующем круге вопросов, недостаточно продуктивно. Поэтому следует создавать под эгидой нефтяных компаний временные творческие коллективы для решения актуальных задач, в частности, нефтепромысловой химии.

В качестве перспективных докладчик выделил несколько направлений, в том числе уточнение эффективности гидрофобизации ПЗП, включая эффект скольжения; разработку новых тепло- и газогенерирующих жидких составов для вторичного вскрытия, расколматации и удаления АСПО; разработку бинарных ингибиторов коррозии, ингибиторов АСПО и солеотложений и т.д., капсулированных эмульсионных и полимерно-пленочных форм ингибиторов; повышение эффективности технологий Squeeze treatment путем закачки в ПЗП ингибиторов в виде обратных эмульсий, в растворах взаимных растворителей, капсулированных формах и т.д.; разработку составов для перераспределения и ограничения фильтрационных потоков с объемным гелированием, включающих ПАВ, их сухих форм в составе обратных эмульсий и т.д.; синтез новых ПАВ на основе растительного сырья, т.н. Зеленую химию; создание нанотехнологичных дисперсных материалов: кремнезёмов, сухих эмульгаторов, привитых форм ингибиторов и т.д.; разработку новых ингибиторов гидратообразования кинетического действия, нейтрализаторов сероводорода, депрессаторов температуры застывания нефти, противотурбулентных присадок, стабилизаторов асфальтенов в составе растворителей АСПО и кислотных составах, бактерицидов; создание ассортимента химической продукции для добычи нефти из сланцевых месторождений.



V.N. Gluschenko who represented the Institute of Oil and Gas Technologies and New Materials of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan was focused on the necessity to coordinate the research efforts in order to accomplish specific objectives relevant for both – oilfield chemistry and the entire oil and gas sector. According to V.N. Gluschenko, the situation when even large-scale tasks are fulfilled by experts of only one sectoral center or one institute with no assistance from all other experts proficient in this field seems to be unproductive, to say the least. Therefore, oil companies should foster the creation of temporary creative teams that would accomplish critical objectives in various areas, including the oilfield chemistry.

The speaker highlighted a number of promising areas, such as improvement of efficiency of water-repellent treatment of bottom-hole formation zones, including the sliding effect; development of new heat and gas-generating liquid compounds for well completion, declogging and removal of asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD); development of binary corrosion inhibitors, ARPD, scaling, etc. inhibitors, capsular emulsive and polymer-film forms of inhibitors; enhancement of effectiveness of squeeze treatment technologies by filling the bottom-hole formation zone with inhibitors in the form of invert emulsions, in mutual solvent solutions, capsular forms, etc.; development of solutions for

Тема «Зеленой химии» нашла продолжение в докладе заместителя по науке ООО «НПО «Импульс» (г. Уфа), к. х. н. К.Ю. Прочухана «Реагенты комплексного действия для нефтедобычи в разрезе концепции «Зеленая химия». Была поставлена задача – разработать экологически безопасные составы комплексного действия для нужд нефтедобывающей отрасли, создать инновационные технологии производства реагентов и адаптировать полученные реагенты к требованиям нефтепромыслов, придать им заданные свойства. Соответствующая концепция была создана, была показана принципиальная возможность применения растворов класса «Зеленая химия» с целью интенсификации процессов извлечения нефти. Сравнительные испытания эффективности разработанного и сертифицированного реагента Р-30 с широко применяемыми ПАВами в диапазоне концентраций 0,2–1,5% показали, что Р-30 не только не уступает, но и существенно превосходит существующие аналоги.

Доклад А.Г. Телина, к. х. н., члена-корреспондента РАЕН, заместителя генерального директора, ООО «РН-УфаниПИнефть» «Лабораторное моделирование различных способов восстановления проводимости проппантной пачки» был посвящен технологии, снижающей негативное влияние остаточной жидкости ГРП на продуктивность скважины и направленной в первую очередь на повышение остаточной проводимости трещины ГРП. Применение кислотных, окислительно-радикальных и газообразующих реагентов для повышения остаточной проводимости трещины ГРП может быть достаточно эффективным – в результате применения реагентов удалоськратно повысить проницаемость проппанта с остаточным гелем ГРП. Однако кислотные составы должны быть ограничены по времени воздействия в связи с агрессивным воздействием на проппант.

М.Р. Хисаметдинов, к. т. н., зав. лабораторией ООО «НТЦ «Татнефть», озвучил доклад «Разработка и применение комбинированных технологий увеличения нефтеизвлечения в ОАО «Татнефть». В настоящее время в отделе увеличения нефтеотдачи пластов ТатНИПИнефть разрабатываются технологии увеличения нефтеотдачи комбинированного действия, базирующиеся на применении принципа совмещения нескольких механизмов, влияющих на извлечение нефти, друг с другом в рамках одной технологии, что приводит к синергетическому эффекту. Такую направленность имеют технологии увеличения нефтеизвлечения, разработанные в последние годы – МГС-КПС, НКПС, ЦПК, РБК-Ксантан, ГЕОС-К и другие. Докладчик подробно остановился на каждой из них.

Ведущий инженер отдела технологии строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть, А.П. Фигильянов выступил с докладом «Тампонажный состав для установки цементных мостов в гидрофобной среде инвертно-

redistribution and restriction of filtration flows with helium-based volumetric saturation, including surface acting agents (SAA), their dry forms dissolved in invert emulsions, etc.; synthesis of new SAA on the basis of vegetable raw materials, the so-called Green chemistry; creation of nanotech particulates: silicon oxides, dry emulsifiers, grafted inhibitors, etc.; development of new hydration inhibitors with a dynamic effect, hydrogen sulfide chemical scavengers, oil pour point depressors, anti-turbulence additives, stabilizers of asphaltenes in ARPD solvents and acidic solutions, bactericides; creation of a range of chemical products for oil recovery from shale plays.

The “Green chemistry” topic was also discussed in the report “Integrated reagents for oil production as viewed in the “Green chemistry” concept” delivered by PhD in Chemical Sciences K.Y. Prochukhan, scientific associate at ООО NPO Impuls (Ufa). The task was to develop environmentally friendly integrated compounds for oil production industry, create innovative reagent production technologies and adapt the obtained reagents to the requirements of oil extracting companies by ensuring that they have the desired properties. A concept of how this task can be accomplished has been elaborated and the possibility to use “Green chemistry” class solutions for oil production stimulation purposes has been demonstrated. Comparative tests of the developed and certified P-30 reagent with extensive SAA content in 0.2–1.5% concentration range showed that P-30 is not only not inferior to the existing analogues but surpasses them in many respects.

The report “Laboratory simulation of various way of restoring the proppant pack conductivity” delivered by PhD in Chemical Sciences A.G. Telin, corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences, assistant general director of ООО RN-UfaNIPIneft, was devoted to the technology that reduces the negative impact of the residual hydraulic fracturing (HF) fluid on the well productivity and is primarily designed to increase the residual productivity of the HF fissure. The use of acidic, oxidating radical and gas-forming reagents to increase the residual conductivity of the HF fissure may prove quite effective – the application of reagents helped significantly increase the permeability of proppants with the HF gel residue. However, the exposure time of acidic compounds must be limited due to their adverse effects on the proppant.

PhD in Technical Sciences M.R. Khisametdinov, head of ООО NTC Tatneft laboratory, delivered the report “Development and application of combined technologies of oil extraction stimulation at ОАО Tatneft”. At present, ОАО Tatneft’s Department for increased reservoir recovery technologies is developing integrated reservoir recovery improvement technologies based on the combination of several mechanisms affecting the oil recovery within a single

эмульсионного бурового раствора», посвященным разработанному в ПермНИПИнефти новому тампонажному материалу на основе цемента и технологии его применения.

Доклад «Разработка суспензии полиакриламида для процессов повышения нефтеотдачи пласта» озвучил научный сотрудник РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», Д.Н. Малкин. При освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородов особую актуальность приобретает выбор наиболее эффективной технологической схемы воздействия на пласт, направленный на максимальное снижение остаточных запасов нефти. В мировой и отечественной практике в качестве агентов поддержания пластового давления (ППД) и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) широко используется закачка водных растворов полимеров. Для этих целей в НОЦ «Промысловая химия» был разработан реагент, представляющий собой суспензию ПАА в углеводородной жидкости, стабилизированную поверхностно-активными веществами (ПАВ). В качестве углеводородной жидкости используется керосин, в качестве ПАВ – катионный ПАВ и гидрофобизатор АБР.

Об «Эффективности интенсифицирующих нефтеотмывающих технологий на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» рассказал Р.Р. Махмутов, инженер второй категории отдела планирования и мониторинга химических методов ПНП филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в Тюмени. Под интенсифицирующими нефтеотмывающими технологиями принято понимать большеобъемные обработки кислотными композициями с последующей закачкой водного раствора ПАВ, проводимые на нагнетательных скважинах. В качестве кислотной композиции используется комплексный реагент «Алдинол-20» (ТУ 2481-002-70240705-06). Рабочий кислотный состав готовится путем разбавления товарной формы «Алдинол-20» технической водой до нужной концентрации кислоты по основному веществу. Рекомендуются использование кислотного раствора с концентрацией соляной кислоты 12%. В качестве нефтеотмывающего реагента используется ПАВ марки МР-10.

И.В. Валекжанин, научный сотрудник отдела борьбы с осложнениями в добыче нефти ООО «РН-УфаниПИнефть»



technology, which leads to a synergetic effect. This is the area pursued by oil recovery boosting technologies that have been developed in the recent years, and namely MGS-KPS, NKPS, TPK, RBK-Xantan, GEOS-K, etc. The speaker discussed in great detail each of these technologies.

A.P. Figilyantov, Lead Engineer of the Well construction department of PermNIPIneft branch of OOO LUKOIL-Engineering, presented the report “Backfill for installation of cement bridges in the hydrophobic environment of the invert emulsion mud” devoted to the new cement-based backfill material developed by PermNIPIneft and its application technology.

The report “Development of a polyacrylamide slurry for reservoir recovery stimulation processes” was presented by D.N. Malkin, research associate at the scientific and education center “Oilfield chemistry” of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. When developing hard-to-recover reserves it is critical to choose the most effective process flow for reservoir stimulation in order to minimize the residual oil reserves. Foreign and Russian oil companies widely employ the technique of injecting polymer water solutions as reservoir pressure maintenance (RPM) agents that simultaneously increase the oil recovery factor (ORF). For these purposes, the scientific and education center “Oilfield chemistry” has developed a reagent in the form of a polyacrylamide mixture suspended in the hydrocarbon liquid and stabilized by surface acting agents (SAA). Kerosene is used as a hydrocarbon liquid whereas bitumen-asbestos water repellent and cationic SAA – as SAA.

R.R. Makhmutov, engineer of the Department for planning and monitoring of chemical methods of oil recovery improvement (ORI) of KogalyNIPIneft Tumen branch of OOO LUKOIL-West Siberia, told the participants about the “Effectiveness of stimulating oil-washing technologies applied at OOO LUKOIL-West Siberia oil fields”. As a rule, stimulating oil-washing technologies involves large-volume acidic treatment followed by the injection of a SAA water solution

ознакомил присутствующих с результатами «Исследований технологических свойств ингибиторов гидратообразования». Были изучены условия гидратообразования в присутствии двенадцати ингибиторов гидратообразования различной природы действия (концентрация 1–10%). Для составления рейтинга сравнивались реагенты, которые показали образование гидратов при концентрации ингибитора 1%. Среди данных реагентов сравнивались «депрессия» давления (разница между давлением гидратообразования в присутствии ингибитора и равновесным давлением гидратообразования), перепад давления в процессе гидратообразования и время завершения процесса гидратообразования. По критерию был составлен рейтинг ингибиторов.

«Проблема отложения солей бария при операциях ГРП и пути ее решения» успешно решается в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалыНИПИнефть, о чем доложил с трибуны конференции заместитель директора филиала по научной работе в области добычи нефти и газа А.Е. Бортников. Согласно проведенным исследованиям, существующие в настоящее время на рынке реагенты потенциально могут предотвращать образование барита. Однако на практике применение ингибиторов солеотложений как добавка в жидкость ГРП не дает желаемого результата, так как количество осложненных отложениями солей бария скважин после ГРП не снижается. По мнению исследователя, это обусловлено занижением дозировки ингибитора (вместо оптимальной 0,9 кг/м³ используется 0,055 кг/м³) и использованием неэффективной технологии подачи реагента, а именно как добавка в жидкость ГРП. Возможно, при непрерывной подаче ингибитора в добываемую жидкость на забое скважины эффективность работ повысится и появится положительная динамика в увеличении межремонтного периода.

Заведующая отделом, к. х. н., старший научный сотрудник ОАО «НИИнефтепромхим» О.Б. Собанова выступила с докладом «Технология повышения нефтеотдачи пластов комплексного действия ПГ-УВС». Институтами ОАО «НИИнефтепромхим» и ТатНИПИнефть разработана технология увеличения нефтеотдачи пластов комплексного действия путем последовательной закачки полимер-глинистой и углеводородной нефтеотмывающей системы (технология ПГ-УВС). Технология основана на предварительном блокировании высокообводненных пропластков полимер-глинистой системой с последующей переадресацией закачиваемой углеводородной нефтеотмывающей композиции в зоны, неохваченные или слабо охваченные процессом вытеснения. Область применения технологии – неоднородные по проницаемости терригенные пласты с температурой 20–45 градусов Цельсия, обводненные закачиваемой водой различной минерализации

performed at injection wells. Composite reagent “Aldinol-20” (TOR 2481-002-70240705-06) is used as an acidic compound. The working acidic compound is prepared by diluting the commodity form “Aldinol-20” with utility water to achieve the required concentration of the basic substance. It is recommended to use the acidic solution with the hydrochloric acid concentration of 12%. SAA of MP-10 brand is used as an oil-washing reagent.

IV. Valekzhanin, research associate at the Oil production complications department of OOO RN-UfaNIPIneft, briefed the participants on the results of the “Research into the technological properties of hydration inhibitors”. The authors of the research studied the hydration conditions under the influence of twelve hydration inhibitors of various nature (1–10% concentration). The rating was compiled by comparing the reagents that showed the formation of hydrates with inhibitor concentration at 1%. These reagents were used to compare the pressure “depression” (the difference between the hydration pressure with the inhibitor present and the balanced hydration pressure), pressure drop during hydration and hydration completion time. Based on the above criterion, a rating of inhibitors has been compiled.

“The problem of barium salt deposition during HF operations and ways of addressing it” has been successfully resolved at KogalyNIPIneft Tumen branch of OOO LUKOIL-Engineering. This announcement was made from the conference’s rostrum by A.E. Bortnikov, KogalyNIPIneft associate director for research in the field of oil and gas production. Research data suggest that reagents currently available on the market can potentially prevent the barium sulfate formation. However, when it comes to practical application of scaling inhibitors they fail to produce the desired effect when added to the HF fluid, since the number of wells complicated by barium salt deposits after the HF does not reduce. The researcher believes that the reason for this lies in inhibitor underdosage (instead of the optimal 0.9 kg/m³ 0.055 kg/m³ is used) and the use of inefficient reagent feeding technology, and namely its adding to the HF fluid. It is possible that in case of continuous feeding of the inhibitor into the fluid produced in the bottomhole, the production efficiency will improve and the time between overhauls will increase.

PhD in Chemical Sciences O.B. Sobanova, department manager and senior research associate at OAO NIIneftepromkhim, delivered the report “Integrated reservoir recovery improvement technology PG-UVS”. OAO NIIneftepromkhim and TatNIPIneft institutes have developed an integrated reservoir recovery improvement technology that involves continuous injection of a polymer-clay and hydrocarbon oil-washing system (PG-UVS technology). The technology is based on preliminary

(от пресной до высокоминерализованной) при высокой обводненности добываемой продукции и неполной выработанности запасов нефти.

И.Л. Некрасова, к. т. н., старший научный сотрудник Пермского филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть озвучила доклад «Разработка и применение комплексного реагента-модификатора реологических характеристик инвертно-эмульсионного бурового раствора (ИЭР)». В результате многоплановых исследований и промысловых испытаний разработан комплексный реагент под торговой маркой «Ингель». Данный реагент состоит из смеси многоатомных спиртов и коллоидной водной дисперсии термопластичных полимеров. Увеличение температуры способствует лучшему распределению реагента в объеме дисперсионной среды с образованием трехмерной сетки из макромолекул полимеров, приводящей к формированию гелеобразной структуры, обладающей стабилизирующими свойствами по отношению к раствору. Введение реагента «Ингель» в ИЭР приводит к стабилизации реологического профиля раствора и позволяет компенсировать падение вязкости с ростом температуры, сохраняя необходимую реологию раствора на забое скважины. На данный момент с использованием усовершенствованного бурового раствора пробурено более 15 скважин с горизонтальным окончанием, в том числе боковых стволов и многозабойных скважин.

Об «Особенностях действия деэмульгаторов при высоких дозировках на водонефтяные эмульсии» поведала инженер-исследователь ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» Э.И. Ахметшина. Исследователями установлено, что проявление эффекта флокуляции деэмульгатора является функцией не только абсолютного его количества в нефти, но и качественного состояния, определяемого наличием и концентрацией ионов солей в составе эмульгированной воды. Эффект флокуляции не проявляется для дистиллированной (пресной) воды независимо от количества находящегося в объеме эмульсии деэмульгатора, но увеличивается пропорционально минерализации входящей в состав эмульсии воды и проявляется для различных по ионному составу солей.

«Изучение свойств новых реагентов – ингибиторов гидратообразования



blocking of highly watered interlayers with the polymer-clay system followed by rerouting of the injected oil-washing hydrocarbon compound to the areas unaffected or only slightly affected by the displacement process. The technology is most effective when applied to terrigenous reservoirs of varying permeability with the temperature of 20–45 degrees Celsius water-cut by injected water of varying mineralization (ranging from fresh to highly mineralized) in case of high watercut in the produced oil and incomplete depletion of oil reserves.

PhD in Technical Sciences I.L. Nekrasova, senior research associate at PermNIPIneft (Perm branch of ООО LUKOIL-Engineering), presented the report “development and application of an integrated reagent-modifier of flow characteristics of invert emulsion mud (IEM)”. As a result of thorough research and field tests an integrated reagent marketed under “In-gel” trade name has been developed. This reagent consists of a mixture of polyatomic alcohols and a colloidal water dispersion of thermoplastic polymers. A temperature increase facilitates better reagent distribution in the dispersion medium creating a 3D grid composed of polymer macromolecules that leads to the formation of a gel-like structure with stabilization properties applicable to the solution. Injection of “In-gel” reagent into the IEM stabilizes the rheological profile of the solution and compensates for viscosity reduction caused by temperature increase maintaining the required solution rheology in the bottomhole. So far, over 15 wells with horizontal tailing-in (including sidetracks and multilateral wells) have been drilled using the improved mud system.

“The effects of high doses of demulsification agents on oil-water emulsion” were analyzed by E.I. Akhmetshina, engineer-researcher at TatNIPIneft of ОАО Tatneft. The researchers concluded that deemulsifying agent flocculation effect is not only the consequence of its content in the oil but is also determined by its quality that depends on the availability and concentration

кинетического типа» явилось темой доклада аспиранта кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета А.В. Фаресова. Большим преимуществом ингибиторов кинетического типа стала дозировка, которая кратно ниже дозировок термодинамических ингибиторов, что существенно позволяет снизить операционные затраты. Кинетические ингибиторы гидратообразования также относятся к категории «экологичных», что снижает риски при транспортировке и хранении. Исследованный ингибитор кинетического типа СОНГИД-1801А, а также стереоспецифический сополимер поли-N-винилпирролидона и поликапролактама являются реагентами, способными эффективно бороться с образованием газогидратов. Используемая в опытах дозировка ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А в 32 раза ниже дозировки метанола при сопоставимом снижении температуры и времени задержки гидратообразования, что доказывает высокую эффективность кинетических ингибиторов гидратообразования.

Г.А. Шарова, инженер первой категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» ПермНИПИнефть рассказала о «Полифункциональных свойствах реагентов из класса бактерицидов». Экспериментальными задачами авторов данной работы являлись исследования, характеризующие бактерициды как полифункциональные реагенты (ПФР). Был изучен процесс взаимодействия комплексообразующих реагентов – катализаторов с металлопорфиринами и влияния их на реологические свойства нефти, воздействия на пленкообразующие слизи микробного происхождения, а также оценена возможность значительного снижения как биогенного сероводорода, так и количества и качества механических примесей в продукции скважин.

«Эффективность гуминово-глинистых комплексов как дисперсантов при нефтяных разливах» исследовала В.Д. Щукина, младший научный сотрудник Почвенного института им. В.В. Докучаева, аспирантка РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Целью исследования являлось изучение эффективности гуминово-глинистых комплексов как дисперсантов нефти в морской воде в зависимости от природы глинистых минералов, природы модификаторов глинистых частиц (гумусовых веществ) и концентрации гуминово-глинистых комплексов. Указанные комплексы были использованы в качестве аналогов частиц природного взвешенного в морской воде вещества. Полученные результаты позволяют рекомендовать гуминово-глинистые комплексы как эффективные и дружелюбные окружающей среде дисперсанты нефтяных разливов. Подана заявка на получение патента.

«Разработка и внедрение кремнийорганического полимерного состава для ликвидации выноса

of salt ions in the emulsified water. The flocculation effect does not occur in distilled (fresh) water irrespective of the demulsification agent content in the emulsion. However, it increases in proportion to the mineralization of water within the emulsion and occurs in salts of various ionic composition.

“A study into the properties of new reagents – kinetic hydration inhibitors” became the topic of the report delivered by A.V. Faresov, postgraduate student at the Department for development and operation of gas and gas condensate fields of Ufa State Oil Technical University. A major advantage of kinetic inhibitors is their dosage that is appreciably smaller than that of thermodynamic inhibitors, which helps bring down the operating costs. Kinetic hydration inhibitors also fall into the “environmentally friendly” category, which reduces the transportation and storage risks. Kinetic inhibitor SONGID-180A as well as stereospecific heteropolymer of poly-N-vinylpyrrolidone and polycaprolactam studied as part of the research are reagents capable of effectively fighting the gas hydrate formation. The dosage of SONGID-180A hydration inhibitor used during the tests is 32 times lower than methanol dosage given that they deliver a comparable decrease in temperature and hydrated formation inhibition time, which proves high efficiency of kinetic hydration inhibitors.

G.A. Sharova, engineer at PermNIPIneft branch of OOO LUKOIL-Engineering, told the participants of the conference about “Polyfunctional properties of bacillicide-based reagents”. The goal pursued by the authors of this research was to study bacillicides as polyfunctional reagents (PFR). In particular, they studied how complexing reagents – catalysts and metal porphyrins interact with one another as well as their impact on oil flow properties and film-forming microbiotic slimes; the researchers also estimated the possibility of considerable reduction of biogenic sulfurated hydrogen as well as the amount and quality of mechanical impurities in the well stream.

The “Effectiveness of humin-clay complexes as dispersants in case of oil spills” was studied by V.D. Schukina, junior research associate at Dokuchayev Soil Institute and graduate student at Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The goal of her research was to investigate the effectiveness of humin-clay complexes as oil dispersants in the seawater depending on the nature of clay minerals, the nature of clay particle modifiers (humic compounds) and the concentration of humin-clay complexes. The aforementioned complexes have been used as analogues of natural matter particles suspended in seawater. The obtained results allow us to recommend humin-clay complexes as effective and environmentally friendly oil spill dispersants. A patent application has been submitted for this discovery.

песка» – такова тема доклада В.А. Нескина, аспиранта РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Предотвращение выноса песка и породы из скважин является актуальной проблемой для многих подземных хранилищ газа, созданных в слабосцементированных терригенных коллекторах. В научно-образовательном центре (НОЦ) «Промысловая химия» была разработана композиция, в состав которой, помимо полиорганосилоксана, входит сшивающий агент, добавляемый в состав для образования более прочной и химически устойчивой структуры полученного полимерного камня. Эта композиция получила название «Химеко-П». При обработке искусственного ядра составом «Химеко-П» образуется камень из скрепленного песчаника, характеризующийся высокой механической прочностью (прочность на сжатие до 7 МПа) и проницаемостью по газу (до 95% от начальной), а также обладающий стойкостью к воздействию пластовых вод, кислот и щелочей. Использование технологии крепления призабойной зоны пласта газовых скважин с помощью состава «Химеко-П» предусматривает закачку в пласт полимерного состава и продувку его газом в течение двух суток с последующей выдержкой до полного отверждения. Применение данной технологии на объектах подземного хранения газа позволяет уменьшить пескопроявление, продлить срок эксплуатации внутрискважинного оборудования, снизить затраты на проведение капитального ремонта скважин, а также увеличить производительность скважин.

Магистрант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Г.Р. Минигулова выступила с докладом «Экспериментальные исследования эффективности применения ингибиторов для борьбы с солеотложениями в нефтяных скважинах». В мировой практике основным методом борьбы с солеотложениями является закачка ингибитора в продуктивный пласт через систему ППД. На месторождениях РФ, как правило, используется индивидуальный подход к «проблемным» скважинам посредством закачки ингибитора в добывающую скважину. Исследования вод на эффективность ингибиторов проводились на базе лаборатории кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С целью приготовления модельных вод был проведен шестикомпонентный анализ отобранных проб жидкости с Талинского месторождения.



“Development and introduction of an organosilicon polymer compound to prevent sand production” was the topic of the report presented by V.A. Neskin, postgraduate student at Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Prevention of sand and rock production is a pressing issue for many underground gas storages created in loosely cemented terrigenous reservoirs. The scientific and educational center (SEC) “Industrial chemistry” has developed a compound that besides organopolysiloxane also contains a thickening agent added to the compound in a bid to provide a more solid and chemically stable structure to the resulting polymer rock. This compound was named “Khimeco-P”. When the synthetic core is treated with “Khimeco-P” compound a rock composed of bonded sandstone is formed; it is characterized by high mechanical stability (compression strength of up to 7 MPa) and gas permeability (up to 95% of the initial value). Moreover, it is resistant to stratum water, acid and alkali exposure. The application of gas well bottomhole formation zone reinforcement technology using “Khimeco-P” compound involves the injection of a polymer compound into the reservoir and its blow down with gas for two days followed by a delay period required for the compound to completely solidify. Application of this technology at underground storage facilities allows reducing the sand production, extending the useful life of the downhole equipment, cutting the well overhaul costs and boosting the well productivity.

G.R. Minigulova, master's student at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, delivered a report titled “Experimental research into the effectiveness of inhibitors against scaling in oil wells”. The main internationally accepted method of fighting scaling is injection of inhibitors into the producing reservoir through a water injection system. As far as Russian gas and oil fields are concerned, oil companies usually apply an individual approach to “problematic” wells by injecting the inhibitor into the producing well. Water samples were

В качестве ингибиторов солеотложений использовались отечественные реагенты. Были воссозданы промысловые условия, приближенные к реальным. По результатам проведенных исследований подобран оптимальный ингибитор с точки зрения экономической и технологической составляющих, а также выработаны рекомендации по дальнейшему его использованию.

По итогам VIII Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» было принято решение, в котором отмечается, что «в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, о чем свидетельствуют, в частности, как 28 статей и тезисов, представленных на конференцию, так и все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли, общий объем которых только для нефтедобывающих предприятий превысил 300 тыс. тонн в год».

Согласно решению конференции предполагается осуществить комплекс мер по развитию нефтепромысловой химии. В частности, НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина поручено возглавить координацию работ по объединению усилий научных и производственных организаций и высших учебных заведений, работающих в данном направлении. Планируется также создать постоянно действующий координационный совет из представителей заинтересованных предприятий и организаций, сформировать цикл лекций по нефтепромысловой химии для технологического персонала нефтяных компаний с привлечением ведущих специалистов, создать информационный сайт «Нефтепромысловая химия», который также будет аккумулировать отзывы потребителей о реагентах и технологиях с оценкой их экономической и технологической эффективности.

Конференция не только представила своим участникам возможность озвучить и прослушать интересные доклады, но и стала площадкой для творческого обсуждения самых насущных проблем. За каждым докладом следовало его обсуждение. Выступающие ответили на подавляющее большинство вопросов, а вопросы, пока оставшиеся без ответов, мы уверены, станут темами для докладов в программах новых конференций «Нефтепромысловая химия». Следующая, IX конференция пройдет в июне 2014 года. Предполагается, что она расширит формат и будет иметь статус международной.

До встречи на IX Международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»! ☉

Виктор Шкляник, «Время колтюбинга»

studied for inhibitor effectiveness at the laboratory of the Department for chemical substances used in oil and gas industry of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. To prepare the water simulations the fluid samples collected at Talin field were subjected to a six-component analysis. Domestically produced reagents were used as scaling inhibitors. The researchers managed to simulate field conditions that were very close to the real ones. Based on the results of the research the scientists identified an optimal inhibitor in terms of its economic and technological aspects and worked out recommendations for its further use.

In the follow-up of the 8th pan-Russian research and practice conference “Oilfield chemistry” its participants adopted a resolution which reads that “the recent years have seen a marked intensification of scientific and research efforts designed obtain various chemical reagents and to study their mechanisms. Attesting to this fact are, among others, 28 articles and theses submitted to the conference as well as a more extensive use of domestically produced chemical reagents in the oil and gas industry that has already exceeded 300 thousand tons a year for oil production enterprises alone”.

The adopted resolution provides for implementation of a set of measures aimed at oilfield chemistry development. In particular, SEC “Oilfield chemistry” of Gubkin Russian State University of Oil and Gas has been tasked to spearhead the initiative to unite the efforts of scientific and industrial organizations as well as higher educational establishments specializing in this area. It is also planned to create a permanent coordination council composed of representatives of concerned enterprises and organizations; to arrange a cycle of lectures on oilfield chemistry to be delivered to production personnel of oil companies by leading experts in this field; to create an information website “Oilfield chemistry” that will also accumulate the user reviews about reagents and technologies along with assessment of their economic and technological efficiency.

The conference not only enabled its participants to present and listen to interesting reports but also became a platform for creative discussion of the most urgent problems. Each report was followed by its discussion. The speakers answered the majority of questions. As for the questions that are still unanswered, we are sure that they will become topics for reports included into new programmes of “Oilfield chemistry” conferences. The next, 9th conference, will be held in June 2014. It is expected that its format will be expanded and it will gain an international status.

We will see you at the 9th International research and practice conference “Oilfield chemistry”! ☉

Victor Shklianik, Coiled Tubing Times

Одной из самых передовых сервисных компаний Западной Сибири ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» исполняется 20 лет!

Поздравляем коллектив компании с юбилеем и желаем новых производственных успехов!

Мы верим в вас, дорогие коллеги, и не сомневаемся, что ваша компания и в дальнейшем будет оставаться флагманом в деле использования самых передовых технологий, прежде всего, предназначенных для зарезки боковых стволов, потребность в которых на отечественном рынке неуклонно растет.

Крепкого здоровья вам, личного благополучия, любви и взаимопонимания близких!

Команда «Времени колтубинга»

ООО «КАТОБЬНЕФТЬ»

Будущее нефтегазовой отрасли Западной Сибири неразрывно связано с интенсификацией добычи нефти. Поэтому особо востребованными становятся качественные и оперативные услуги сервисных компаний. Среди них – ООО «КАТОБЬНЕФТЬ», по праву завоевавшее звание лидера в сфере зарезки боковых стволов «под ключ».

С момента основания, с 1993 года, Общество с ограниченной ответственностью «КАТОБЬНЕФТЬ» динамично развивалось, совершенствуя свою технологическую, кадровую и производственную деятельность – реконструкция скважин методом зарезки боковых стволов и бурение скважин «под ключ». На сегодняшний день в этой сфере «КАТОБЬНЕФТЬ» накопила колоссальный опыт: производится бурение всех типов боковых стволов (наклонно-направленных, горизонтальных и горизонтальных с пилотными стволами), выработаны технологические решения проводки скважин в сложных горно-геологических условиях. В 2013 году количество буровых бригад в Обществе выросло до 22.

Важным преимуществом компании является стремление применять новейшие высокоэффективные технологии и материалы, использовать современную надежную технику и оборудование, осуществлять интегрированный и комплексный подход к поставленным задачам.

Максимально положительные результаты в ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» достигаются благодаря как высококвалифицированным и опытным специалистам, так и использованию современного бурового и технологического оборудования.

Система менеджмента ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» сертифицирована на соответствие требованиям ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007.

Буровые бригады оснащены девятью подъемными агрегатами САТ-ТВ-120 с верхним силовым приводом KDK – 220 (Германия), тремя подъемными агрегатами САТ-ТВ-180 с верхним силовым приводом KDK – 220 (Германия), десятью подъемными агрегатами МБУ – 125 с верхним силовым приводом ПВГ – 2000, ПВГ – 2000Р (Россия). Каждая буровая бригада оснащена четырехступенчатой системой очистки бурового раствора с импортным верхним оборудованием и двумя импортными плунжерными буровыми насосами.

Мощности БПО позволяют в полном объеме удовлетворять производственные потребности



**Андрей Анатольевич
ДВОРНИКОВ,
генеральный
директор
ООО «КАТОБЬНЕФТЬ»**

ООО «КАТОБЬНЕФТЬ», а также оказывать услуги по испытанию ВЗД и гидравлических ясов сторонним организациям.

География присутствия ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» постоянно расширяется: сегодня это Томская область, Нижневартовский, Нефтеюганский и Сургутский районы. Услуги по бурению боковых стволов востребованы крупнейшими нефтяными компаниями, такими как «Роснефть» – ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть – ВНК» и «ЛУКОЙЛ» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

В августе 2013 года завершена реконструкция 693-й скважины методом зарезки бокового ствола.

Услуги ООО «КАТОБЬНЕФТЬ»:

- проектирование бокового ствола скважины;
- вырезка «окна» в эксплуатационной колонне;
- бурение бокового ствола;
- спуск хвостовика и заканчивание скважин. ☉



Анкета «ВК»

ВНИМАНИЮ РЕСПОНДЕНТОВ БЫЛИ
ПРЕДЛОЖЕНЫ СЛЕДУЮЩИЕ ВОПРОСЫ:

- 1) Как давно Вы знаете наш журнал?
- 2) О каких колтюбинговых технологиях и внутрискважинных операциях Вам хотелось бы прочесть на страницах «Времени колтюбинга»?
- 3) О технических возможностях каких видов нефтесервисного оборудования Вам хотелось бы узнать больше?
 - Колтюбинговые установки
 - Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы
 - Азотные агрегаты
 - Цементируемые агрегаты
 - Управляемые компоновки низа бурильной колонны
 - Контрольно-регистрирующие системы
 - Комплексы для гидроразрыва пласта
 - Другое оборудование (Ваш вариант)
- 4) Какие технологии ПНП применяются на Вашем предприятии?
- 5) Какие колтюбинговые операции у Вас освоены, а какие – в перспективе?
- 6) Предложите актуальные, на Ваш взгляд, проблемы и вопросы, которые могли бы стать темами новых номеров журнала «Время колтюбинга».
- 7) Изложите, пожалуйста, Ваши пожелания журналу «Время колтюбинга». Чего не хватает изданию? На кого следует равняться? Какие авторитетные источники информации Вы могли бы предложить в качестве образца?
- 8) Какие современные технологии нефтегазового сервиса, в том числе с использованием колтюбинга, на Ваш взгляд, нужны сегодня в первую очередь?
- 9) Какие технологии ПНП будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

Бандур Руслан Владимирович, ведущий инженер по добыче нефти и газа СП «Полтавская газонефтяная компания»

1. Более трех лет.
2. О гидроструйной перфорации, кислотных обработках и др.
3. Колтюбинговые установки; азотные агрегаты; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. –
5. Применяются соляно-кислотные обработки с последующим освоением азотом.
6. Интенсификация притока углеводородов в скважинах с «посаженными»/низкими пластовыми давлениями; геофизические исследования в скважинах с горизонтальным заканчиванием.
7. Хотелось бы прочесть на страницах «ВК» обзорные статьи по методам интенсификации.
8. Технологии, направленные на поддержание/ремонт старого фонда скважин.
9. Интенсификация притока углеводородов в

THE FOLLOWING QUESTIONS WERE
ASKED:

- 1) How long have you known our Journal?
- 2) About which coiled tubing technologies and well intervention operations would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
- 3) Which types of oilfield service equipment are you interested in (as regards their technical capabilities)?
 - Coiled tubing units
 - Complete coiled tubing drilling complexes
 - Nitrogen units
 - Cementing units
 - Controlled BHAs
 - Data acquisition systems
 - Hydraulic fracturing complexes
 - Other equipment (Your version)
- 4) Which EOR technologies are used in your Company?
- 5) What kind of coiled tubing operations are mastered by your Company and which are planned to be mastered in the future?
- 6) Could you, please, suggest some topical problems and/or questions that can be covered in the future issues of Coiled Tubing Times Journal?
- 7) Do you have any recommendations you want to address to Coiled Tubing Times Journal? Does the Journal miss anything? Are there any competitors we need to look up to? What established information sources could you suggest as an example?
- 8) What up-to-date oilfield service technologies (including those with coiled tubing utilization) the industry requires first of all?
- 9) What EOR technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?

Bandur Ruslan Vladimirovich, Senior Engineer, Oil & Gas Production, JV Poltava Petroleum Company

1. For more than 3 years.
2. About hydraulic jet perforation, acid treatments, etc.
3. Coiled tubing units; nitrogen units; hydraulic fracturing complexes.
4. –
5. We have mastered hydrochloric acid treatments with subsequent nitrogen treatment.
6. Flow stimulation operations in wells with declined/low formation pressures; logging operations in horizontal wells.
7. It would be great if Coiled Tubing Times could publish review articles on enhanced oil recovery technologies.
8. Technologies aimed at maintenance/repair of old well stock.

Coiled Tubing Times Questionnaire

скважинах с низкими пластовыми давлениями.

**Попов Павел Иванович, директор
ООО «Нефтегазтехнология»**

1. Три месяца.
2. Бурение с установок ГНКТ; бурение на депрессии с установок ГНКТ; аварийно-восстановительные работы с ГНКТ; ГРП через ГНКТ и др.
3. Колтюбинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (непрерывной) трубы; азотные агрегаты; управляемые компоновки низа бурильной колонны; контрольно-регистрирующие системы.
4. ГРП; освоение с ГНКТ и азотированием; ремонтно-изоляционные работы; радиальное вскрытие пласта; обработки призабойной зоны.
5. Освоение – см. п. 4; в перспективе – доработка технологии радиального вскрытия пласта; бурение с ГНКТ; бурение на депрессии с ГНКТ.
6. Бурение на депрессии; ГРП с ГНКТ.
7. Журнал понравился. На первый взгляд, недостаточно освещаются проблемы разработки месторождений (со стороны недропользователей), которые могут решаться с использованием ГНКТ.
8. Указанные выше.
9. Указанные выше плюс адресные обработки интервалов горизонтальных стволов с ГНКТ; геофизические исследования с ГНКТ.

**Ложкин Геннадий Владимирович,
руководитель конструкторского отдела
ООО «Регион»**

1. Два года.
2. Теория и опыт определения износа гибкой трубы; технология сварки, ремонта гибкой трубы.
3. Колтюбинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; азотные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. –
5. –
6. –
7. –
8. –
9. –

**Воложанин Олег Иванович, главный технолог
ЗАО «Технология-Сервис»**

1. Около двух лет.
2. Специфика работ установками ГНКТ в горизонтальных скважинах с длиной горизонтального участка более 500 м.
3. Колтюбинговые установки; азотные агрегаты; цементировочные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы.
4. Промывка скважин после ГРП; освоение с помощью азота.

9. Enhanced oil recovery operations in wells with low formation pressures.

**Popov Pavel Ivanovich, Director of
Neftegaztechnologiya, LLC.**

1. For three months.
2. About coiled tubing drilling; underbalanced coiled tubing drilling; coiled tubing remedial operations; hydraulic fracturing with coiled tubing utilization, etc.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; controlled BHA's; data acquisition systems.
4. Hydraulic fracturing; well stimulation using coiled tubing and nitrogen; cement squeeze operations; radial drilling; bottomhole zone treatments.
5. We plan to improve radial drilling technology and master coiled tubing drilling techniques, including underbalanced CTD.
6. Underbalanced CTD; hydraulic fracturing with coiled tubing utilization.
7. I liked the Journal. At a first glance, the coverage of issues connected with oilfields development (on the part of license holders), which can be solved using coiled tubing, is insufficient.
8. The ones mentioned above.
9. The ones mentioned above plus selective treatments of horizontal wellbores using coiled tubing; well logging with CT application.

**Lozhkin Gennadiy Vladimirovich, Head of
Construction Department at Region, LLC.**

1. For two years.
2. About theory and practice in the sphere of coiled tubing wear and tear calculation; coiled tubing welding and repair technologies.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes.
4. –
5. –
6. –
7. –
8. –
9. –

**Volozhanin Oleg Ivanovich, Chief Process
Engineer at CJSC Technology-Service**

1. For about two years.
2. About specific features of coiled tubing units operation in horizontal wells with horizontal sections longer than 1,640 ft.
3. Coiled tubing units; nitrogen units; cementing units; data acquisition systems.
4. Post-frac cleanout operations; nitrogen

Анкета «ВК»

5. Промывка забоя скважин на нагнетательном фонде; ОПЗ продуктивного пласта на скважинах; промывка забоя и освоение скважин с помощью азота.
6. Применение установок с гибкой трубой совместно с геофизическим кабелем и применение технологий в горизонтальных скважинах.
7. Удачи в освещении новых технологий, которые применяются в нефтегазовой промышленности!
8. Бурение боковых стволов в эксплуатационных скважинах с помощью ГНКТ.
9. Проведение многостадийных ГРП в скважинах с использованием установок ГНКТ.

Елисеев Денис Владимирович, начальник отдела добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

1. Два года.
2. Промывки забоя скважин с протяженным горизонтальным участком (до 5000 м). Доставка приборов на ГНКТ.
3. Колтюбинговые установки; азотные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. Ремонтно-изоляционные работы; проведение геофизических исследований; очистка скважин; перфорация.
5. В перспективе – все перечисленное в п. 4.
6. Колтюбинговое оборудование для морских платформ; работа в длинных скважинах (до 8000 м) с протяженным горизонтальным участком (до 5000 м).
7. –
8. Технологии, связанные с выравниванием профиля притока пластовых флюидов в горизонтальной части продуктивного пласта с разной приемистостью.
9. Многостадийный ГРП; РИР; селективная обработка пласта (ПЗП) с применением «умных» кислот.

Макаганчук Андрей Александрович, руководитель проекта ГНКТ ООО «Пакер Сервис»

1. Совсем недавно.
2. Хочу знать всё!
3. Колтюбинговые установки; азотные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы.
4. –
5. –
6. –
7. Желательно, чтобы у журнала была версия для IOS/Android.
8. –
9. –

Третьяков Дмитрий Леонидович, инженер-конструктор БелНИПИнефть, РУП «ПО «Белоруснефть»

stimulation treatments.

5. We have mastered bottomhole flushing operations in injection wells; bottomhole formation zone treatments; well stimulation with nitrogen application.
6. Application of coiled tubing units equipped with logging cable during well intervention operations in horizontal holes.
7. I wish you good luck in your business connected with the coverage of new technologies used by oil & gas industry!
8. Coiled tubing sidetracking operations in production wells.
9. Multi-stage hydraulic fracturing operations with coiled tubing utilization.

Eliseev Denis Vladimirovich, Head of the Oil and Gas Production Department, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC.

1. For 2 years.
2. About bottomhole flushing operations in long-reach horizontal wells (with horizontal sections up to 16,400 ft.) and the conveyance of downhole tools using coiled tubing.
3. Coiled tubing units; nitrogen units; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes.
4. Cement squeeze operations; well logging operations; cleanout and perforation jobs.
5. We plan to master all the above-mentioned in the nearest future.
6. Coiled tubing equipment for offshore platforms; operations in long (up to 26,250 ft) wells with extended (up to 16,400 ft) horizontal sections.
7. –
8. Technologies connected with stabilizing of fluid inflow profile in horizontal sections of different intake capacities.
9. Multi-stage hydraulic fracturing; cement squeeze operations; selective formation treatments with application of “smart” acids.

Makaganchuk Andrey Alexandrovich, Head of Coiled Tubing Project at Packer-Service, LLC.

1. For only a short period of time.
2. I want to know about every CT technology!
3. Coiled tubing units; nitrogen units; data acquisition systems.
4. –
5. –
6. –
7. It is desirable that the Journal should have IOS/Android version.
8. –
9. –



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) Как давно Вы знаете журнал? _____
- 5) О каких колтюбинговых технологиях и внутрискважинных операциях Вам хотелось бы прочесть на страницах «Времени колтюбинга»?

- 6) О технических возможностях каких видов нефтесервисного оборудования Вам хотелось бы узнать больше?
 - Колтюбинговые установки
 - Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы
 - Азотные агрегаты
 - Цементируемые агрегаты
 - Управляемые компоновки низа бурильной колонны
 - Контрольно-регистрирующие системы
 - Комплексы для гидроразрыва пласта
 - Другое оборудование (Ваш вариант)_____

- 7) Какие технологии ПНП применяются на Вашем предприятии?

- 8) Какие колтюбинговые операции у Вас освоены, а какие – в перспективе?





- 9) Предложите актуальные, на Ваш взгляд, проблемы и вопросы, которые могли бы стать темами новых номеров журнала «Время колтюбинга»

- 10) Изложите, пожалуйста, Ваши пожелания журналу «Время колтюбинга». Чего не хватает изданию? На кого следует равняться? Какие авторитетные источники информации Вы могли бы предложить в качестве образца?

- 11) Какие современные технологии нефтегазового сервиса, в том числе с использованием колтюбинга, на Ваш взгляд, нужны сегодня в первую очередь?

- 12) Какие технологии ПНП будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

- 13) Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта www.cttimes.org?

- 14) Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



Coiled Tubing Times Questionnaire

1. Приблизительно 4 года.
2. Многостадийный ГРП, ГПП на колтюбинге.
3. Колтюбинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; азотные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта; оборудование для многостадийного ГРП.
4. –
5. Освоены: промывки забоев; соляно-кислотные обработки; пенокислотные обработки; пенные промывки; освоение и ремонт многозабойных скважин; колтюбинговое бурение. В перспективе – радиальное вскрытие; бурение на депрессии; геофизические исследования на гибкой трубе с запасованным геофизическим кабелем.
6. Колтюбинг в нефтедобыче.
7. Не останавливаться на достигнутом.
8. Многостадийный ГРП; оптоволоконный канал связи для контроля за забойными параметрами в режиме реального времени.
9. Технологии, направленные на активизацию выработки трудноизвлекаемых запасов (низкопроницаемый коллектор, высоковязкие нефти). ☉

Tretjakov Dmitriy Leonidovich, Design Engineer at BelNIPIneft, RUP PO Belorusneft

1. For nearly 4 years.
2. About multi-stage hydraulic fracturing and hydraulic jet perforation with coiled tubing utilization.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes; equipment for multi-stage fracturing.
4. –
5. Mastered: bottomhole flushing operations; hydrochloric acid treatments; foam-acid treatments; foam washout operations; development and repair of multilateral wells; coiled tubing drilling. On the way: radial drilling; underbalanced drilling; CT-conveyed well logging operations (with logging cable injected into CT).
6. Coiled tubing for oil production.
7. I wish you to move forward.
8. Multi-stage hydraulic fracturing; fiber optic communication channel for real-time monitoring of bottomhole parameters.
9. Technologies aimed at intensification of hard-to-recover reserves (low-permeability reservoirs, high-viscosity oil) development. ☉

Редакция благодарит своих респондентов и предлагает читателям журнала присоединиться к их числу. Вырезанную и заполненную анкету отправьте, пожалуйста, по факсу: (+375 17 29 40 82) или отсканируйте и пришлите на cttimes@cttimes.org

Дорогие друзья!

Сердечно поздравляем Вас с профессиональным праздником!

Крепкого здоровья Вам, личного счастья, вдохновения и успехов в Вашей нелегкой работе, смелости при освоении современных технологий



нефтегазового сервиса, неиссякаемого запаса жизненной энергии для новых свершений! Взаимопонимания, согласия и мира в ваших семьях!

Любви, которая сокращает расстояния и время даже в самых длительных командировках и трудовых вахтах!

Команда «Времени колтюбинга»

www.mioge.ru

2013-2014

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW



5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
(ранее GAS RUSSIA и PETROLEUM)
3 – 5 сентября 2013
Краснодар, Россия



3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
25 – 26 февраля 2014
Ставангер, Норвегия



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»
10 – 11 сентября 2013
Пафос, Кипр



14-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
19 – 21 марта 2014
Киев, Украина



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ФОРУМ
«НЕФТЬ И ГАЗ. КАДРОВЫЕ РЕСУРСЫ»
10 – 11 сентября 2013
Амстердам, Нидерланды



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



21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
1 – 4 октября 2013
Алматы, Казахстан



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



22-й МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея



5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
20 – 22 мая 2014
Ашхабад, Туркменистан



8-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
5 – 7 ноября 2013
Актау, Казахстан



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



18-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
19 – 21 ноября 2013
Ашхабад, Туркменистан



21-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И
ВЫСТАВКА 21 WPC
15 – 19 июня 2014
Москва, Россия



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

ITE GROUP PLC
T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com



Серия конференций
**«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
РОССИИ»**

● **Супервайзинг бурения**
25–26 апреля 2013

● **Интеллектуальное
месторождение:
мировая практика
и современные технологии**
14–15 мая 2013

● **Управление рисками
на предприятиях
нефтегазовой отрасли**
13–14 июня 2013

● **Управление инновациями
в нефтегазовой отрасли**
24–25 октября 2013

● **Противокоррозионная защита –
ключ к энергетической
и экологической безопасности**
3–5 декабря 2013



Российский Государственный Университет нефти и газа
имени И.М. Губкина совместно с Межрегиональной
Общественной Организацией НТО нефтяников и газовиков
приглашают Вас принять участие в серии конференций
«Энергетическая безопасность России», которая состоится
в 2013 году в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Красота месторождений



Фото: В.Мазуров
Photo: V.Mazurov

Мы продолжаем публикацию фотографий,
присланных нашими читателями.

Ждем новые фотосюжеты по адресу
cttimes@cttimes.org



Колтюбинговая установка «на высоте»
CTU Riding High

Фото предоставлено
компанией Weatherford
Courtesy of Weatherford



Фото: В.Мазуров
Photo: V.Mazurov



Фото: В.Мазуров
Photo: V.Mazurov

The Beauty of Oilfields

We continue to publish photos sent to us by our readers.

We wait for your new photos. Send them to **cttimes@cttimes.org**.

Фото: В.Н.Шумаков
Photo: V.N. Shumakov



Фото: В.Н.Шумаков
Photo: V.N. Shumakov



Фото: В.Мазуров
Photo: V.Mazurov



Паскаль Брюкнер: Pascal BRUCKNER:

Паскаль БРЮКНЕР (родился 15 декабря 1948 года в Париже) – французский писатель. Рос в Австрии, Швейцарии, Франции. Окончил престижный парижский Лицей Генриха IV, затем Университет Париж I, Университет Париж VII, Практическую школу высших исследований. Защитил диссертацию о сексуальной эмансипации в утопической мысли Шарля Фурье под руководством Ролана Барта (1975). Преподавал в университетах Франции и США. В 1970-е годы был близок к новым философам (А. Глюксманн и др.). Преподает в парижском Институте политических исследований (фр. Sciences-Po) – одном из двух основных высших учебных заведений, готовящих интеллектуальную элиту для органов государственного управления Французской Республики. Сотрудничает с журналом французских либеральных интеллектуалов «Le Nouvel Observateur», газетой «Le Monde».

Публикации на русском языке:

Publications in Russian:

Божественное дитя

Похитители красоты

Любовь к ближнему

Вечная эйфория. Эссе о принудительном счастье

Мой маленький муж

Горькая луна

Тирания покаяния. Эссе о западном мазохизме

Парадокс любви. Эссе

В 1992 году по одноименному роману П. Брюкнера режиссером Романом Полански поставлен фильм «Горькая луна»

Pascal BRUCKNER (born December 15, 1948 in Paris) is a French writer.

Pascal grew in Austria, Switzerland and France. He studied at the prestigious Lyc e Henri-IV, at the university Paris I and Paris VII Diderot, and then at the cole Pratique des Hautes tudes. He worked on his thesis on the utopian thought of Charles Fourier under the supervision of Roland Barthes. Pascal Bruckner taught at the universities of France and the USA. In 1970's he began writing in the vein of the so-called "nouveaux philosophes" (Andr Glucksmann and others). He is now teaching at the Institut d' tudes Politiques de Paris (Sciences-Po), one of the two major higher education institutions which have traditionally educated the intellectual elite for the government of the French Republic. Bruckner is a collaborator at the Nouvel Observateur and Le Monde.





«КРАХ ИЛЛЮЗИЙ РАСЧИЩАЕТ ПУТЬ ЧУДЕСАМ»

'The Defeat of an Illusion Always Opens the Door to Miracles'

Один из самых ярких современных европейских прозаиков Паскаль Брюкнер написал трактат «Вечная эйфория» с подзаголовком «Эссе о принудительном счастье». Оба этих словосочетания – оксюмороны: и эйфория не может длиться вечно, и к счастью принудить невозможно. По крайней мере, личность состоявшуюся и самодостаточную... В противном случае это будет не счастье и ни в коем случае не эйфория. Однако погодим упрекать автора и попытаемся проследить ход его мысли.

«Будьте счастливы! Есть ли предписание более парадоксальное, более ужасное при всей своей кажущейся доброжелательности? – вопрошает Брюкнер. – Трудно выполнить столь беспредметный приказ. Ибо как узнать, счастлив ты или нет? Кто определяет нормы? Почему непременно, обязательно надо быть счастливым? И как быть с теми, кто сокрушенно признается: у меня не получилось?»

Вопросы риторические... На каждом шагу нас пытаются научить быть счастливыми, богатыми, здоровыми, любимыми, успешными и не замечать тех, у кого не получилось. Вот и выходит точно по Брюкнеру: культ счастья тиранически управляет современным миром, по крайней мере, западным, куда с некоторых пор на всех парах устремились и мы.

И все же: может ли счастье быть принудительным? Вот ответ Брюкнера: «Под принудительным счастьем я понимаю идеологию, которая принуждает рассматривать все с позиции приятности/неприятности; навязываемую нам эйфорию, которая с позором изгоняет или брезгливо отстраняет всех, кто почему-либо ее не испытывает. Предусмотрено двойное обязательство: с одной стороны, превратить свою жизнь в рай, с другой – корить себя, если не можешь этого достичь. Таким образом, извращается едва ли не лучшее завоевание человечества: предоставленная каждому возможность устраивать свою судьбу и улучшать условия своего существования».

Автор «Вечной эйфории» ставит под сомнение едва ли не самые общепризнанные и неоспоримые идеи современного общества. Чем плохо быть счастливым? Именно тем, что счастье сегодня вменяется в обязанность каждому, становится не ускользающей мечтой, а нормой, долгом, этическим принципом. «Как только желанное становится возможным, оно тут же причисляется к разряду необходимого, – пишет Брюкнер. – Отныне безнравственно не быть счастливым». Рассуждения философа о рутине обывденной жизни и деньгах, о зависти, страдании и о его собственном понимании пресловутого «счастья» подобны холодному душу: они будоражат сознание и дают каждому из нас шанс стряхнуть ложные стереотипы, заставляющие жить по инерции, по навязанным извне правилам.

Трактат Брюкнера – настоящее интеллектуальное чтение, ►

One of the most prominent European prose writers of our time, Pascal Bruckner entitled his book 'Perpetual Euphoria' and gave it a subtitle 'On the duty to be happy'. Both these phrases sound oxymoronic, as euphoria can never last and no duty to be happy can be imposed, at least on an accomplished and self-reliant person... Otherwise, it is by no means happiness, nor euphoria. Being far from reproaching the author, let us trace his train of thought.

'Be happy! Beneath this apparently amiable injunction, is there another, more paradoxical, more terrible? – asks Bruckner. – The commandment is all the more difficult to elude because it corresponds to no object. How can we know whether we are happy? Who sets the norm? Why do we have to be happy, why does this recommendation take the form of an imperative? And what shall we reply to those who pathetically confess: "I can't"?'

The questions are rhetorical... At every turn we run across recommendations to be happy, rich, and healthy, to feel loved, to succeed, and to ignore those who failed. It looks very much like Bruckner: the cult of happiness has become the tyrant of the modern world, or, at least, the Western world, where we have been recently striving to get.

Still, can happiness be forced? This is how Bruckner answers the question, 'By the duty to be happy, I thus refer to the ideology that urges us to evaluate everything in terms of pleasure and displeasure, a summons to a euphoria that makes those who do not respond to it ashamed or uneasy. A dual postulate: on the one hand, we have to make the most of our lives; on the other, we have to be sorry and punish ourselves if we don't succeed in doing so. This is a perversion of a very beautiful idea: that everyone has a right to control his own destiny and to improve his life.'

The author of the Perpetual Euphoria challenges the most acknowledged and indisputable ideas of the modern society. What is wrong about being happy? The problem is that today happiness is considered a duty; it is no longer an elusive dream, but a standard, an obligation, an ethical canon. 'When the desirable becomes possible, it is immediately integrated into the category of the necessary, – Bruckner writes. – Today, it is being unhappy that is immoral.'

Bruckner's work is an intellectual reading packed with quotations, allusions and references which go deep in the culture layers. There is ►

наполненное множеством цитат, аллюзий и ассоциаций, вскрывающих глубокие пласты культуры. Заголовки частей и глав «Вечной эйфории» звучат, как стихотворные строки: «Жизнь как сон и как ложь», «Рай здесь и теперь», «Настоящая жизнь не исчезает», «Раз не в деньгах счастье, то отдайте их»... Поэзией наполнены и эссе в эссе – краткие, абсолютно самостоятельные тексты, которые автор использует как своего рода иллюстрации к тексту основному и которые придают «Вечной эйфории» дополнительный объем.

Вот один из таких текстов, на наш взгляд, наиболее яркий:

poetry in the titles of its parts and chapters: 'Life as a Dream and a Lie', 'Paradise Is Where I Am', 'Real Life Is Not Absent', 'If Money Doesn't Make You Happy, Give It Back'... Poetry is also to be found in the essays within the essay – a number of independent notes used by the author as illustrations to the basic text and giving the Perpetual Euphoria additional depth.

One of the most eloquent of such notes reads as follows:

Исполненные желания тускнеют Паскаль Брюкнер The Dreariness of Promises Fulfilled Pascal Bruckner

Утраченные иллюзии... По традиции, восходящей к эпохе романтизма, их сопоставляют с героическими мечтами молодости. Вся жизнь, таким образом, представляется фатальным путем от надежды к разочарованию. Однако помимо набившей оскомину истории с разбитыми надеждами возможна и другая модель: нежданная радость и обретение иллюзии. Ведь мир мечтаний, вопреки расхожему мнению, довольно бледен и скуден, тогда как реальный, если углубиться в него, поражает богатством и разнообразием. «Состояние, когда наслаждение превышает вместимость желания, я называю упоением ума», – писал фламандский ренессансный мистик Рейсбрук. Надо поменять акценты: вместо того чтобы подходить к миру с заранее построенной программой и судить, насколько он ей соответствует, посмотреть на него непредвзято – тогда увидишь, что он намного превосходит представления и ожидания, с которыми надо расстаться, чтобы полюбить его. Не мир «не такой», а ум наш скован химерами. В замечании о том, что исполненные желания тускнеют, заключена глубокая мудрость и предостережение: боясь достигать того, к чему стремишься. «Да не будет, как я хочу», не дай мне бог жить в золотом веке, в саду исполненных желаний!

До чего скучно будущее, если оно оказывается таким, каким мы его воображали! Мы недовольны, когда жизнь дает нам в точности то, что мы хотели, и, наоборот, нас воодушевляют неожиданные повороты, на которые она нас толкает. (Так же обычно разочаровывают книжки с хорошим

Lost illusions: since the Romantic period, they have been frequently contrasted with the heroic dreams of youth. Life is supposed to follow an inevitable itinerary from hope to disenchantment, a perpetual entropy. However, it is possible to oppose to this commonplace of dashed hopes another model: that of the blessed surprise, illusions rediscovered. The world of dreams, contrary to what is usually said, is poor and mean, whereas reality, as soon as we begin to explore it, virtually suffocates us with its abundance and diversity. "I call spiritual intoxication," said Ruysbroek, a Flemish mystic of the Renaissance, "the state in which pleasure transcends the possibilities desire had envisaged." To the principle of anteriority, which judges life in relation to a program, we must oppose the principle of exteriority: the world infinitely surpasses my ideas and expectations, and we have to get beyond them to begin loving it. It is not the world that is disappointing, it is the chimeras that shackle our minds. Answered prayers are dreary: there is something very profound in the wisdom that warns us never to find what we are seeking. "Preserve me from what I want," keep me from living in the Golden Age, the garden of wishes fulfilled.

There is nothing sadder than a future that resembles what we had imagined. We are disappointed when our wishes coincide with what we are experiencing, whereas it is especially moving to see our expectations diverted by particular incidents. (The literature of happiness is usually a disabused literature: hopes have either been betrayed or, more disturbingly, fulfilled, and desire satisfied, that is, killed.) Pleasure arises more from a project



концом: они или не оправдывают наших ожиданий, или, еще хуже, оправдывают их, удовлетворяют наши желания и тем самым их убивают.) Осуществившийся проект радует гораздо меньше, чем тот, который пришлось почему-либо изменить. Равновесие всегда скучно, если же действительность изумляет больше, чем воображение, нас охватывает радость. «Мне нужно было решать: молот или колокол; могу теперь признаться, что всегда выбирал то, что приятнее звучало» (Виктор Сегален). Жизнь интересна отклонениями: нет ничего лучше счастливого несовпадения, когда случается то, чего ты не хотел, и учит тебя ценить все, что придает жизни яркость, вкус и страсть. Крах иллюзий расчищает путь чудесам.

В общем, мы вечно колеблемся между двумя позициями: прокурора, обвиняющего жизнь за то, что она течет мимо русла утопии или умозрительной идеи (о рае, о светлом будущем, о счастье), и адвоката, который защищает и отстаивает ее, со всеми ее прелестями и тяготами, всё равно, нежит она его или нещадно терзает. «Меня обманули!» – возмущается обвинитель. «А меня осчастливили!» – отвечает защитник.

И еще цитаты из «Вечной эйфории»:

Современный человек страдает оттого, что не желает страдать, подобно тому, как может стать болезнью стремление к абсолютному здоровью. Наше время являет миру страшное зрелище: все общество поголовно исповедует гедонизм, и при этом любая малость терзает людей и портит им жизнь. Несчастье – это не просто беда, а гораздо хуже – неудавшееся счастье.

Сколько людей загублено с намерением облагодетельствовать человечество и насильно привести его к совершенству! Став частью политической доктрины, счастье превратилось в страшное оружие массового уничтожения.

Счастье входит, наряду с наукой и техникой, в число прометеевых подвигов человечества; мы должны производить счастье, как товар, и производить впечатление счастливых.

К концу XX века окончательно утвердилось представление о том, что счастье – не столько право, сколько обязанность человека.

Как получилось, что критика общества потребления, развернутая в шестидесятые годы, так быстро обернулась триумфом вещиизма? Дело в том, что выдвинутые тогда лозунги: «Всё ►

repeatedly thwarted and turned in a different direction than from a realized desire. While boredom is always associated with equilibrium, joyous overflow occurs when the imagination has to yield to the greater marvels of the real: “I had to choose between the hammer and the bell; what I remember now is mainly the sound they made” (Victor Segalen). Every inspiring life is both an achievement and a defeat, that is, a marvellous disappointment when what happens is not what one desired, and one becomes sensitive to everything that makes life opulent, fervent, and captious. The defeat of an illusion always opens the door to miracles.

In other words, it may be that we oscillate between two fundamental attitudes: that of the prosecutor who condemns life because he evaluates it in comparison with a utopia or preconceived idea (paradise, “a future that sings,” happiness) and that of the defence lawyer who goes all out to celebrate both its disappointments and its attractions, whether it wounds us cruelly or caresses us softly. And when the accuser exclaims, “I’ve been cheated,” the defender replies, “I’ve been satisfied.”

Quoting the Perpetual Euphoria:

Today we suffer from not wanting to suffer just as one can make oneself ill by trying to be perfectly healthy. Furthermore, we now tell ourselves a strange fable about a society completely devoted to hedonism, and for which everything becomes an irritation, a torture. Unhappiness is not only unhappiness; it is, worse yet, a failure to be happy.

How many mass graves have been dug in the name of the achieving the good, of making men better in spite of themselves? Put in the service of a political vision, happiness was a terrible tool for murder.

Happiness has been entered alongside technology and science in the list of Promethean exploits: we should produce it in the twofold sense of the term, create it and display it.

What grew steadily toward its culmination at the end of the twentieth century was the idea that we are moving from happiness as a right to happiness as an imperative.

Why did the critique of consumer society lead so quickly to the triumph of consumerism in the 1960s? Because the slogans shouted in those days – “We want everything right now,” “Death to boredom,” “Live constantly and enjoy without inhibitions” – applied less to the domain of love and life than to that of merchandise. People thought they ►

сейчас и сразу», «Смерть скуке», «Не теряй времени и наслаждайся без оглядки» – были применены не столько к жизни и любви, сколько к товарам. Те, кто желал свергнуть установленный порядок, ненароком помог утвердиться тотальному меркантилизму.

Как мир – это не просто отсутствие войны, а некое позитивное состояние (определение Спинозы), так счастье – не просто отсутствие несчастья, а некое самостоятельное чувство, не зависящее от нашей воли и поведения. Мы можем быть вполне довольны жизнью, не испытывая эйфории, и даже переживать счастливейшие минуты в тяжелейшие времена.

Мы, вероятно, первое в истории общество, в котором люди несчастливы лишь потому, что не счастливы.

На все дана одна жизнь, одна-единственная, то-то и страшно – ведь таким образом преходящее становится окончательным.

Новый человек-робот, вооруженный мобильником, плеером, наушниками, а там, глядишь, еще какими-нибудь микрочипами в мозгу и экранами в глазах, каждый миг пускающий это оружие в ход, постоянно на связи со всеми на свете, похож на солдата какой-то бесконечной войны.

Нет ничего ужаснее, чем из упрямства разминуться со своим временем, не отведать лучшего, что содержится в его безумствах и причудах. Есть два тупиковых пути: зависеть, как хамелеон, от принятого в обществе цвета и фасона счастья или замкнуться в себе и пережевывать, как жвачку, как потерявшую весь вкус резинку, дни неприметной жизни. Но есть также заразительность, магнетическая сила неунывающей веселости.

Сегодня великие эксперименты и открытия переместились в область внутреннего мира.

Лучшее доказательство того, что все мы так или иначе обуржуазились, – наше преклонение перед почти обожествленной экономикой. Поэтому в современном мире смешались понятия комфорта, благополучия и счастья.

Надо всем взять верх так называемый средний класс – нечто маловразумительное, избегающее крайностей, считающее себя залогом умеренности и порядка.

Чем больше банковский вклад, тем больше горечь, и удовлетворение от собственной прибыли меркнет, если чужая растет еще быстрее. Тут уже вступает в

were subverting the established order, but in fact they were, with the best of intentions, favouring the propagation of universal commercialism.

But just as peace is not merely an absence of war but a positive state (Spinoza), happiness is not the absence of adversity. It is a different kind of emotional quality that depends neither on our goodwill nor on our subtlety. We can be unafflicted without necessarily being euphoric. Amid great havoc we can have moments of unprecedented ecstasy.

But we are probably living in the world's first societies that make people unhappy not to be happy.

A life, all the more poignant because there is only one and because in it the temporary takes on the character of the definitive.

Armed with his cell phone, his iPod, his headphone, and, no doubt soon, microchips in his brain and screens in his eyes, the new prosthetic human being, always ready for battle, connected to the whole world, is like a soldier waging an endless war.

Nothing would be sadder than to stubbornly miss out on one's own time, on what is best in its madness, its inventions. This leads to a double impasse: being caught like a chameleon by all the authorized images of felicity or remaining walled up in oneself, ruminating on one's little life as if it were flavourless chewing gum. Joy is contagious, irresistibly attractive.

The great modern adventure is the inward one, the exploration of inner space.

The fact that we are all bourgeois in one way or another is shown by our religion of the economy raised to the rank of supreme spiritual good. From this derives the modern conflation of comfort, well-being, and happiness.

Vulgarity seized the world as soon as aristocratic virtues and the people's childish innocence both disappeared, to the advantage of that unpredictable object, the middle classes, which took up a position equally distant from the extremes and claimed to guarantee moderation and institutions.

The problem with these rivalries is that you always find somebody richer, there's always some magnate whose splendour offends you, who comes in ahead of you in the Forbes or Fortune rankings, and whose wealth puts yours to shame. Here we have to distinguish the rich from the superrich and the ultrarich; these are different categories. Whence the



силу строгая градация: быть богатым, супербогатым и ультрабогатым – далеко не одно и то же. Вот почему, если богатый человек не расходует свои деньги во имя какого-нибудь дела, идеи, искусства, они иссушают его и он внешне не отличается от неудачника.

Невежество тупой деревенщины, над которой испокон веков насмехались знатные господа, – это еще не вульгарность, она начинается с мещанина во дворянстве, корчащего из себя аристократа, которым им никогда не стать. (...) Знать привлекает буржуазию умением жить стильно, которого ей самой не хватает, и она усердно, доходя до гротеска, копирует аристократические манеры, желая внедриться в чуждые ей традиции. Подражатель намерен перенять дух, но не идет дальше внешности и предстает пародией.

Есть люди денежные, а есть люди-деньги – наследники целых династий, и рядом с ними богачам новоиспеченным всегда будет не хватать образования, патины веков, утонченности.

Деньги, как и счастье, – нечто абстрактное, потенциально содержащее все мыслимые блага.

Плохо, когда тебя эксплуатируют, но еще хуже, когда ты непригоден к эксплуатации.

Повседневность всегда полна кича, пустых мечтаний, похожа на огромную барахолку.

Сегодня места, где хорошо и интересно, надо искать скорее среди маргиналов, немногочисленных чудачков, которых поначалу отовсюду гонят, а после перенимают то, что казалось странным, так что их музыка, их культура задает тон большинству.

Бедствий, которые приходится терпеть людям, не стало больше, но изменилось наше отношение к ним. Признак современного человека – неспособность смириться со своим извечным уделом.

Вечная загадка счастья в том, что оно не сводимо к составляющим элементам, которыми его можно усилить или ослабить; даже если подобрать их оптимальное сочетание, счастье ими не исчерпывается, оно не поддается анализу и определению, а попытаешься его схватить – оно распадется в пыль, как крылышко бабочки. Главное же, жизнь – это скорее обещание, чем программа.

Главное, иметь право сказать «я прожил», а не «я отбыл» свою жизнь. ☉

terrible aridness of the wealthy when they don't put their riches in the service of some cause, some idea or art; they leave the impression of having failed to achieve any of life's goals.

Vulgarity is not the awkwardness of the uncultivated boor, the classical object of aristocratic mockery; it begins with Molière's *Bourgeois Gentleman*, who mimics the noble he will never be. (...)

The nobility fascinates the bourgeois because it possesses a grand style that they will never have; they copy its manners with an assiduity that borders on the grotesque because they hope thereby to provide for their existence a foundation in tradition that it lacks. The imitator thinks he has caught the essence, but he has remained on the level of appearances and bogs down in parody.

There are people who have money, and there are people who are money; the heirs of a noble lineage, and the needy who will always lack education, the patina of time, and refinement.

Both money and happiness are abstractions and potentially represent the totality of possible enjoyments.

The misfortune of being exploited has been succeeded by the still worse misfortune of no longer being exploitable.

Everyday life is always kitsch, always associated with a bric-a-brac of ludicrous dreams, with universal knickknacks.

If there are desirable milieus today, they may have to be sought on the margins, in the contagious minorities that used to be excluded and that by their culture and music now set the tone for the majority.

What has changed in comparison to earlier centuries is not the total number of our afflictions but our intellectual attitude toward them. To be modern is to be incapable of playing the hand we are dealt.

But the great mystery of happiness is that it cannot be reduced to components that allow it to emerge or prevent it from emerging; even if they are optimally bundled together, happiness transcends them all, does not allow itself to be isolated or defined, and disintegrates, like a butterfly's wing, as soon as we think we have grasped it. Above all, however, life always has the structure of a promise, not that of a program.

What matters is to be able to say "I have lived," and not "I have vegetated." ☉



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



8 октября 2013 г. **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



18 марта 2014 **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru



НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА



Юрий Рафаилович СТЕРЛЯДЕВ

родился 17 сентября 1962 года
в д. Якимово Краснокамского района
Башкирской АССР.

В 1986 году окончил Уфимский нефтяной
институт по специальности «бурение
нефтяных и газовых скважин». Получил
квалификацию «горный инженер».

Трудовую деятельность начал
в 1986 году в Альметьевском управлении
буровых работ с должности помощника
бурильщика ЭРБС. Последовательно
занимал должности помощника
бурового мастера, инженера-
технолога ЦИТС.

С 1996 года – ведущий инженер
(супервайзер) по контролю за бурением
и капитальным ремонтом
в НГДУ «Елховнефть».

С 1999 года – ведущий инженер по
КРС и ПРС, ведущий инженер по
бурению, заместитель начальника
отдела по КРС и ПРС, начальник отдела
по КРС и ПРС в инженерном центре
ОАО «Татнефть».

С 2002 года – начальник отдела КРС –
заместитель начальника управления
по ремонту скважин и ПНП
в ОАО «Татнефть».

С 2008 года – первый заместитель
директора – главный инженер в
ООО «Татнефть-РемСервис».

С 28.09.2012 – исполнительный
директор по управлению
ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» –
заместитель директора в
ООО «Татнефть-РемСервис»

Неоднократно награждался почетными
грамотами и удостоивался почетных
званий.

Почетный нефтяник ОАО «Татнефть»
(2011).

Почетный нефтяник Министерства
энергетики РФ (2012).

Заслуженный нефтяник Республики
Татарстан (2012).



Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

times

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама –
advert@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала
на 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 физическое
лицо

☐

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



5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017 Russia
Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
E-mail: editor-in-chief – halina.bulyka@cttimes.org, marketing and advertising –
advert@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version
of Coiled Tubing Times Journal is \$120,00.
E-subscription is available! Cost of annual e-version
of Coiled Tubing Times Journal is \$80,00.

**Special offer! Annual printed subscription +
e-subscription is \$150,00.**

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2014

☐ for printed version ☐ for e-version

I would like to subscribe as Send the Subscription Invoice

☐ Legal Entity ☐ Natural Person ☐ by fax ☐ by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephon number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted
with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place
in the Journal the information useful for you and choose the material to
meet your professional interests most. Please, specify what material you
would like to find in Coiled Tubing Times Journal

Signature

NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD



Yury STERLYADEV

was born on the 17th of September 1962
in the village of Yakimkovo, Krasnokamsky
rayon, Bashkir ASSR.

In 1986 he graduated from Ufa Petroleum
Institute specializing in 'oil and gas well
drilling' and received the qualification of
'mining engineer.'

He started working in 1986 at Almet'yevsk
Department for Drilling Operations as
exploration and production well driller
assistant. He then held positions of drilling
foreman assistant, process engineer of central
engineering-technological services.

Starting from 1996 he worked as the
leading engineer (supervisor) for monitoring
well drilling and workover at the Oil and Gas
Production Department of 'Elkhovneft.'

From 1999 he worked as the leading
engineer for well workover and wireline
operations, leading engineer for drilling,
deputy director of the Department for Well
Workover and Wireline Operations, director of
the Department for WW and WL Operations at
the Engineering Center
of OJSC 'Tatneft.'

From 2002 he was head of the Well
Workover Office, deputy director of the
Department for Well Workover and Enhanced
Oil Recovery at OJSC 'Tatneft.'

In 2008 he was appointed first deputy
director, chief engineer at 'Tatneft-Remservis.'

In September 28, 2012, he was appointed
executive director for management at
'Tatneft-AktyubinskRemServis,' deputy
director at 'Tatneft-RemServis.'

He was awarded certificates and titles of
honor on numerous occasions.

'Honorary petroleum expert' of 'Tatneft'
awarded in 2011.

'Honorary petroleum expert' of the
Ministry of Power Engineering of the Russian
Federation awarded in 2012.

'Honored petroleum expert' of the Republic
of Tatarstan awarded in 2012.





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.

www.sibirazot.ru
info@sibirazot.ru +7 (499) 400 13 91



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



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



NATIONAL OILWELL VARCO

Одна компания. . . Бесконечное множество решений.

ПРОСТЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ ЗАДАЧ

ГИБКИЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ



ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Оборудование для проведения внутрискважинных работ и геолого-технических мероприятий компании Welltec® позволяет управлять производительностью скважин, используя гибкие подходы оптимизации добычи. Наши решения включают в себя четыре основные категории, обеспечивающие мощный инструментарий, при помощи которого заказчик может выполнять сложные мероприятия по капитальному ремонту, сохраняя производительность и продлевая срок службы скважины:

- ДОСТАВКА ИНСТРУМЕНТОВ И ПРИБОРОВ В СКВАЖИНУ
- МЕХАНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ
- ТЕХНОЛОГИИ ПО ОЧИСТКЕ СКВАЖИНЫ
- ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННЫХ ФРЕЗЕРОВОЧНЫХ РАБОТ

Основываясь на потребностях наших заказчиков и собственном опыте, мы постоянно совершенствуем существующие и разрабатываем новые технологии, которые были отмечены рядом наград за инновационное мышление в индустрии нефти и газа.

БЫСТРЫЕ И ГИБКИЕ РЕШЕНИЯ

Наши решения по капитальному ремонту позволяют доставить инструменты в скважину легко и быстро, работая, в том числе, в условиях ограниченного пространства. Использование кабеля обеспечивает более точный, чем при традиционных методах, контроль глубины, при этом количество задействованного персонала и время производства работ значительно уменьшаются, в сравнении с классическими операциями по капитальному ремонту скважин. Отсутствие необходимости в применении вспомогательных технологических жидкостей дает возможность запустить скважину в производство сразу после проведения внутрискважинных работ.

За почти двадцатилетнюю историю проведения внутрискважинных работ мы накопили огромный опыт и сформировали обширное портфолио инструментов и сервисных услуг, которое позволяет решить практически любую задачу.

Welltec®